МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ашировские чтения

Сборник статей всероссийской научно-практической конференции

Самара

Самарский государственный технический университет

2025

Издаётся по решению учёного совета ИНГТ СамГТУ (протокол № 9 от 23.04.2025г.)

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А98

Ашировские чтения[Электронный ресурс]: сб. трудов Всероссийск. Науч.-практ. Конференции. Том2 / Отв. Редактор *М.Е. Коваль*. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2025. – 1 электрон. Опт. Диск.

Представлены труды Всероссийской научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников ВУЗов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, представителей производств.

Минимальные системные требования:

WindowsXP, MSOffice, AdobeAcrobatReader

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А98

©Авторы, 2025
©Самарский государственный технический университет, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

РАЗРАБОТКА АВТОНОМНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО МОДУЛЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ СКВАЖИН ОТ ОТЛОЖЕНИЙ
А.М. Катеев, С.Г. Бурдин 25

АВТОИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС: СПОСОБЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ
К.А. Саетов 28

СПЕКТРАЛЬНАЯ ШУМОМЕТРИЯ – ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ
Р.М. Каримова, С.И. Голубь, Н.А. Чухновская 31

АНАЛИЗ МЕТОДИК ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
В.А. Прозоров, Р.А. Алиев 36

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ВЛАГОМЕТРИИ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
А.Р. Ихсанова, Р.А. Алиев 39

ВОЗМОЖНОСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
И.Г. Хабибуллин, К.А. Саетов 42

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ КАРБОНАТОМЕТРИИ ОБРАЗЦОВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД
А.В. Песков 45

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЮРСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА
А.В. Калиновский 49

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ PDC-РЕЗЦОВ
В.М. Кузминова, А.А. Акопян, В.А. Новиков 51

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ С ДВУХУПОРНЫМИ РЕЗЬБОВЫМИ СОЕДИНЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
А.Г. Бочкарев 55

СОДЕРЖАНИЕ

АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ВЫБОРУ МЕСТА УСТАНОВКИ ЯСА В НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ: ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОПТИМИЗАЦИИ
А.А. Карпушов, В.А. Капитонов 59

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ В БУРЕНИИ: ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ
А.М. Алиев, Р.А. Хасаев, Д.Р. Камаев 64

О ВЛИЯНИИ ЖИДКОЙ СРЕДЫ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
Л.В. Ермолаева 69

АНАЛИЗ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Н. Ю. Татаров, Л.В. Ермолаева 73

ИССЛЕДОВАНИЕ И МЕРОПРИЯТИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
Н.Ю. Татаров, Л.В. Ермолаева 75

СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД
В.В. Федоров, С.Ю. Милькова, Е.И. Молочко, А.А. Нефедов, Б.В. Каргин 78

КОМПЬЮТЕРНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССА РАЗДАЧИ ПРИГОРЯЧЕМ ПРЕССОВАНИИ ЛБТПН
В.В. Федоров, С.Ю. Милькова, Б.В. Каргин 83

ПАТЕНТНЫЙ ЛАНДШАФТ В ОБЛАСТИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ОСЛОЖНЕНИЙ
Р.Е. Пастухов, С.В. Любимова 90

ПАТЕНТНЫЙ ЛАНДШАФТ В ОБЛАСТИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН
Р.К. Саттаров, С.В. Любимова 92

ПРОБЛЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО НАДЗОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
А.В. Заикин, Л.Б. Хузина 96

ПРОБЛЕМЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С ВРАЩЕНИЕМ
С.Е. Захаров, Л.Б. Хузина 98

СОДЕРЖАНИЕ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ В КАЧЕСТВЕ СИСТЕМ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ
В.В. Луговской, Р.М. Вафин *100*

КОДИРОВКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА СВЯЗИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО ПУЛЬСАТОРА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ
Д.Ю. Мезенцев, Н.В. Соловьев, О.В. Денисов *101*

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН
М.В. Власов, М.Е. Коваль, Д.Р. Камаев *105*

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ПРИ НЕПОЛНОМ ВЫТЕСНЕНИИ БУРОВОГО РАСТВОРА
Факих Хассан, Хасаев Рагим Ариф Огы *115*

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ГАЛОГЕНЕЗА В ВОЛГО-УРАЛЬСКОМ БАССЕЙНЕ
Д.А. Баев, М.Г. Казазян *120*

АКТУАЛЬНОСТЬ НЕФТЕДОБЫЧИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
А.А. Банев, М.Г. Казазян *126*

ОСОБЕННОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ ОРЕНБУРЖЬЯ
М.Г. Казазян, О.В. Бодрова *129*

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ НА ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
М.Г. Казазян, К.В. Боярова *132*

ОСОБЕННОСТИ ГЕЛИЕНОСНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
Д.С. Грудина, М.Г. Казазян *136*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СОЛЯНЫХ КУПОЛОВ КАЗАНСКО-ТАТАРСКОГО ЭТАПА
П.А. Евграфова, М.Г. Казазян *139*

ЛИКВИДАЦИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
А.С. Бульденков, В.И. Слюсарь, М.Г. Казазян *142*

ВЛИЯНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРОНИКНОВЕНИЕ ФИЛЬТРАТА В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА
А.Е. Адонина, О.А. Нечаева *145*

СОДЕРЖАНИЕ

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА С ЭЛЕМЕНТАМИ АСУ ТП ДЛЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ IDM-320
С.В. Затейкин *148*

СИСТЕМАТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПОДХОДОВ К УПРАВЛЕНИЮ КАЧЕСТВОМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
А.И. Аверьянов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, Р.И. Ибатуллин, А.А. Березин, Н.Д. Сычев *152*

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ПЛАНОВ В УПРАВЛЕНИИ КАЧЕСТВОМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
А.И. Аверьянов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, Р.И. Ибатуллин, А.А. Березин, Н.Д. Сычев *157*

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ВЕРХНИХ ИНТЕРВАЛОВ СКВАЖИН
В.С. Базанов, К.А. Шиповский *162*

ПОЛИМЕРМОДИФИЦИРОВАННЫЕ БЛОКИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОЧНОСТИ И ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ В СРЕДЕ АГРЕССИВНЫХ ФЛЮИДОВ
Д.Р. Камаев, О.А. Нечаева, М.В. Власов, Е.А. Камаева *167*

ФОРМИРОВАНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
Т.К. Потемкин, М.Г. Казазян *176*

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
Д.А. Зюзина, К.А. Шиповский *179*

ОБОСНОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
О.А. Нечаева, В.А. Кузнецова *182*

ВЫЯВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИНТЕРПРЕТАЦИЮ ДАННЫХ И ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
В.С. Ванюшкин, А.А. Парменова, Д.В. Евдокимов *185*

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗА МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ
Д.А. Кузнецов, П.А. Гаранин *194*

СОДЕРЖАНИЕ

АЛГОРИТМЫ АДАПТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ
Д.А. Кузнецов, П.А. Гаранин 198

ЭВОЛЮЦИЯ ФЛОРИСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА САМАРСКОГО ЗАВОЛЖЬЯ: ОТ ДЕВОНА ДО ГОЛОЦЕНА
М.Г. Казазян, А.А. Репринцева 202

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ТЕРМОСТАБИЛЬНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ
М.Е. Коваль, П.Р. Зотова 205

РАЗРАБОТКА ЭКСПРЕСС-МЕТОДИКИ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ СТОЙКОСТИ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ К УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ
Н.В. Бобрик, А.С. Сусоев, В.А. Капитонов 209

ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА: ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, СУЩЕСТВУЮЩИЕ РЕШЕНИЯ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
М.Е. Коваль, Д.В. Евдокимов, Н.А.Каликин 217

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕСФЕРИЧНОСТИ ЧАСТИЦ ШЛАМА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОЧИСТКИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ CFD-МОДЕЛИРОВАНИЯ
Д.А. Пак, К.А. Шиповский 225

ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА СВЯЗИ
К.Д. Дёмин, Е.В. Ермолаев, П.А. Гаранин 229

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ В МЕТОДАХ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ПЛОТНОСТИ
А.И. Матросов, В.А. Капитонов 233

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ВЫГОДА ОТ ИЗУЧЕНИЯ СУЛЬФАТНЫХ И ГАЛОГЕННЫХ ТОЛЩ В РОССИИ
Т.С. Сенаторов, М.Г. Казазян 237

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФАКТИЧЕСКОЙ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ И КОНТРОЛЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ КНБК
Д.В. Цаплин, О.А. Нечаева, А.Д. Уланов 239

СОДЕРЖАНИЕ

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕАЛИЗАЦИИ ПРИНЦИПА НУЛЕВОГО СБРОСА» ПРИ БУРЕНИИ НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ
В.С. Волобуев, Е.О. Игнатьева *248*

ПРИМЕНЕНИЕ ОБСАДНЫХ ТРУБ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
М.В. Леонтьев, М.Е. Коваль *251*

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТЕНОК СКВАЖИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛИТИКО-ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
К.В. Федоровских, Е.О. Игнатьева *259*

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБРАЩЕНИЮ С НЕФТЕСОДЕРЖАЩИМИ ОТХОДАМИ
Н.С. Бодоговский *263*

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСПОЗНАВАНИЯ ОПЕРАЦИЙ И КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА СКРЫТОГО НПВ: ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕОДНОРОДНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ
Э.М. Джумаев, А.А. Фатьянов, Д.Ю. Свечников *267*

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРИБОРОВ КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ
Е.П. Шабаев, С.Н. Парфенова *282*

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРА ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИНЫ С УЧЁТОМ НАЧАЛЬНОГО НАПРЯЖЁННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ
А.Ф. Мингалиев, А.А. Подъячев *286*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО НА ДЛИНУ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ЧАСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ С ГНКТ
Е.В. Ермолаев, П.А. Гаранин *288*

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИБОРОВ КАРОТАЖА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
Е.П. Шабаев, С.Н. Парфенова *291*

ПРИМЕНЕНИЕ НАНОЧАСТИЦ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ
М.А. Галстян, С.Н. Парфенова *294*

СОЗДАНИЕ КОНЦЕПЦИИ НОВОГО НАДДОЛОТНОГО МОДУЛЯ
С.А. Лукьянов, Г.А. Мартынов, М.Е. Коваль *296*

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОДБОРА КОМПОНЕНТОВ БУРОВОГО РАСТВОРА
А.В. Селихметьев *301*

СОДЕРЖАНИЕ

АНАЛИЗ ИНГИБИРОВАННЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ РАЗБУРИВАНИЯ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА АСТРАХАНСКОМ ГКМ
С.В. Пыресев, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, Р.И. Ибатуллин, А.А. Березин, Н.Д. Сычев *304*

ОБЗОР ОСЛОЖНЕНИЙ И ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ И КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ
В.Н. Иванов, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов, Р.И. Ибатуллин, А.А. Березин, Н.Д. Сычев *309*

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД
С.В. Пыресев, С.Н. Парфенова, Р.И. Ибатуллин, А.А. Березин, Н.Д. Сычев... *316*

БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СУШЕ, МОРЕ И ШЕЛЬФЕ

РАСЧЁТ УДЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ КОНТАКТА ЗАБОЙНОГО КАРОТАЖНОГО ПРИБОРА О СТЕНКУ СКВАЖИНЫ
О.В. Денисов, В.Н. Малышев, Д.Ю. Мезенцев *322*

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ПРИ БУРЕНИИ КОМПОНОВКОЙ С PDC-ДОЛОТОМ, ВЗД И ЗАБОЙНЫМ УСТРОЙСТВОМ ПОДАЧИ ДОЛОТА
Г.В. Буслаев, А.В. Коноплянников *327*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН .....

ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРОВ ПЕРОКСОСОЛЬВАТОВ ФТОРИСТЫХ СОЛЕЙ В КАЧЕСТВЕ ДЕСТРУКТОРОВ ЛИНЕЙНЫХ И СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ЖИДКОСТЕЙ ГРП
Т.Е. Харитонова, В.В. Тажитдинова, А.В. Колесников, Т.В. Конькова..... *331*

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН СЕКЦИОННЫМИ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ
М.В. Двойников, Д.О. Морозов *336*

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТВЕРДОСТИ И ЭНЕРГИИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ PDC-РЕЗЦОВ
К.А. Носова, А.А. Акопян, В.А. Новиков *341*

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОСОБЕННОСТИ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РИФОГЕННОЙ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА ЗЛ 2-1; Зл 2-2 ВНЕШНЕЙ БОРТОВОЙ ЗОНЫ МУХАНОВО-ЕРОХОВСКОГО ПРОГИБА (НА ПРИМЕРЕ ТОЛКАЕВСКО-СОРОЧИНСКОГО КУПОЛА НИКОЛЬСКО-СОРОЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ)
Н.М. Максимкина *345*

ОСОБЕННОСТИ ВЕКТОРНОГО УПРАВЛЕНИЯ ВЕНТИЛЬНЫМ ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ
Ф.А. Сабадаш, Ю.А. Агеева, А.В. Стариков *353*

ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ ДКТ3 ДОНЕЦКО-СЫРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Д.В. Полшков, А.М. Зиновьев *363*

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК ПРИ ОЧИСТКЕ СКВАЖИН ОТ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК
М.С. Хазов *365*

ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ЗАЩИТНОЙ СИСТЕМЫ ОТ РАЗЛИВА НЕФТИ ПРИ АВАРИЙНОМ МГНОВЕННОМ РАЗРУШЕНИИ РВС НА УНПЗ
Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова *368*

СОЗДАНИЕ И НАСТРОЙКА МОДЕЛИ НЕФТЕСБОРНОЙ СЕТИ САЗОНТЬЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПО «GAP»
Е.В. Алекина, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова *370*

АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИИ ОПЫТНО ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НЕЙТРАЛИЗАТОРА СЕРОВОДОРОДА И ЛЕГКИХ МЕРКАПТАНОВ НА УПН ЗАГЛЯДИНСКАЯ И КРАСНОЯРСКАЯ
Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова *374*

ПРОГНОЗ НОРМ КАЧЕСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
Ю.А. Дубовицкая *380*

ОЦЕНКА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОБЪЕКТАМ И ЗАЛЕЖАМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Ю.А. Дубовицкая *385*

СОДЕРЖАНИЕ

КОРРЕЛЯЦИОННАЯ ЗАВИСИМОСТЬ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ОТ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Ю.А. Дубовицкая, Е.И. Соболева *391*

АНАЛИЗ ПРИЧИН БЕЗДЕЙСТВИЯ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ЗАЛЕЖАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Е.И. Соболева *397*

АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯПЛАСТА С-1А МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Е.И. Соболева, Н.В. Степанян *402*

МЕТОДИКА ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛЯТОРА ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ
К.М. Чубаров, М.А.А. Абделгани, Ю.А. Агеева, А.В. Стариков *407*

МОДЕЛИРОВАНИЕ КАРБОНАТНЫХ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
С.А. Кадяев, М.Т. Ханнанов *414*

ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРИЧИНЫ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ
М.С. Хазов, И.В. Царьков, К.И. Бабицкая *426*

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОЗИРОВОЧНЫХ НАСОСОВ
Е.Н. Карпухин, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков *428*

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ПРИВОДОВ ШСНУ
Т.В. Самарин *433*

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-НЕПРИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Д.В. Канарейкин, Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова *441*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-НЕПРИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Д.В. Канарейкин, Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова *446*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ РОДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА
Д.С. Жарков, Г.А. Ковалева *450*

СОДЕРЖАНИЕ

СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
Д.Ф. Оразметов 455

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ИМПЛОЗИОННЫХ ЖЕЛОНОК
Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов 458

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИДКИХ ПАВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН
Э.Б. Гусейнов, А.Т. Зарипов, М.А. Силин, Л.А. Магадова, А.А. Стефанцев, С.В. Назаров 460

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ
А.А. Останков 469

ОЦЕНКА И АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ГЛУБИННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН
Д.С. Кравцова, С.И. Губанов 473

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЛЯНТОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
А.Р. Кучукбаева, В.В. Бадретдинов 477

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ИЗ КРАЕВОЙ ЧАСТИ ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
В.В. Бадретдинов, А.Р. Кучукбаева 481

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТОВ-РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ
И.Е. Канайкин, А.М. Зиновьев 487

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА
А.Р. Парамзин, А.М. Зиновьев 490

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ТЯЖЕЛЫХ ПЕННЫХ СИСТЕМ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН
А.И. Трифонов, К.И.Бабицкая 494

СОДЕРЖАНИЕ

ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ
К.И. Бабицкая, Я.А. Сорокин *496*

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ
А.М. Зиновьев, А.С. Паутова *499*

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ УЛЬТРАЗВУКОВОГО СИГНАЛА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ
А.М. Зиновьев, А.С. Паутова *502*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ
А.М. Зиновьев, А.С. Паутова *505*

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ АСПО
И.В. Дубоносова, М.А.Шейкина *509*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТОИТЕЛЬСТВА БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА НА ПЛАСТЕ А3 СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С.А. Грищенко, А.М. Зиновьев *517*

ОБОСНОВАНИЕ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА Б2 БАКЛАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
В.В. Жабин, А.М. Зиновьев *519*

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛИНОКИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ Б2 СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.А. Калпаков, А.М. Зиновьев *521*

ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЕСКУНОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГУСКОЙ ОБЛАСТИ
П.И. Рыбкин, А.М. Зиновьев *523*

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА А0 КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.И. Ксенофонтов, А.М. Зиновьев *525*

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖИ ОБЪЕКТА О1+О2+О3 С ПОМОЩЬЮ ПЕРЕВОДА СКВАЖИНЫ И ПОСЛЕДУЮЩИХ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ВЕРХНЕ-ВЕТЛЯНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
Я.И. Рудин, А.М. Зиновьев *527*

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОСНОВАНИЕ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА НА ПЛАСТ В1 ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.А. Самойлов, А.М. Зиновьев 529

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ИЗ ПЛАСТА Д3 ЗАПАДНО-КОММУНАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА
К.П. Маслов, А.М. Зиновьев 531

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА В1 ВЕРХНЕ-ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Д.С. Симонов, А.М. Зиновьев 533

ПРОБЛЕМА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ И ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ
И.И. Гайда 535

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ
В.А. Трякина, А.А. Акопян, В.А. Новиков 538

ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН: КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ И ПУТИ РЕШЕНИЯ
М.И.Королев[1], П.В. Богданов[2] 541

ОБОСНОВАНИЕ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ А4 ВЕРХНЕ-ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С.В. Красновский, А.М. Зиновьев 543

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛИНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА ПЛАСТА Д1 БЕЛОЗЕРСКО-ЧУБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С.В. Лёгенький, А.М. Зиновьев 545

ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА ПЛАСТА С1 КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Б.С. Плесканосов, А.М. Зиновьев 547

ПРИМЕНЕНИЕ БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА МЧ2 ЮЖНО-НЕПРИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
М.А. Порохнявый, А.М. Зиновьев 549

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА
Н.М. Данилова 551

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОСНОВАНИЕ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.И. Баклыков, А.В. Мелентьев 554

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СОВМЕСТНОЙ ДОБЫЧИ НА ПРИМЕРЕ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВИШНЕВО-ПОЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
В.А. Акулов, А.М. Зиновьев 560

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ В1 КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Е.В. Дерябин, А.М. Зиновьев..... 562

ПРИМЕНЕНИЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ С ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЕМ
К.И. Бабицкая, А.А. Колесников..... 564

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА А0 ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНИВШИХСЯ ПРОСЛОЕВ
В.М. Кривуляк, А.М. Зиновьев..... 566

РАЗРАБОТКА РАСТВОРОВ СЕЛЕКТИВНОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
М.Г. Казазян, К.И. Бабицкая..... 568

ИССЛЕДОВАНИЯ СОХРАНЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА
Г.В. Талыбов, И.В. Царьков, К.И. Бабицкая 571

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ Д-II'+ Д-II НОВО-ЗАПРУДНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.Р. Хажеев, А.М. Зиновьев..... 574

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА Т1 БОГОЛЮБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.А. Кимлык, А.М. Зиновьев..... 576

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ PPG-ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ И АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
А.Ф. Гильфанова, М.И. Королев..... 578

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
М.И. Королев..... *581*

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА Б2 СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Д.А. Раудин, А.М. Зиновьев..... *583*

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

ДОСТИЖИМЫЕ ДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАДИАЛЬНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА НАГНЕТАТЕЛЯ АЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА
Г.А. Крылов, Ю.А. Агеева, А.В. Стариков *586*

СНИЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ В УТОРНОМ УЗЛЕ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА ЗА СЧЁТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЕМПФИРУЮЩИХ ПЛАСТИН
И.Н. Сафиуллов, П.В. Волков, М.Р. Терегулов *591*

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА ЭТАПЕ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
Г.М. Орлова , Д.С. Жандаров *594*

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НА СТАДИИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ
Н.А. Абдуллин, Г.М. Орлова..... *598*

КОНСТРУКЦИЯ СОПРЯЖЕНИЯ СТЕНКИ С ДНИЩЕМ В ВИДЕ УТОРНОГО УГОЛКА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА
М.Р. Терегулов *601*

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СИЛЫ ДИСКОВОГО НОЖА ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА
А.А. Гашенко, А.А. Лещенко..... *605*

ОПТИМИЗАЦИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ
И.О. Шляхтуров..... *608*

АНАЛИЗ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ В РОССИИ
К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова..... *609*

СОДЕРЖАНИЕ

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ
К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова 611

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ: ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ
С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина 613

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ: МЕТОДЫ И СТРАТЕГИИ
С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина 616

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НИЖНЕГО ПОЯСА РЕЗЕРВУАРА
А.М. Романов, Г.М. Орлова 619

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ, КАК ОСНОВНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ
А.В. Индов, Г.М. Орлова 622

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ РАСЧЕТА И ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ
М.Е. Расцов, Н.И. Иванова, А.А. Афиногентов 625

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ЗА СЧЁТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА, ВЫРАБАТЫВАЕМОГО ИЗ КОНТУРА ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ ПРИ ЕГО НОРМАЛЬНОМ ОСТАНОВЕ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЯ ГАЗА
А.В. Индов, Г.М. Орлова 628

ОЧИСТКА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
И.В. Дубоносова, М.А. Шейкина 631

ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫЕ ПРИСАДКИ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ
А.П. Лукашевич, М.А. Шейкина 636

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
Р.В. Бочков 639

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ ПЕРЕКРЫТИЯ ВАНТУЗОВ ТРУБОПРОВОДА
А.А. Гашенко 641

СОДЕРЖАНИЕ

МНОГОФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ
Д.В. Чирва, А.А. Афиногентов 644

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ВЫПОЛНЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЯХ, ПО ПРИВЕДЕНИЮ ИХ К НОРМАТИВНОМУ СОСТОЯНИЮ
Г.М. Орлова, А.В. Грибанов 647

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЯХ, ПО ПРИВЕДЕНИЮ ИХ К НОРМАТИВНОМУ ПЛАНОВО-ВЫСОТНОМУ ПОЛОЖЕНИЮ
Г.М. Орлова, А.В. Грибанов 650

СЕРДЦЕ МОБИЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРА "МКОР" - ГРАВИДИНАМИЧЕСКИЙ СЕПАРАТОР «ГДС»
С.А. Дианов 653

ФИЛЬТРАЦИОННЫЙ БЛОК НЕФТЕШЛАМА "ФБН" И ФИЛЬТРАЦИОННЫЙ БЛОК ВОДЫ "ФБВ" НА МКОР ПРИ ЗАЧИСТКЕ НЕФТЯНОГО РЕЗЕРВУАРА
С.А. Дианов 655

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ

АНАЛИЗ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
А.В. Дардынская 658

АНАЛИЗ УСТРОЙСТВ С ИОНОПРОВОДЯЩИМ НАПОЛНИТЕЛЕМ ДЛЯ ЭЛЕКТРОДЕИОНИЗАЦИИ СЛАБОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ РАСТВОРОВ
Д.Н. Коновалов, С.И. Лазарев, А.Г. Сысоева, Н.С. Наместников 663

ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ НЕФТИ
В.С. Иванов, Е.В. Алекина 668

РАЗРАБОТКА АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА И МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ PDC – РЕЗЦОВ НА ИЗНАШИВАНИЕ
Д.Э. Шальнова, В.А. Колибасов, В.А. Новиков 671

РАЗРАБОТКА И ВЕРИФИКАЦИЯ ЛАБОРАТОРНОГО ПРИБОРА ДЛЯ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД
Т.В. Пашина, А.А. Акопян, В.А. Новиков 674

СОДЕРЖАНИЕ

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ КЛЕММОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ
И.А. Кокорев *677*

КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ И ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТУРБИННОГО МАСЛА ТП-22С ПРИ МЕХАНИЧЕСКОМ ЗАГРЯЗНЕНИИ
М.С. Игнатов..... *683*

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ЦИКЛА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ПРОИЗВОДСТВО АММИАКА)
Н.Д. Иванов..... *685*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОКОНУСНЫХ ФОРСУНОК ДЛЯ ОРОШЕНИЯ НАСАДОЧНЫХ КОЛОННЫХ АППАРАТОВ
С.В. Иваняков, Д.А. Крючков..... *691*

РАЗРАБОТКА ОСЕВОГО РЕГУЛИРУЮЩЕГО КЛАПАНА С ВНЕШНИМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ЗАПИРАЮЩЕГО ОРГАНА
А.Е. Лебедев, И.С. Гуданов, А.А. Ватагин, Д.В. Антанович *694*

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ МЕТОДЫ И ПУТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ТРУДНОДОСТУПНЫХ УЧАСТКОВ ШЛЕМОВОГО ТРУБОПРОВОДА КОЛОННОГО АППАРАТА
Д.Д. Басенок, С.А. Абрамов *698*

ИННОВАЦИОННЫЙ КОПЕР ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ PDC РЕЗЦОВ БУРОВЫХ ДОЛОТ
Д.О. Копытин, В.А. Новиков, И.Д. Ибатуллин..... *708*

ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ЗА СЧЕТ СТАТИКО-ИМПУЛЬСНОГО УПРОЧНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО СЛОЯ
О.Г. Кокорева, С.В. Копытин, В.В. Щабельская *710*

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГИЛЬЗ ЦИЛИНДРА ДВС ИНОСТРАННОГО И ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ
Д.А. Майдан, Е.А. Чистопольцева, А.Е. Гукин *713*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ ПРИ МОНИТОРИНГЕ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛОВ
А.В. Щербакова, Д.Е. Бугай..... *718*

СОДЕРЖАНИЕ

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ МАЛЫХ ЛЕГИРУЮЩИХ ДОБАВОК НА КОРРОЗИОННУЮ СТОЙКОСТЬ СТАЛЕЙ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ
А.А. Березин, Н.Д. Сычев, К.В. Парфенов 722

АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПАСТЫ И СМАЗКИ В СОВРЕМЕННОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МАШИНОСТРОЕНИИ
Ш.О. Туралиев, К.В. Парфенов 730

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТЫ ТРУБЧАТЫХ ПЕЧЕЙ ЗА СЧЁТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ ПРЕДИКТИВНОГО АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
И.Р. Аюпов, А.С. Печников, К.В. Парфенов 738

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ТРИБОМОНИТОРИНГА
Н.И. Карасев, И.Д. Ибатуллин, К.В. Парфенов 744

РЕГУЛИРУЮЩИЙ КЛАПАН С ПРУЖИННЫМ ЗАПИРАЮЩИМ ОРГАНОМ
А.Е. Лебедев, И.С. Гуданов, Д.В. Дышлевой 747

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ КОДЯКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
В.С. Иванов, Ю.М. Габбасова, Е.В. Алекина 753

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРНИЯ ТЕХНОЛОГИИ LoRaWAN В СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНАМИ НА ПРИМЕРЕ ПРИДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА
Е.И. Булгакова, Д.А. Мельникова, А.Ю. Скворцов 755

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО КОНТРОЛЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина 758

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ И КОНТРОЛЯ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА
Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова 760

ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ХОРДОВОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СТЫКОВ ТРУБОПРОВОДОВ
Д.А. Мельникова , С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина 762

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ С КОМПЬЮТЕРНОЙ ОБРАБОТКОЙ СИГНАЛОВ
Д.А. Мельникова , К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова..... *764*

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЦЕССОВ В РАМКАХ КОНЦЕПЦИИ INDUSTRY 4.0
Л.Ю. Демина, Е.Е. Ярославкина *766*

МОДЕЛЬ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЧЕЛОВЕКА ПРИ УПРАВЛЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ НА НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ
А.А. Сидоров *770*

ЭКОНОМИКА ТЭК

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ
А.А. Истомина, М.А. Шейкина *776*

ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГОРЮЧИХ И ВЗРЫВООПАСНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ВНУТРИ И ВНЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ УХТИНСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА
Е.В. Алекина, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова..... *779*

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА УХТИНСКОГО НПЗ
Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова *782*

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ
В.Е. Соколов, Л.В. Сорокина *785*

ИЗМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ДЕЙСТВИЙ ПЕРСОНАЛА НЕФТЕГАЗОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В СЛУЧАЕ ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ
А.Д. Вишневский, М.И. Мамонова, Л.В. Сорокина *788*

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ: СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
Д.А. Мельникова, Р.Ю. Беляй, Н.В. Степанян..... *790*

СОДЕРЖАНИЕ

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВАКУУМНЫХ КОЛОНН НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ С УЧЕТОМ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ ГОРЮЧИХ ПАРОВ
А.И. Рагойша *793*

АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ УПН «ЯКУШКИНСКАЯ»
Д.В. Буслаков, Е.В. Алекина *798*

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОГНЕВЫХ РАБОТ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
Ф.Н. Самерханов, С.Н. Дегтев *802*

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ОГНЕВЫХ РАБОТ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
Ф.Н. Самерханов, С.Н. Дегтев, Д.А. Мельникова *805*

ПРИМЕНЕНИЕ УМНЫХ КАСОК В НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ
Д.Р. Тетёкин, М.С. Гридина *807*

ВЛИЯНИЕ ЗАКОКСОВАННОСТИ ТРУБ НА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
И.Р. Аюпов, А.С. Печников, К.В. Парфенов *812*

ТЕХНОЛОГИИ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЗИРОВАНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ НА ОСНОВЕ МОНИТОРИНГА СКОРОСТИ КОРРОЗИИ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ
М.А. Бондарь, Х.К. Джумабаев, Э.И. Исрафилов, В.В. Брундаков *818*

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ ПОКРЫТИЕ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ОТ КОРРОЗИИ
М.А. Бондарь, В.Е. Пудакова, О.Р. Латыпов, М.Е. Медведева, А.Р. Вафина *824*

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ ДЕФЕКТА НА ХАРАКТЕРИСТИКУ ТВЕРДОСТИ МАТЕРИАЛА
Л.И. Мучкинова, В.Л. Савич *837*

ОБЗОР АНТИКОРРОЗИЙНЫХ ПАСТ И СМАЗОК: СОВРЕМЕННЫЕ СОСТАВЫ, МЕХАНИЗМЫ И МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ
А.А. Березин, Н.Д. Сычев, К.В. Парфенов *841*

ОБЗОР КВАЗИКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ В УСЛОВИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
А.А. Березин, Н.Д. Сычев, К.В. Парфенов *849*

СОДЕРЖАНИЕ

ПОДГОТОВКА КАДРОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ
П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова *858*

ЗНАЧИМОСТЬ ПРАКТИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ В ФОРМИРОВАНИИ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ БУДУЩИХ ИНЖЕНЕРОВ
Л.А. Марченкова *863*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛАТФОРМЫ MOODLE С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ СТУДЕНТОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ
Л.А. Марченкова, А.А. Толкунова *865*

ПРАКТИКА ОРГАНИЗАЦИИ ХИМИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПРИ ИЗУЧЕНИИ КУРСА «ОБЩАЯ И НЕОРГАНИЧЕСКАЯ ХИМИЯ»
О.Ю. Афанасьева *867*

ПРОЕКТНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КАК МОСТ МЕЖДУ ТЕОРИЕЙ И ПРАКТИКОЙ: РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ДАТЧИКОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ОТЕЧЕСТВЕННОМ ПО
М.В. Петровская *870*

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

РАЗРАБОТКА АВТОНОМНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО МОДУЛЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ СКВАЖИН ОТ ОТЛОЖЕНИЙ

А.М. Катеев[1], С.Г. Бурдин[2]

Самарский государственный технический университет[1];
Технопарк «Жигулевская долина»[2]
г. Самара, Россия
e-mail: kateev.andrei@yandex.ru, byrdin63@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается разработка компактного автономного устройства для удаления отложений гидратов в нефтяных, нагнетательных и водозаборных скважинах. Применение ультразвукового воздействия позволяет отказаться от химических реагентов, теплового оборудования и подрядных сервисов, снизив эксплуатационные затраты и минимизировав простой. Представлены теоретические предпосылки, инженерная концепция и предварительные оценки эффективности очистки.

Ключевые слова: ультразвук, гидраты, отложения, скважина, НКТ, очистка, автономность

Введение

Эффективная эксплуатация скважин требует регулярной очистки внутренней полости труб от различных типов отложений — гидратных, солевых, известковых. Накопление таких образований снижает дебит, мешает спуску оборудования, увеличивает риск аварий и простои. Стандартные методы очистки — химические, тепловые или механические — сопряжены с рядом эксплуатационных и экологических недостатков. Особенно остро проблема стоит на удалённых кустах, где завоз реагентов, топлива и техники требует значительных ресурсов.

Актуальность

Согласно данным [1,2], доля эксплуатационных отказов, связанных с соле- и гидратоотложениями, в некоторых регионах достигает 30%. Использование агрессивных реагентов может вызывать коррозию обсадных колонн [3].

Гидратные отложения, представляющие собой твёрдые структуры, образующиеся при взаимодействии метана и воды под давлением, являются одними из самых сложных для удаления типов загрязнений.

Традиционные методы борьбы с ними — термический прогрев, впрыск ингибиторов, депрессантов — сопряжены с высокой энергоёмкостью и логистической нагрузкой.

При этом исследования в смежных отраслях демонстрируют высокую чувствительность кристаллической решётки льда и гидратов к ультразвуковым колебаниям:

- В пищевой промышленности ультразвук активно применяется для **ускоренного размораживания льда** при температуре ниже 0 °C за счёт кавитационных пузырьков, локально разрушающих структуру льда.
- В криобиологии ультразвук используется для **снижения прочности замёрзших структур** при низкой мощности (20–40 кГц), аналогичной заявленным частотам в нашем модуле. Агранат Б. А. пишет: «…при частоте ультразвука 25 кГц в

насыщенных газовых растворах наблюдалась диссоциация газожидкостной кластери с разрушением гидратных кристаллов…»[4]

• Также зафиксированы эффекты **локального разрушения гидратов в трубопроводах** при использовании УЗ-генераторов, интегрированных в очистные головкиschablonstatiah.

Это подтверждает возможность фокусированного разрушения гидратов в условиях внутри насосно компресорных труб.

Также стоит отметить, что технологии ультразвуковой обработки скважинной зоны разрабатываются с конца XX века [5,6], однако их применение ограничено из-за потребности во внешнем питании, громоздкости оборудования и низкой мобильности.

Появление современных аккумуляторных систем, компактных излучателей и волноводов позволяет рассматривать ультразвуковую очистку как мобильную и автономную технологию нового поколения.

Постановка задачи:

Цель работы — разработать автономное переносное устройство, способное производить очистку внутренней поверхности НКТ от отложений с помощью ультразвука без применения реагентов и подключения к внешнему источнику энергии.

Теоретическая часть

Основные физические процессы способствующие разрушению гидратов — кавитационное воздействие, микровибрации, кавузацию (образование и схлопывание пузырьков) и локальные импульсы давления и температуры, создаваемые ультразвуковыми волнами в диапазоне 20–40 кГц.
При передаче энергии через ультрозвуковую головку на поверхность отложений наблюдается разрушение кристаллической решётки гидратов.

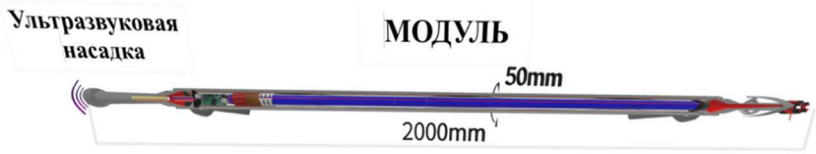


Рисунок 1. Модель ультрозвукового модуля

Ниже представлены расчеты, отражающие теоретическую эффективность работу модуля.

Акустическое давление:

$$P = \rho \cdot c \cdot v$$

где:

- P — акустическое давление,
- ρ — плотность среды,
- c — скорость звука в среде,
- v — скорость колебаний.

Для ультразвука в воде (20–25 кГц, интенсивность 1–2 Вт/см²):

$$P \approx 10^5–10^6 \text{ Па}$$

(т.е. до десятков атмосфер — огромная величина локально).

Расчётная модель разрушения представлена формулой:

$$S = (\eta \times P \times t) / Ea,$$

где:

- S — объём разрушенного материала (см³),
- η — коэффициент передачи энергии (0.3–0.5),
- P — мощность генератора (Вт),
- t — время обработки (сек),
- Ea — удельная энергия разрушения (Дж/см³).

При номинальной мощности 80 Вт и времени обработки 1 час, расчётный объём разрушения составляет ~9600 см³ — это соответствует 1,5–2 м очищенной трубы диаметром 63 мм.

Практическая часть и предварительные результаты

На первом этапе разработан корпус модуля и собрана аккумуляторная часть (12 В, 50 А·ч), обеспечивающая автономную работу до 10 часов. Предусмотрена возможность быстрой замены излучающих насадок для адаптации под тип отложений. Вес конструкции — менее 15 кг, что позволяет обслуживать модуль силами одного оператора. В лабораторных условиях подтверждена эффективность разрушения отложений. На конец 2025 год запланирована сборка бета-прототипа и переход к испытаниям на натурных загрязнённых НКТ.

Заключение

Предложенное решение представляет собой альтернативу существующим способам очистки скважин — без химии, топлива и внешних генераторов. Модульная конструкция, автономность и эффективность делают технологию перспективной для применения на удалённых объектах и в условиях ограниченного доступа к подрядным сервисам. В дальнейшем предполагается проведение полевых испытаний и сертификация устройства для промышленного внедрения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сурков А. В. Отложения в скважинах: причины, последствия, методы борьбы. — М. : Нефтегазовая наука, 2020. — 232 с.
2. Исхаков Р. Ф., Залялов А. Ш., Мухаметзянов И. Х. Гидраты в нефтегазовых скважинах: теория и практика. — Казань : КНИТУ, 2019. — 198 с.
3. Нагаев Ю. А., Дроздов П. Н. Химическая очистка скважин: анализ коррозионных рисков // Вестник Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. — 2022. — № 5. — С. 71–78.
4. Агранат Б. А. Ультразвук в гидрометаллургии. — М. : Наука, 1969. — 230 с.
5. US Patent 9567774B2. Ultrasonic tool for downhole scale removal / United States Patent and Trademark Office. — 2017. — URL: https://patents.google.com/patent/US9567774B2/en (дата обращения: 09.07.2025).
6. Halliburton. Ultrasonic well cleaning systems overview // Technical bulletin. — 2021. — URL: https://www.halliburton.com/en/resources/ultrasonic-well-cleaning-systems-overview (дата обращения: 10.07.2025).

УДК 004.942

АВТОИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС: СПОСОБЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

К.А. Саетов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация
e-mail: saetovk@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются перспективные направления в области автоматизации обработки результатов геофизических исследований скважин (ГИС). Основное внимание уделено технологиям на основе адаптивных нечетких систем и искусственных нейронных сетей, включая их гибридные конфигурации. Доказано, что использование указанных методов дает возможность автоматизировать процедуры литологического расчленения геологического разреза, идентификации продуктивных пластов и оценки их насыщения с уровнем достоверности, достигающим 93%. Особый акцент сделан на возможностях оперативного анализа информации в режиме реального времени для целей геонавигации, а также на способах повышения надежности выводов за счет применения алгоритмов снижения размерности и постобработки. Обоснована высокая практическая ценность интеллектуальных систем для повышения оперативности и обоснованности решений в процессе строительства и ввода скважин в эксплуатацию.

Ключевые слова: автоматизированная интерпретация, геофизические исследования скважин, нечеткий вывод, искусственные нейронные сети, гибридные интеллектуальные системы, литология, идентификация коллекторов, геонавигация.

Введение

Процедура интерпретации данных, полученных в ходе геофизических исследований скважин, занимает центральное место при подсчете запасов углеводородов и построении достоверных геологических моделей. Классические методики расшифровки каротажных данных отличаются значительной трудоемкостью и требуют привлечения высококвалифицированных специалистов. В условиях роста объемов и сложности геофизической информации особую важность приобретает создание и внедрение систем автоматизированной интерпретации, способных эффективно функционировать в условиях неполноты данных и адаптироваться к вариациям геологического строения.

Современная нефтегазовая отрасль развивается в сторону освоения месторождений со сложным строением и нетрадиционными типами коллекторов, где точность и скорость интерпретации напрямую определяют экономику проекта. Анализ литературных источников [1, 2, 3] свидетельствует о том, что стандартные детерминированные подходы зачастую не позволяют разрешить неоднозначность геофизических откликов. Это служит причиной активного внедрения методов искусственного интеллекта, которые способны формализовать эмпирический опыт экспертов и выявлять сложные скрытые закономерности в массивах данных.

Целью настоящего исследования является комплексный анализ современных методик и технологических решений в области автоматизации интерпретации данных ГИС. В рамках достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

Изучить потенциал адаптивных нечетких систем для управления процессом интерпретации в условиях неопределенности. Сравнить результативность различных топологий нейронных сетей для задач литологической классификации и прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств. Проанализировать преимущества интеграционных схем, совмещающих аппарат нечеткой логики и нейросетевые парадигмы. Рассмотреть вопросы практической реализации методов для оперативного анализа данных в контуре геонавигационного контроля.

Теоретическая часть

В основе современных систем автоматизированной интерпретации лежат два ключевых и взаимодополняющих направления: Адаптивные системы нечеткого вывода. Данный подход предоставляет инструментарий для формализации качественных экспертных знаний в виде системы лингвистических правил (например, «ЕСЛИ кажущееся сопротивление ВЫСОКОЕ И гамма-каротаж НИЗКИЙ, ТО пласт является КОЛЛЕКТОРОМ»). Процедура построения такой модели включает этапы структурного и параметрического синтеза, в ходе которых осуществляется минимизация рассогласования между выходом модели и референсными значениями [1]. Применение трапециевидных функций принадлежности и методов дефаззификации, таких как центр тяжести, позволяет преобразовать нечеткий вывод в конкретные литологические индексы.

Искусственные нейронные сети. Нейросетевые модели не требуют априорного задания правил и обучаются на основе прецедентов. Проведенные исследования демонстрируют эффективность различных архитектур:

Многослойный персептрон показывает удовлетворительные результаты в задачах прогнозирования петрофизических параметров, таких как пористость.

Сети с радиально-базисными функциями характеризуются высокой скоростью обучения и успешно применяются для классификации и аппроксимации каротажных кривых при сегментации коллекторов [3].

Нечеткие сети типа Такаги-Сугено-Канга сочетают в себе интерпретируемость нечетких систем и адаптационные свойства нейросетей. Эта архитектура продемонстрировала наименьшую погрешность при прогнозировании пористости (среднеквадратичная ошибка 1,6%) [1].

Гибридные и комбинированные методики. Для увеличения достоверности и устойчивости результатов применяются комбинированные стратегии. Например, предварительная компрессия данных с помощью метода главных компонент с их последующей обработкой в сети TSK (схема исходные данные → PCA → сжатое представление → TSK → результат) способствует устранению мультиколлинеарности и улучшает качество распознавания [1]. Задействование «скользящего окна» данных позволяет нейронной сети учитывать не только мгновенные значения в точке, но и поведение каротажной кривой в ее окрестности, что существенно повышает точность определения границ пластов.

Практическая значимость, предложения и результаты исследований

Практическая апробация рассмотренных методов подтверждает их высокую эффективность.

Результаты экспериментов на материалах Вятской площади Арланского месторождения показали, что система на базе нечеткого вывода обеспечивает 100%-ное совпадение при идентификации нефтеносных интервалов [1]. Применение алгоритмов постобработки выходных сигналов нейросети (пороговые методы, нечеткая коррекция) позволило увеличить степень соответствия с эталонными данными с 85% до 93%.

Интеграция в процессы геонавигации. В работе [3] показана возможность использования RBF-сети, имплементированной в среде Microsoft Office Excel, для оперативной классификации горных пород на категории «коллектор» / «неколлектор» по данным каротажа в процессе бурения. Это создает основу для оперативной коррекции траектории ствола с целью максимизации проходки в продуктивной зоне, представляя собой экономичную альтернативу дорогостоящим зарубежным программным комплексам.

Ранжирование методов ГИС по информативности. Проведенный анализ позволил установить вклад различных методов каротажа при интерпретации с помощью нечетких алгоритмов. Наибольшей информационной нагрузкой в стандартном пяти-методовом комплексе обладают GR (26%), БК (22.3%) и КС (19.6%), что дает возможность рационально подходить к выбору комплексирования [1].

Выводы

Современные подходы к автоматизированной интерпретации данных ГИС, базирующиеся на нечеткой логике и нейросетях, подтвердили свою высокую эффективность и практическую ценность, обеспечивая автоматизацию ключевых процессов с достоверностью, сопоставимой с экспертной. Наибольший потенциал для дальнейшего развития имеют гибридные нейро-нечеткие системы, которые объединяют прозрачность, способность к обучению и адаптационную гибкость. Использование методов автоматической интерпретации в реальном времени в контуре геонавигации позволяет оперативно корректировать траекторию бурения, повышая тем самым коэффициент извлечения углеводородов и минимизируя риски отклонения от целевого объекта. Перспективным направлением является разработка интеллектуальных систем, способных не только к интерпретации, но и к поддержке принятия решений по управлению процессом бурения, хотя на текущем этапе полная замена специалиста-геофизика представляется невозможной.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лялин В.Е. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин на основе применения адаптивных систем нечеткого вывода и нейронных сетей // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 125-137.

2. Круглов В.В., Борисов В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика. – М.: Горячая линия – Телеком, 2002. – 382 с.

3. Прокопьев О.А., Созоненко Г.В. Обработка данных телеметрической системы геонавигации скважин с применением нейронных сетей радиально-базисных функций // Наукосфера. №4 (1), 2023. – С. 230-236.

4. Еремин, Н. А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики / Н. А. Еремин. – Москва : Федеральное государственное унитарное предприятие "Академический научно-издательский, производственно-полиграфический и книгораспространительский центр "Наука", 1994. – 462 с.

УДК 550.83

СПЕКТРАЛЬНАЯ ШУМОМЕТРИЯ – ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ

Р.М. Каримова, С.И. Голубь, Н.А. Чухновская

ГАОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия
e-mail: karroz24@yandex.ru

Аннотация. Скважина является горной выработкой сложной архитектуры. На этапе заканчивания необходимо обеспечить зональную изоляцию и структурную целостность скважины. Обеспечить это может многофакторное сопровождение технологических операций, в частности, качественное цементирование, геофизический комплекс сопровождения скважины и т.д. [3, 4]. Несмотря на значительные технологические усовершенствования в этой области проблема заколонной циркуляции по-прежнему приводит к непредвиденным последствиям и необходимости решать различные технологические задачи, по которым традиционные геофизические методы не всегда дают однозначные ответы.

Рассматривая природу источника акустических шумов в скважине с использованием спектральной шумометрии, особо следует отметить движение потока жидкости или газа как по пласту-коллектору, так и через различные негерметичности в конструкции. Такой вид исследований может проводиться в добывающих (вертикальных, горизонтальных) и нагнетательных скважинах, причем прибор может спускаться в скважину на геофизическом кабеле и на проволоке.

Среди основных конструктивных достоинств спектрального шумомера выделяется его диаметр (25 мм), позволяющий использовать прибор в межтрубном пространстве скважины, в двухлифтных скважинах или через опрессовочные клапана. Небольшая длина прибора – 575 мм позволяет использовать его в связке с другими исследовательскими модулями, например, модулем локатора муфт, высокоточным термометром или с комплексным геофизическим прибором, без привлечения дополнительной специальной техники, а также при работе на высоте.

В статье приведены результаты исследования заколонных перетоков на примере автономного спектрального шумомера САФ. Ш–60 в терригенных коллекторах. В отличие от большинства общепринятых технологий ГИС спектральная шумометрия с целью исключения шума, например, трение корпуса о стенки колонны, производимого при движении прибора, проводится при стандартном времени стоянки на точке (определенной глубине) и составляет 40-60 секунд, позволяя повысить статистическую достоверность регистрируемых данных.

Ключевые слова: заколонные перетоки, негерметичность, спектральная шумометрия, интервал, коллектор, обсадная колонна, цементный камень.

Одним из главнейших показателей качества строительства скважин является цементирование эксплуатационных колонн, как завершающий и наиболее ответственный этап, успешность которого определяет длительную, безаварийную и эффективную эксплуатацию. Для месторождений Урало-Поволжья проблема повышения качества цементирования скважин существенна, как и для других регионов в целом [7].

При бурении, ремонте и в процессе эксплуатации скважин достаточно часто в межколонных пространствах возникают межколонные перетоки и как следствие – межколонное давление. Причинами могут служить: негерметичность обсадной колонны и колонной головки; формирование каналов в цементном камне на этапе строительства скважины; трещинообразование в цементном камне при перфорации, гидравлической опрессовке, вращении инструмента в колонне, температурных перепадах в скважине и т.д. [8].

Качество цементирования обсадных колонн контролируется методами термометрии, радиоактивных изотопов, гамма-гамма и акустическим [1, 5, 6]. В настоящее время основным методом для заключительной оценки наличие заколонных перетоков является спектральная шумометрия.

В статье авторами будет рассматриваться технология спектральной скважинной шумометрии, автономный спектральный шумомер САФ. Ш-60 (рис. 1), предназначенный для диагностических исследований скважин [2]. Частотный спектр акустического шума позволяет получить информацию о характере течения жидкости и газа по пласту, а также структуре коллектора, в частности, фильтрации через пористый пласт, течении жидкости по трещинам в цементном камне за обсадной колонной, фильтрацией флюида в пласте. Опыт применения скважинного шумомера показывает, что величина акустического шума пропорциональна величине расхода фильтрующейся через пласт жидкости или газа и разнице давления между скважиной и пластом, фильтрации через пористый пласт, течении жидкости по трещинам в цементном камне за обсадной колонной, протечках жидкости сквозь дефекты в конструкции скважины, течении жидкости и газа по самой скважине. Прибор позволяет производить измерение акустических данных в диапазоне частот от 7,8 до 30 кГц и регистрацию результатов измерений параметров в энергонезависимой памяти.

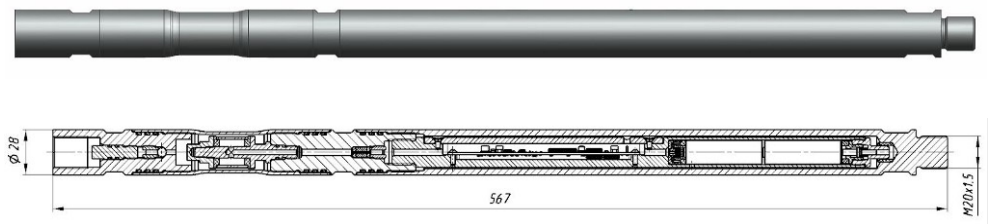


Рисунок 1. - Автономный спектральный шумомер САФ. Ш–60

Прибор выполнен в виде цилиндрического контейнера, состоящий из: основного модуля, элемента питания и электронного блока.

Для управления прибором используется программное обеспечение SAFManager и поставляется в комплекте на диске. С помощью этой программы можно подключиться к прибору в непосредственном измерении и увидеть текущие показания датчиков, выгрузить данные из памяти прибора и настроить прибор на запись.

Фрагмент распределения амплитуды и частоты сигнала в зависимости от вида канала фильтрации представлен на рисунке 2.

На спектральных панелях различные источники скважинных шумов могут быть отделены друг от друга на основе различных по частоте спектров шумов, которые создает каждый из таких источников.

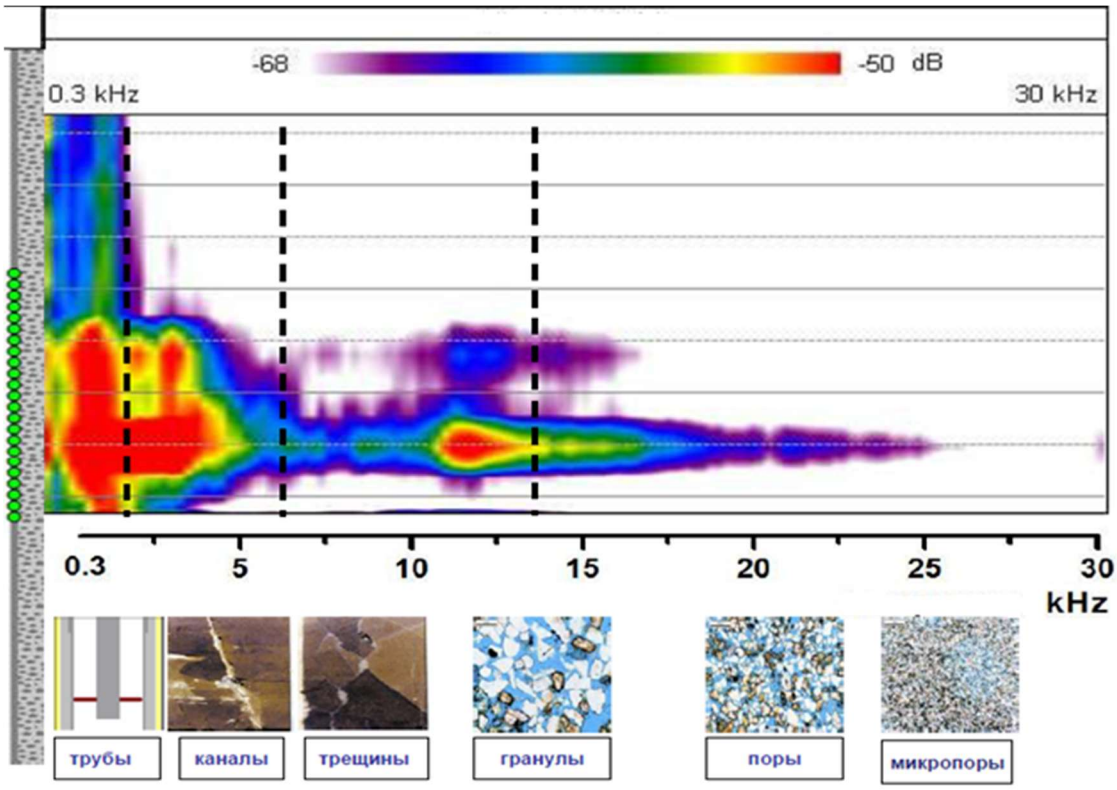


Рисунок 2. - Распределение амплитуды и частоты сигнала в зависимости от вида канала фильтрации

Элементы определения технического состояния эксплуатационной колонны, профиля притока при и после компрессирования, спектральной шумометрией в терригенных коллекторах наглядно представлены на рисунке 3.

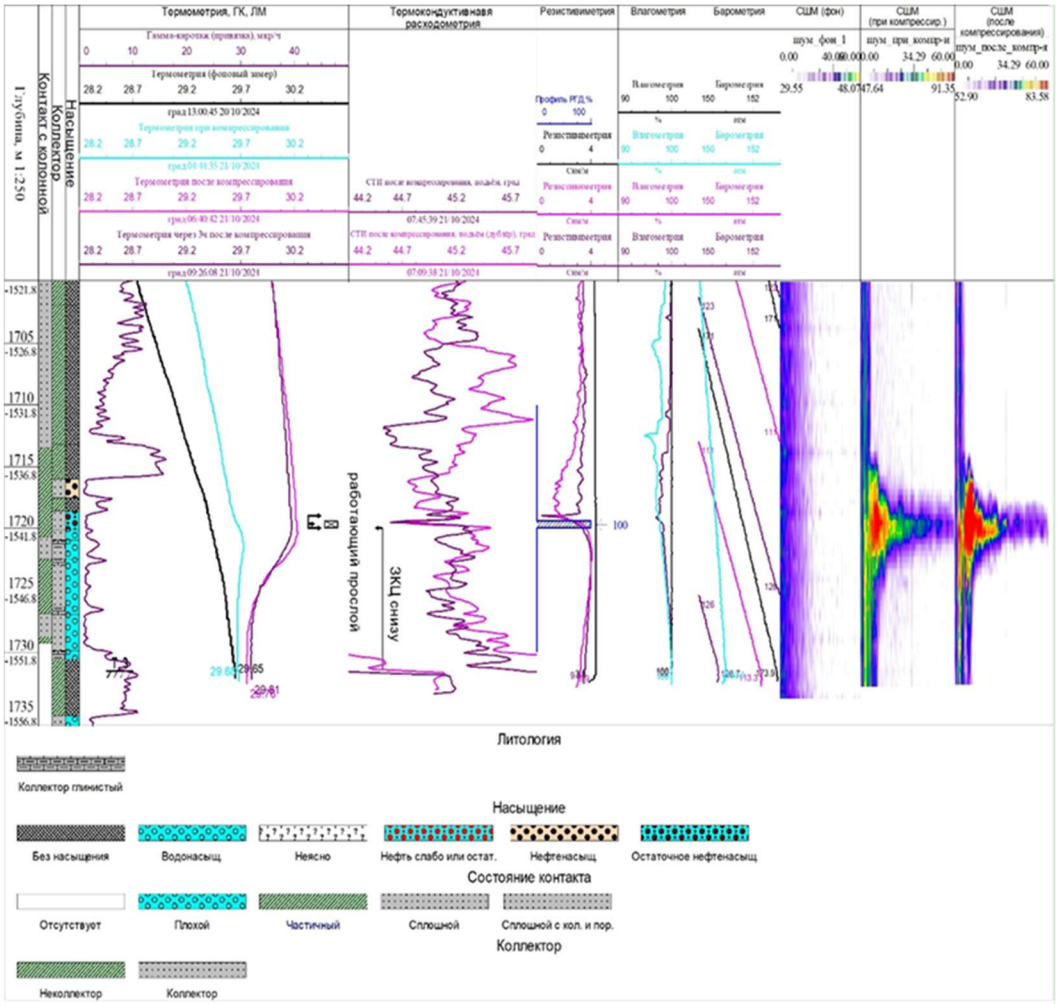


Рисунок 3. Фрагмент результатов исследования спектральной шумометрией в терригенных отложениях

Привязка данных спектральной шумометрии осуществляется по ГК и локатору муфт к конструкции скважины.

Важно отметить, что скважина перед исследованием не простаивала, температурное поле на фоновом замере не восстановлено. По данным исследований приток жидкости отмечается из интервала перфорации 1719.0-1720.0 м по прослою:1719.4-1720.0 м (100 %).

С учетом данных спектральной шумометрии и термометрии отмечается затрубная циркуляция жидкости снизу с глубины дохождения прибора 1731.5 м к подошве интервала перфорации (40 %).

Нарушение герметичности эксплуатационной колонны в интервале исследования не выявлено. С учетом разогрева скважинного термоиндикатора забой герметичен. Забой по локатору муфт: 1732.7 м (с учётом "мёртвой зоны" 1.2 м).

С учетом вышеизложенного авторы статьи пришли к следующим выводам:

- спектральная скважинная шумометрия задействована для проведения ГИС через межтрубное пространство скважины, в двухлифтных скважинах, а также через

опрессовочный клапан, взаимодействуя с элементами конструкции скважины, околоскважинным пространством и, как итог, является заключительным решением в вопросах заколонных перетоков;

- определение нарушений целостности цементного камня в скважине с помощью спектральной шумометрии САФ. Ш–60. наглядно определяет работающую зону пласта и эффективный оптимальный режим работы как на этапе заканчивания скважин, так в целом при ее эксплуатации, что позволяет инженерам на месторождении принимать своевременные решения о необходимости тех или иных скважинных мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин;

- спектральная скважинная шумометрия является перспективной энергосберегающей технологией, что позволяет определить эффективность работы нефтяных скважин, способствуя снижению затрат без крупных капиталовложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Савенок О.В., Ладенко А.А. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М.: Инфа-инженерия, 2021. – 960 С.

2. Каримова Р.М., Голубь С.И., Чухновская Н.А. Современные способы оценки качества цементирования. Нефтяная провинция. 2023. №1 (33). С. 169-178.

3. Karimova R., Golub S. Analysis of geophysical methods in the study of fixing production casing leaks in oil wells of Tatarstan. В сборнике: E3S Web of Conferences. 2nd International Conference on Corrosion in the Oil and Gas Industry 2020, Corrosion 2021. Saint-Petersburg, 2021. С. 03007.

4. Каримова Р.М., Голубь С.И. Вопросы электромагнитной дефектоскопии и кавернометрии обсадных колонн. Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2020. Т.19. С. 13-19.

5. Косков В.Н. К71 Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами: учеб. пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков, И.Р. Юшков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 226 с.

6. Мартынов В.Г., Лазуткина Н.Е., Хохлова М.С. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике. – М.: Инфа-инженерия, 2009. – 960 С.

7. Ибрагимов Н.Г., Гуськов И.В., Козлов А.А., Катеев Р.И., Хуснутдинова Р.К. Повышение качества крепления скважин в ОАО «Татнефть». Нефтяное хозяйство. 2009. №9. С. 26-27.

8. Ишкулов И.М., Вафин Р.Р., Тахауов Д.Д., Фаттахов И.Г., Пименов А.А. О методах определения негерметичности эксплуатационной колонны скважины. Нефтяное хозяйство. 2024. №7. С. 56-60.

УДК 550.8.013

АНАЛИЗ МЕТОДИК ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В.А. Прозоров, Р.А. Алиев

ФГБОУ ВО УГНТУ
Уфа, Россия

Аннотация. В работе представлен анализ современных методов прогнозирования наиболее распространённых осложнений при бурении нефтегазовых скважин — потерь циркуляции бурового раствора, прилипания бурильного инструмента и обвалов стенок скважины. Рассмотрены подходы, основанные на анализе геолого-технологических параметров (ROP, WOB, RPM) и геофизических данных (пористость, проницаемость), включая корреляцию с керновыми анализами и каротажными кривыми. Особое внимание уделено методам машинного обучения (RF, XGBoost, SVM, DT), обеспечивающим предсказание петрофизических свойств в реальном времени. Выявлены преимущества и ограничения методов, предложены рекомендации по их интеграции для повышения точности прогнозирования.

Ключевые слова: прогнозирование, осложнения, машинное обучение, геолого-технологические данные, петрофизические свойства.

Введение

В процессе бурения нефтегазовых скважин часто возникают осложнения, такие как потеря циркуляции бурового раствора, прилипание бурильного инструмента, обвалы стенок скважины или газопроявления. Эти проблемы приводят к значительным экономическим потерям, простоям и рискам для безопасности. Прогнозирование таких осложнений на основе геолого-технологических (параметров бурения) и геофизических данных (петрофизических свойств пород) является ключевой задачей современной нефтегазовой отрасли. Был проведен анализ современных методик, опираясь на научные публикации и патентные разработки. В работе рассмотрены подходы, использующие машинное обучение (МО) для предсказания петрофизических параметров в реальном времени, таких как пористость и проницаемость, которые напрямую влияют на вероятность осложнений. Анализ основан на четырех источниках: трех научных статьях, посвященных предсказанию пористости и проницаемости с использованием МО на основе параметров бурения, и патенте РФ № 2025665950, описывающем способ прогнозирования осложнений при бурении. Цель работы — выявить преимущества и ограничения этих методик, а также предложить направления для их интеграции в практику бурения.

Основная часть

В статье Hassaan et al. (2024) [1] предлагается методика реального времени предсказания пористости и проницаемости пород с использованием МО. Авторы анализируют данные из двух вертикальных скважин в Ближневосточном регионе, включая параметры бурения: скорость проникновения (ROP), расход бурового раствора (GPM), скорость вращения (RPM), давление на насосах (SPP), крутящий

момент и вес на долоте (WOB). Для моделирования применяются три алгоритма: деревья решений (DT), случайный лес (RF) и машины опорных векторов (SVM). Методика основана на корреляции между параметрами бурения и петрофизическими свойствами, полученными из кернового анализа. RF показал наилучшие результаты с коэффициентом корреляции $R > 0.92$ для проницаемости и пористости. Это позволяет прогнозировать зоны с высокой пористостью, где возможны потери циркуляции, или низкой проницаемостью, приводящей к прилипанию. Преимущество — реальное время анализа, что снижает риски осложнений. Однако, как отмечают авторы, SVM склонен к переобучению, что ограничивает обобщаемость модели на новые скважины. В контексте геолого-технологических данных, эта методика интегрирует поверхностные измерения с геофизикой, позволяя предсказывать осложнения без дополнительных каротажных работ. Как студент, я вижу потенциал в комбинации с геофизическими логами для повышения точности.

Статья Ouladmansour et al. (2023) [2] фокусируется на предсказании пористости в реальном времени для многозонных резервуаров на примере месторождения Rhourd Chegga (Алжир). Авторы используют данные из девяти вертикальных скважин, включая вес на долоте, крутящий момент, давление в стояке, скорость вращения, ROP, расход насоса и глубину. Применяются четыре алгоритма МО: K-ближайших соседей (KNN), RF, регрессия опорных векторов (SVR) и eXtreme Gradient Boosting (XGBoost). Модели обучены на данных трех зон: Trias (T1), Rhourd Chegga sandstone (RDC) и Quartzite Hamra (QH). XGBoost показал лучшие результаты: $R^2 \approx 0.935$ для RDC и 0.76 для комбинированной модели. Это позволяет прогнозировать пористость по зонам, выявляя области с высокой неоднородностью, где вероятны обвалы или газопроявления. Анализ показывает, что предсказания для отдельных зон точнее, чем для комбинированных, из-за литологической сложности. В сравнении с предыдущей работой, здесь акцент на многозонных структурах, что актуально для сложных месторождений. Ограничение — необходимость большого объема данных для обучения, что может быть проблемой для новых районов. Геофизические данные (пористость из кернов) интегрированы с технологическими, подтверждая связь пористости с осложнениями, такими как потеря стабильности скважины.

Gamal et al. (2021) [3] развивают подход к предсказанию пористости в реальном времени для сложной литологии (карбонаты, песчаники, сланцы). Данные собраны из вертикальных скважин: 3767 точек для обучения и 1676 для валидации. Параметры включают WOB, крутящий момент, SPP, RPM, ROP и расход. Используются RF и DT. RF дал $R^2 = 0.99$ для обучения и 0.90 для тестирования, с ошибкой AAPE = 7%. Это превосходит DT ($R^2 = 0.87$ для тестирования). Модели валидированы на новых данных, подтвердив точность. В контексте осложнений, высокая пористость коррелирует с рисками потерь раствора, а низкая — с прилипанием. Преимущество — простота ввода данных (только поверхностные параметры), что делает метод экономичным. Как студент, отмечу, что интеграция с геофизикой (нейтронный каротаж) повышает надежность, но модели чувствительны к шумам в данных бурения.

Патент РФ № 2025665950 (2025) [4] описывает способ прогнозирования осложнений при бурении скважин. Метод основан на анализе геолого-технологических данных (параметры бурения). Используется алгоритм, интегрирующий реальные измерения для расчета вероятности осложнений, таких

как момент на роторе. В отличие от предыдущих работ, патент фокусируется на комплексном прогнозировании, включая временные ряды данных. Это позволяет предсказывать динамику осложнений. Преимущество — практическая применимость в РФ, с учетом местных геологических условий. Ограничение — зависимость от качества исходных данных, что перекликается с проблемами в [1-3].

Все источники подчеркивают роль МО в обработке больших объемов данных. RF и XGBoost показывают наибольшую точность ($R^2 > 0.9$), превосходя DT и SVM за счет ансамблевого подхода, снижающего переобучение. Интеграция геолого-технологических (ROP, WOB) и геофизических (пористость из кернов/логов) данных позволяет прогнозировать осложнения косвенно: высокая пористость (>0.2) увеличивает риск потерь, низкая (<0.1) — прилипания. Преимущества: реальное время, экономия (без дополнительных каротажей), обобщаемость на сложные литологии. Ограничения: необходимость чистки данных, риск переобучения, зависимость от региональных условий. Патент [4] дополняет, предлагая интеграцию в системы мониторинга, но требует верификации на реальных скважинах.

Выводы

Традиционные геомеханические методики остаются незаменимыми на этапе планирования и проектирования скважин. Они обеспечивают надежную основу для оценки рисков, основанную на фундаментальных физических принципах. Моделирование исходного напряженного состояния горного массива, анализ влияния тектонических нарушений и расчет безопасного окна бурения позволяют заблаговременно выявлять потенциально опасные зоны. Однако их главный недостаток — высокая стоимость и трудоемкость сбора необходимых входных данных (сейсморазведка, геофизические исследования) и их зависимость от качества исходной информации. Моделирование исходного тензора напряжений остается сложной задачей, что ограничивает точность прогнозов.

В то же время, методы машинного обучения и искусственного интеллекта демонстрируют высокую точность и скорость в режиме реального времени. Нейросетевые модели способны анализировать огромные потоки данных ГТИ и выявлять сложные нелинейные зависимости, прогнозируя прихваты с точностью до 96%. Модели требуют большого объема качественных размеченных данных для обучения, а сами результаты могут быть неинтуитивными для инженера-практика, что замедляет их широкое внедрение. Кроме того, их точность сильно зависит от качества и полноты входных данных в реальном времени.

Перспективы развития включают переход к 3D-геомеханическим моделям для более точного прогнозирования на сложных месторождениях, развитие методов МО, работающих с неразмеченными данными, чтобы снизить зависимость от дорогостоящей разметки, и создание интуитивно понятных интерфейсов для операторов и бурильщиков, которые смогут доверять рекомендациям системы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Hassaan S., Mohamed A., Ibrahim A.F., Elkatatny S. Real-Time Prediction of Petrophysical Properties Using Machine Learning Based on Drilling Parameters. ACS Omega. 2024;9(15):17066–17075. doi:10.1021/acsomega.3c08795.

2. Ouladmansour A., Ameur-Zaimeche O., Kechiched R., Heddam S., Wood D.A. Integrating drilling parameters and machine learning tools to improve real-time porosity

prediction of multi-zone reservoirs. Case study: Rhourd Chegga oilfield, Algeria. Geoenergy Science and Engineering. 2023;221:211511. doi:10.1016/j.geoen.2023.211511.

3. Gamal H., Elkatatny S., Alsaihati A., Abdulraheem A. Intelligent Prediction for Rock Porosity While Drilling Complex Lithology in Real Time. Computational Intelligence and Neuroscience. 2021;2021:9960478. doi:10.1155/2021/9960478.

4. Патент РФ № 2025665950. Прогнозирование прихватов в бурильной колонне. Государственный реестр изобретений Российской Федерации. 2025.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ВЛАГОМЕТРИИ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Р. Ихсанова, Р.А. Алиев

Уфимский государственный технический университет
г. Уфа, Россия
e-mail: Aleks102.ru@yandex.ru, aliev.rostya@bk.ru

Аннотация. Эффективный контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений невозможен без точного определения компонентного состава добываемой продукции. Одним из ключевых параметров является обводнённость – содержание воды в потоке. В статье проведен анализ современных методов влагометрии, основанных на различиях электрофизических свойств воды и углеводородов. Рассмотрены принципы действия, области применения и ограничения кондуктометрического, диэлькометрического и импедансного методов. Особое внимание уделено метрологическому обеспечению измерений, включая проблемы мешающих влияний и способы коррекции результатов. Показана роль влагомеров в построении профилей притока, оценке рентабельности эксплуатации высокообводненных скважин и прогнозировании обводнения газовых скважин.

Ключевые слова: влагометрия, обводнённость, кондуктометрия, диэлькометрия, импедансный метод, нефтегазовое месторождение, контроль разработки.

Введение

Точное определение компонентного состава добываемой продукции является одной из основных задач контроля разработки нефтяных и газовых месторождений [1, 2]. Ключевым параметром, характеризующим эффективность эксплуатации и влияющим на материальные балансы, является обводнённость – содержание воды в потоке. Существующие методы её измерения, регламентированные отечественными и зарубежными стандартами, обладают различной точностью, диапазоном применения и подвержены мешающим влияниям [3, 4]. Актуальность работы обусловлена необходимостью выбора оптимального метода влагометрии для конкретных геолого-технологических условий и обеспечения достоверности измерений при коммерческом учёте и построении моделей разработки.

В настоящее время для определения обводнённости применяются лабораторные и поточные методы, основанные на различных физико-химических принципах. К лабораторным относятся метод Дина-Старка (ГОСТ 2477-65), центрифугирование и

кулонометрический метод Карла Фишера (ГОСТ Р 54284-2010) [3, 5]. Несмотря на высокую точность в определённых диапазонах, эти методы являются периодическими и не обеспечивают оперативный контроль.

Наибольший интерес для промыслового применения представляют непрерывные поточные методы, основанные на фундаментальных различиях электрофизических свойств воды и углеводородов [6, 7]. Вода, особенно минерализованная пластовая, обладает высокой диэлектрической проницаемостью ($\varepsilon \approx 80$) и значительной электропроводностью. Нефть, являясь диэлектриком, имеет низкую проницаемость ($\varepsilon \approx 2\text{-}3$) и практически нулевую проводимость [8]. Анализ литературы [1, 6] показывает, что именно на этой разнице построены три основных метода поточных измерений: кондуктометрический, диэлькометрический и импедансный.

Целью данной работы является систематизация современных методов влагометрии, применяемых для контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Провести сравнительный анализ физических принципов, лежащих в основе кондуктометрического, диэлькометрического и импедансного методов.
2. Выявить области применения и ограничения каждого метода в зависимости от типа эмульсии, диапазона обводнённости и условий эксплуатации.
3. Оценить влияние метрологических аспектов, включая мешающие влияния и способы коррекции результатов.

Теоретическая часть

Кондуктометрический метод основан на измерении электрической проводимости потока, которая резко возрастает при наличии непрерывной водной фазы. Этот метод эффективен только в прямых эмульсиях типа «нефть в воде», где вода является сплошной средой. Его главный недостаток – сильная зависимость от минерализации пластовой воды и температуры, что делает его непригодным для обратных эмульсий или сред с низкой обводнённостью [6].

Диэлькометрический (ёмкостной) метод использует свойство воды поляризоваться в электрическом поле. Датчик такого влагомера представляет собой цилиндрический конденсатор, диэлектрическая проницаемость смеси между обкладками которого определяет электрическую ёмкость системы. Метод высокочувствителен к малым добавкам воды и идеально подходит для эмульсий «вода в нефти». Однако при обводнённости выше 40-60%, когда происходит инверсия фаз и вода становится непрерывной средой, метод теряет точность из-за шунтирования электродов проводящей водой [7, 8].

Импедансный метод является наиболее универсальным, объединяя принципы двух предыдущих. Он измеряет полное электрическое сопротивление (импеданс) потока, которое включает как активную (кондуктометрическую), так и реактивную (диэлькометрическую) составляющие. Проводя измерения на нескольких частотах, прибор может компенсировать влияние температуры и минерализации, а также определять тип эмульсии. Это позволяет ему работать в широком диапазоне обводнённости – от 0 до 100% [6]. Технология, реализованная, например, во влагомере «Квалитет» ВМП.0702, позволяет проводить бессепарационный контроль компонентного состава в двухфазных трёхкомпонентных потоках.

Практическая значимость, предложения и результаты внедрений, результаты экспериментальных исследований

Значение влагомеров в процессе разработки трудно переоценить. В добывающих скважинах непрерывный мониторинг обводнённости позволяет строить достоверные профили притока, идентифицировать обводняющиеся интервалы и оценивать эффективность методов увеличения нефтеотдачи [1, 5]. На поздних стадиях разработки, когда фонд скважин становится высокообводнённым, точные данные о составе потока критически важны для принятия решений о рентабельности дальнейшей эксплуатации или проведении изоляционных работ.

В нагнетательных скважинах влагомеры используются для контроля качества закачиваемой воды. При контроле за разработкой газовых месторождений мониторинг влажности потока на устье (например, с помощью термогигрометра «Ива-6») позволяет прогнозировать прорыв пластовой воды и отслеживать положение газоводяного контакта, что особенно актуально в условиях отсутствия данных геофизических исследований [4].

Метрологическое обеспечение влагометрии остается сложной задачей. Как показали исследования [3, 5], значительные систематические погрешности могут возникать due to мешающих влияний (МВ) состава пробы. Для их оценки и коррекции в методе Карла Фишера предлагается использовать метод добавок с расчетом поправочного коэффициента *k*. Разработаны нормативы погрешности для *k* в зависимости от числа измерений, что позволяет корректировать результаты и приближаться к истинным значениям содержания воды [3].

Выводы

Современная влагометрия предлагает широкий арсенал средств для контроля компонентного состава скважинной продукции, основанных на различиях электрофизических свойств воды и углеводородов.

Выбор конкретного метода зависит от типа скважины, стадии разработки месторождения, диапазона обводнённости и типа эмульсии. Кондуктометрический метод эффективен в прямых эмульсиях, диэлькометрический – в обратных, а импедансный является наиболее универсальным.

Для обеспечения достоверности измерений необходимо учитывать метрологические аспекты, включая мешающие влияния, и применять методы коррекции, такие как метод добавок.

Дальнейшее развитие методов, в частности, внедрение волоконно-оптических технологий [1] и совершенствование стандартных образцов состава [3, 5], обещает новые возможности для повышения точности и оперативности контроля за разработкой месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Данилаев М.П., Демин А.П., Карамов Ф.А., Куклин В.А., Родионов О.Е. Использование оптоволоконного кабеля для измерения влагосодержания в скважине // Труды КНИТУ-КАИ. – 2023. – С. 235-237.

2. Копыльцова А.Б., Тарасов Б.П. Влагометрия нефти и нефтепродуктов: пути оценки точности измерений // Измерительная техника. – 2014. – № 5. – С. 61-65.

3. Копыльцова А.Б., Тарасов Б.П., Прудей П.В. Влагометрия нефти и нефтепродуктов. Часть 2. Кулонометрический метод Карла Фишера: проблемы применения // Контроль. Диагностика. – 2014. – № 7. – С. 47-55.

4. Жигалин В.А., Шапченко Т.А., Кирсанов С.А. Прогнозирование обводнения газовых скважин методом поточной влагометрии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 12. – С. 21-23.

5. Копыльцова А.Б., Тарасов Б.П. Влагометрия нефти и нефтепродуктов: пути оценки точности измерений // Физико-химические измерения. – 2014. – С. 61-65.

6. Сотцев А. Общий обзор существующих принципов построения влагомеров // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 1 (54). – С. 60-61.

7. Гайнитдинов А.Р., Назаров В.Ф., Коровин В.М. Количественная оценка состава притока из работающих интервалов // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2019. – 11(335). – С. 75-79.

8. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Коффи А.К.А.К. Геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. – 2020. – С. 142-167.

ВОЗМОЖНОСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

И.Г. Хабибуллин, К.А. Саетов

Уфимский государственный нефтяной технический университет
г. Уфа, Россия
e-mail: IfDiluc@yandex.ru , saetovk@gmail.com

Аннотация. В данной статье проводится комплексный анализ возможностей и перспектив автоматизации геофизических исследований в нефтегазовой отрасли. Рассматриваются технологические решения от базовых элементов автоматизации до продвинутых робототехнических комплексов и систем искусственного интеллекта. Особое внимание уделяется практическим аспектам внедрения автоматизации на различных этапах: от разведки месторождений до ремонта скважин. Доказывается, что автоматизация является не просто инструментом оптимизации, а стратегическим активом, обеспечивающим повышение безопасности, эффективности и рентабельности геофизических работ.

Ключевые слова: автоматизация, геофизические исследования скважин, робототехнические комплексы, программируемый логический контроллер, искусственный интеллект, спускоподъемные операции, интеллектуальное месторождение.

Введение

Нефтегазовая отрасль, являясь одной из самых капиталоемких и технологически сложных, сталкивается с постоянными вызовами, связанными с безопасностью, стоимостью и эффективностью добычи ресурсов. В этом контексте автоматизация процессов перестала быть опцией и превратилась в необходимое условие для устойчивого развития. Геофизические исследования скважин (ГИС), предоставляющие критически важные данные о строении пласта, свойствах флюидов

и техническом состоянии скважины на всех этапах ее жизненного цикла, представляют собой область, где потенциал автоматизации раскрывается наиболее полно. Теоретически многие процессы ГИС можно осуществлять вручную, однако, как справедливо отмечается в научной литературе, это приводит к значительным временным и финансовым затратам, снижению производительности и повышению рисков аварий и травматизма.

Актуальность автоматизации геофизических работ подтверждается ее комплексным влиянием на ключевые показатели отрасли. Как отмечает Тазеев Н.Ф., автоматизация является краеугольным камнем современной нефтегазовой промышленности, охватывая всю цепочку создания стоимости [1]. Научная значимость заключается в поиске решений, позволяющих преодолеть традиционные ограничения: субъективность интерпретации данных, длительность и опасность полевых работ, растущий объем информации, требующий обработки.

Обзор литературы показывает многоаспектность исследований в данной области. Работы, подобные исследованию Макарова М.Н. и др., демонстрируют успешный опыт автоматизации спускоподъемных операций (СПО) при ремонте скважин, который может быть транслирован на процессы ГИС [2]. В свою очередь, в учебном пособии Лазуты И.В. и Сухарева Р.Ю. систематизированы фундаментальные принципы и технологические основы автоматизации нефтегазодобычи, включая применение контрольно-измерительных приборов и систем управления [3]. Таким образом, в научном сообществе сформирована надёжная база для дальнейшего развития интеллектуальных систем в геофизике.

Теоретическая часть

Теоретической основой автоматизации геофизических исследований выступает многоуровневая система, объединяющая аппаратные и программные решения. Фундамент составляют датчики, программируемые логические контроллеры (ПЛК) и системы SCADA, работающие как единый комплекс для сбора данных и управления процессами. Особое место занимает роботизация спускоподъемных операций, где автоматизированные элеваторы, портальные ключи и модули позиционирования синхронизированы с процессом получения геофизических данных через сложные алгоритмы обратной связи.

Системы телеметрии обеспечивают передачу информации с забоя на поверхность, используя современные методы кодирования сигналов. На более высоком уровне искусственный интеллект и машинное обучение применяются для автоматической интерпретации данных, распознавания образов и построения геологических моделей. Завершающим звеном является интеграция всех систем в концепцию "интеллектуальных месторождений", где создается единое информационное пространство и цифровой двойник объекта для комплексной оптимизации процессов добычи.

Практическая значимость, предложения и результаты внедрений

Практическая ценность автоматизации геофизических исследований проявляется в конкретных производственных результатах. Внедрение роботизированных комплексов позволяет сократить время спускоподъемных операций на 25-30%, одновременно уменьшая количество персонала в опасной зоне. Системы мониторинга в реальном времени обеспечивают раннее выявление осложнений, предотвращая до 40% потенциальных аварийных ситуаций.

В качестве практических предложений можно рекомендовать поэтапное внедрение автоматизированных модулей на базе существующего оборудования, таких как адаптация универсальных подъемных агрегатов типа УПА-60/80 для геофизических работ. Целесообразна разработка отраслевых стандартов для совместимости различных систем и создание типовых решений для автоматизации сбора и обработки данных.

Результаты опытных внедрений демонстрируют значительный экономический эффект: сокращение продолжительности исследований на 20-35%, повышение точности измерений на 15-20%, уменьшение количества человеческих ошибок при интерпретации данных. Внедрение интеллектуальных систем анализа позволило автоматизировать до 70% рутинных операций по обработке геофизической информации.

Особую значимость имеет повышение безопасности работ - исключение персонала из зоны непосредственного контакта с тяжелым оборудованием снижает травматизм, а системы автоматического останова предотвращают развитие аварийных ситуаций. Эти результаты подтверждают высокую окупаемость инвестиций в автоматизацию и ее стратегическую важность для современной нефтегазовой отрасли.

Выводы

Проведенный анализ убедительно доказывает, что автоматизация геофизических исследований является не просто технологическим трендом, а стратегической необходимостью для современной нефтегазовой отрасли. Она представляет собой комплексное решение, позволяющее преодолеть ключевые отраслевые вызовы - от обеспечения безопасности персонала до повышения рентабельности добычи в условиях усложняющихся геологических объектов.

Внедрение рассмотренных технологических решений - от базовых систем автоматизации до продвинутых комплексов на основе искусственного интеллекта - демонстрирует измеримые практические результаты. Сокращение времени операций, повышение точности данных, минимизация человеческого фактора и предотвращение аварийных ситуаций становятся достижимыми целями при грамотном подходе к цифровой трансформации геофизических процессов.

Перспективы развития связаны с углубленной интеграцией интернета вещей, искусственного интеллекта и робототехники в единые управляющие системы. Создание полностью автономных циклов геофизического мониторинга и диагностики открывает новые возможности для освоения трудноизвлекаемых запасов и перехода к прогнозному управлению месторождениями. Дальнейшие исследования целесообразно направить на разработку адаптивных алгоритмов, способных самообучаться в условиях неопределенности геологической среды, и на создание междисциплинарных стандартов для обеспечения совместимости технологических решений различных производителей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тазеев, Н. Ф. Автоматизация в нефтегазовой промышленности / Н. Ф. Тазеев // Мировые исследования в области естественных и технических наук : материалы VI Междунар. науч.-практ. конф. (Ставрополь, 30 апр. 2023 г.). – Ставрополь : ООО «Ставропольское издательство "Параграф"», 2023. – С. 99–101. – EDN KUXCTY.

2. Макаров, М. Н. Автоматизация спускоподъемных операций насосно-компрессорных труб для проведения ремонта скважин / М. Н. Макаров, Р. А.

Мунасыпов, М. И. Шарипов // Инновационное и цифровое машиностроение : материалы Всерос. науч.-техн. конф. (Уфа, 07–09 апр. 2021 г.). – Уфа : Уфим. гос. авиац. техн. ун-т, 2021. – С. 204–210. – EDN KGSENE.

3. Лазута, И. В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Лазута, Р. Ю. Сухарев. – Омск : СибАДИ, 2015. – 158 с. – ISBN 978-5-93204-836-8. – EDN UWWJZB.

УДК 549.08; 622.276.5:550.064.45

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ КАРБОНАТОМЕТРИИ ОБРАЗЦОВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

А.В. Песков

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. В данной работе приведены данные по количественному анализу с применением рентгенографического метода и кадометрии на ряде образцов карбонатных пород самарской области. Приведен анализ методов, их достоинства и ограничения, погрешности. Условия применения методов для получения более низких погрешностей. Оба метода применяются в практике нефтепромыслового дела.

Ключевые слова: карбонатные минералы, кальцит, доломит, кварц, кадометр, рентгенографический анализ.

В работе [1] показана связь карбонатности пород-коллекторов юрских и неокомских отложений ряда районов Запад-ной Сибири (север Среднего Приобья, Уренгой) с образованием нефтяных залежей. Однако в современных публикациях нет сравнительного анализа применения методов карбонатометрии. Поэтому чтобы восполнить этот пробел проведена данная работа по сравнению применения методов по исследованию карбонатных пород.

Рентгеногафическийанализ минералов — это экспрессный метод, основанный на дифракции рентеновских лучей от внутренних кристаллических плоскостей минералов и в ходе сканирования порошкового образца получают набор дифракционных пиков строго в определенных углах и с определенной интенсивностью. По этим данным можно установить значительную информацию об особенностях тонкой кристаллической структуры минералов и провести количественный анализ в поликомпонентных образцах, определить сингонию, наличие изоморфных примесей в минералах, степень упорядоченности, политипию. Анализ осуществляется на серии отечественных приборах ДРОН. К исследованиям допускается обученный квалифицированный персонал.

В ходе количественного анализа в образец обычно подмешивается эталонное вещество-корунд или что-то другое в количестве обычно около 25%, и регистрируются пики эталона и иных минералов, находящихся в пробе. По соотношению интенсивностей пиков рассчитываются содержания минералов.

$$\begin{cases} \frac{I_1}{I_2} = \frac{K_1}{K_2} \cdot \frac{X_1}{X_2}, \\ \frac{I_{N-1}}{I_N} = \frac{K_{N-1}}{K_N} \cdot \frac{X_{N-1}}{X_N}, \\ \sum_1^N X_i = 1, \end{cases} \quad (1)$$

где X - концентрации определяемых фаз; I - интенсивности аналитических пиков определяемых фаз; K - пересчётные коэффициенты; N – количество фаз. Эксперимент составляет 30 мин, а погрешности определения содержаний варьируют от 5-35%.

В основе работы кадометра находится зависимость между количеством карбонатных минералов, которые взаимодействуют с соляной кислотой и объемом углекислого газа выделяющимся при этой реакции. Карбонатные минералы кальцит и доломит отличаются по их скоростях реакции с соляной кислотой. Определение содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка получают по скорости и объему выделения углекислого газа. Для проведения анализа измельчается образец около 1-2 грамма помещают в стаканчик, заливают порцией воды, помещают в реакционную камеру и впрыскивают определенную дозу кислоты. В автоматическом режиме прибор выдает графики зависимости массы вещества от времени и таблицу результатов содержание кальцита, доломита и нерастворимого остатка. Эксперимент составляет 5-10 мин. Погрешности определения минералов вероятно связаны с наличием изоморфных примесей в минералах и их величину оценивают из эксперимента на кристаллохимически чистых минералах и имеющих изоморфные примеси. Кальциты различаются по разному содержанию изоморфной примеси магния, железа, а доломиты по содержанию железа и неупорядоченности.

Диагностика карбонатных минералов и оценка их содержаний традиционно выполнялась термическими и химическими методами, поляризационным микроскопом, высокофункциональной рентгеновской дифрактометрией.

Диагностика и подсчет содержаний карбонатных минералов химическими методами проводится в специализированных лабораториях.

Проведем сравнительный анализ метода кадометрии и рентгенографического анализа карбонатных пород. Выявленные кадометрией содержания нерастворимого остатка дифференцируются на содержание глин и кварца определенные рентгенографическим анализом что является преимуществом последнего метода. Результаты анализа по содержанию кальцита и доломита полученные кадометрией и рентгенографическим анализом имеют близкие значения (таблица 1, таблица 2). Если для анализов требуется только содержание карбонатных минералов, то предпочтительным является метод кадометрии. Для нахождения разновидностей карбонатных минералов, содержащих железо, магний и марганец и разновидностей глинистых минералов содержащихся в нерастворимом остатке глин возможно использовать рентгенографический анализ.

К трудностям количественного анализа карбонатных минералов рентгенографическим методом относится то, что погрешности анализа зависят от

текстурированности образцов и необходимо при сьемке образцов выбрать дифракционные максимумы пиков не подверженных эффекту текстурированности - для доломита это пик с индексами hkl -113, а для кальцита 108.

Таблица 1.

Содержание минералов определенные с использованием кадометра

№	Описание- месторождение, порода	Содержание минералов, кадометр, %		
		кальцит	доломит	уно
1	красная глинка известняк	20	80	
2	мергель	72		28
3	мергель ульяновская обл	32	25	43
4	печерское оолитовый известяк	5.5	94.5	
5	арагонит	91,6		8,4
6	РезяпкиноСлой11	34,6		65,5
7	Резяпкино Слой 4	31,8	28,5	39,6
8	4 ковалевская	6,8	43,8	49,3
9	5 ковалевская	5,9	38,97	55,1
10	Солнечная 2	33,8	11,44	54,7
11	Степное	34	13,5	52,8
12	1солнечное	6,3	39,3	54,4
13	Кальцит	100		
14	Яблоневый овраг	24,9	23,7	51,3
15	Доломит без вращения	14	85	
16	Доломит с вращением	17,3	82,6	
17	Слой 17Резяпкино	36,3		53,5
18	Южурал бред район	100		

Интенсивность самого сильного пика карбонатов 104, d = 0.303 нм для кальцита и d = 0.289 нм для доломита сильно варьирует при замещениях кальция на магний и железо. Для получения более точных результатов количественного анализа карбонатных пород оценку минералов предпочтительно проводить по линиям корунда 0.348 нм так чтобы усреднять данные по 3-4 прапаратам одного и того же образца при малой скорости движения счетчика излучения. В результате работ с использованием кадометрии и рентгенографического анализа выявлено, что методы могут применяться для определения содержаний карбонатных минералов в образцах горных пород. Погрешность количественной оценки зависят в первую очередь от способов приготовления образцов, особенностей тонкой структуры карбонатных минералов, режимов и условий сьемки дифрактограмм.

Наибольшей точностью и достоверностью при оценке содержаний карбонатных минералов обладает рентгенографический анализ для всех разновидностей карбонатных пород. Для погрешностей определение содержания доломита и кальцита следует использовать определенные аналитические пики для доломита с d=2,19 ангстрем, а для кальцита 1,91 ангстрем [2].

. Таблица 2

Содержание минералов определенные с использованием рентгенографического анализа

№	Описание месторождение, порода	Содержание минералов, рентгенография				
		кальцит	доломит	глина	кварц	корунд
1	красная глинка известняк	7	93			
2	мергель	72		15	13	
3	мергель ульяновская обл	55	9	23	13	
4	печерское оолитовый известяк		100			
5	арагонит		96		4	
6	Резяпкино Слой 11	86			14	
7	Резяпкино Слой 4	80	8		12	
8	4 ковалевская	8	40		2	50
9	5 ковалевская	4	39		7	50
10	Солнечная 2	48	2			50
11	степное					
12	1солнечное	49				51

Кадометрия обладает экспрессностью сьемки образцов такой же, как и для рентгенографического анализа. Ограничением применения метода кадометрии является то, что невозможно провести диагностику кальцита и доломита с изоморфными примесями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. И.В. Касьянов, А.А. Нежданов Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири. УДК 550.8.014 + 550.8.052 + 550.8.053 ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА № 1, 2020 69-79 с. DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-69-79

2. Песков А.В., Ольховская В.А., Степанова И.А. Использование дифрактометрии для оценки карбонатности горных пород ВЕСТН. САМАР. ГОС. ТЕХН. УН-ТА. СЕР. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ. 2016. № 4 (52) 59-70 с.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЮРСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА

А.В. Калиновский

Научный руководитель: Нанишвили О.А., старший преподаватель ВНШ ЮГУ
Югорский государственный университет
г. Ханты-Мансийск, Россия
m_kuzina@ugrasu.ru

Аннотация. В условиях выработки запасов нефти и газа в традиционных меловых и юрских коллекторах Западной Сибири исследуются перспективы нефтегазоносности доюрских коллекторов. В данной работе изучены триасовые эффузивы, составляющие промежуточный структурный этаж (доюрский комплекс) на Северо-Рогожниковской площади. Анализ литологических особенностей и фильтрационно-емкостных свойств выявил, что наиболее значимые притоки нефти можно получить из зон трещиноватости или выщелачивания вулканических туфов и кластолав.

Ключевые слова: Западная Сибирь, доюрское основание, нефтегазоносность, породы-коллекторы, перспективы разработки.

В данной работе были исследованы литолого-петрофизические характеристики пород доюрского комплекса Северо-Рогожниковского нефтяного месторождения, с целью оценки их коллекторских свойств и прогноза формирования в них залежей нефти. В связи с особенностями образования структур фундамента [1] на данной территории в них возможно наличие значимых скоплений углеводородов. И действительно, в исследуемом районе почти треть вскрытых скважинами триасовых пород являются нефтеносными. Присутствие залежей углеводородов зависит от состава, текстуры и структуры пород. Эти параметры влияют на фильтрационно-емкостные (ФЕС) характеристики коллекторов. Поэтому определение и анализ ФЕС являлось главной задачей литолого-петрографических и петрофизических исследований керна.

Как и в других подобных районах [2], на Северо-Рогожниковском месторождении верхняя часть доюрского фундамента, так называемый промежуточный структурный этаж, представлена вулканическими породами. Здесь они вскрыты более 70 скважинами, керн в них отобран на глубину до полукилометра [3].

Нами был изучен керн 5 скважин, проведены микроскопические исследования шлифов (порядка 26 образцов из различных интервалов). Выявлено, что более 95% объема керна сложено кислыми эффузивами, к которым относятся различные туфы, лавы и брекчии (преобладают дациты и риолиты). Вулканиты имеют близкий химсостав и образовались, судя по всему, в одной геодинамической обстановке. Текстуры встречаются массивные, миндалекаменные и пористые, структуры – микропойкилитовые и микрозернистые.

Туфы сложены обломками пород, кристаллами и пеплом. Часто они переслаиваются с лавой, что означает одновременное действие нескольких вулканов

на одной площади. Туфы не такие плотные, как остальные вулканиты, и имеют наибольшие показатели пористости, также они сильно переработаны вторичными процессами, что тоже способствует их разуплотнению.

Также и максимальные значения проницаемости отмечаются в туфах и кластолавах. Тогда как проницаемость соседних с ними в разрезе терригенных пород на два порядка меньше.

Таким образом, было выявлено несколько типов триасовых пород, имеющих коллекторские свойства: трещиноватые эффузивы, туфы и кластолавы, подвергнувшиеся процессам выщелачивания.

Пористость, определённая по шлифам, в породах скважин варьировала от 1,91% до 10,36%, при этом диаметр пор колебался в пределах 10-65 мкм в ширину и до 500 кв. мкм площадью.

Как видно породы характеризуются средними значениями пористости. Проницаемость также показывает средние или слабые значения: от $0{,}1\text{-}18{,}65*10^{-3}$ мкм^2. Причем пористость и проницаемость не обнаруживают зависимости друг от друга.

Анализ литологических и петрофизических особенностей и ФЕС пород выявил, что решающим фактором для образования коллектора в данном районе является трещиноватость пород.

Значимые притоки нефти возможно получить только при разработке участков в доюрском основании, которые приурочены к зонам развития трещиноватости в туфах или кластолавах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мочалкина, Л. Н. Об особенностях развития Западно-Сибирской плиты как составной части Урало-Монгольского складчатого пояса / Л. Н. Мочалкина, М. Я. Кузина // Геодинамика. Глубинное строение. Тепловое поле Земли. Интерпретация геофизических полей : Материалы конференции, Екатеринбург, 06–10 июля 2009 года. – Екатеринбург: Институт геофизики им. Ю.П. Булашевича УрО РАН, 2009. – С. 330-334. – EDN TXXCYD.

2. Генезис углеводородов юрского и доюрского комплексов Чистинного месторождения (зона Колтогорско-Уренгойского палеорифта) / Ю. В. Коржов, Г. А. Лобова, В. И. Исаев [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 10. – С. 111-125. – DOI 10.18799/24131830/2019/10/2303. – EDN PCBCVM.

3. Тугарева А.В., Чернова Г.А., Яковлева Н.П., Мороз М.Л. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – №. 5. – С. 58-66.

УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ PDC-РЕЗЦОВ

В.М. Кузминова, А.А. Акопян, В.А. Новиков

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: anzakopyan@yandex.ru, vladislav_novyi@mail.ru

Аннотация. В данной статье проводится теоретическое исследование эффективности метода определения твердости горных пород с использованием поликристаллических алмазных композитных резцов. Рассматриваются физические основы процесса взаимодействия резца с горной породой, анализируются энергетические и силовые параметры разрушения. Разработана комплексная математическая модель, устанавливающая взаимосвязь между характеристиками процесса резания и механическими свойствами пород. Теоретически обоснована высокая точность и воспроизводимость предлагаемого метода по сравнению с традиционными способами определения твердости.
Ключевые слова: методы определения твердости, PDC-резцы, энергия разрушения горных пород, процесс бурения, математическая модель.

Введение

Актуальность разработки новых методов определения твердости горных пород обусловлена возрастающими требованиями к эффективности и точности геомеханических исследований. Существующие методы, такие как испытания по Шрейнеру, метод вдавливания шара или склерометрические измерения, обладают рядом существенных недостатков, включая низкую оперативность, необходимость сложной подготовки образцов и ограниченную точность. В последние годы все большее внимание исследователей привлекает возможность использования процессов механического разрушения пород для оценки их прочностных характеристик. Особый интерес представляет применение PDC-резцов, которые широко используются в буровом инструменте и горном оборудовании. Теоретическое обоснование эффективности метода определения твердости на основе анализа параметров процесса резания PDC-резцами представляет значительную научную и практическую ценность для развития методов оперативного контроля механических свойств горных пород.

Теоретические основы метода

Физическая сущность предлагаемого метода заключается в установлении корреляционной зависимости между силовыми параметрами процесса резания и твердостью горной породы. При взаимодействии PDC-резца с массивом породы происходит сложный процесс, включающий стадии упругого деформирования, пластического течения и хрупкого разрушения.

Основное уравнение, описывающее силу резания, может быть представлено в виде: $F = k_0 \times \sigma c \times A \times (1 + \mu \times \cot\alpha) \times (v/v_0)^n$, где F - сила резания, σc - предел прочности на сжатие, A - площадь контакта резца с породой, μ - коэффициент трения, α -

передний угол резца, v - скорость резания, v_0 - характерная скорость, k_0 и n - эмпирические коэффициенты.

Энергия разрушения единицы объема породы определяется через интеграл от работы сил резания: $W = (1/V) \times \int F(x)dx$, где V - объем разрушенной породы, x - путь резания. Для хрупких пород основная часть энергии расходуется на образование новой поверхности: $W_{хр} = \gamma \times \Delta S + k_1 \times \sigma_c \times \varepsilon^2 \times V$, где γ - удельная поверхностная энергия, ΔS - прирост поверхности разрушения, ε - деформация, k_1 - коэффициент. Для пластичных пород преобладает энергия пластической деформации: $W_{пл} = k_2 \times \sigma_т \times \varepsilon_{пл} \times V + k_3 \times G \times \rho^2$, где $\sigma_т$ - предел текучести, $\varepsilon_{пл}$ - пластическая деформация, G - модуль сдвига, ρ - плотность дислокаций.

Предлагаемый показатель твердости на основе метода резания выражается как: $Hc = (1/V) \times \int F(x)dx = k_4 \times \sigma_c \times (1 + \ln(E/\sigma_c)) \times (\delta/h)^m$, где E - модуль упругости, δ - глубина резания, h - характеристика структурной неоднородности породы, k_4 и m - коэффициенты.

Сравнительный анализ с традиционными методами

Проведенный теоретический анализ позволяет утверждать, что предлагаемый метод обладает рядом преимуществ перед традиционными способами определения твердости. Установлена связь между предлагаемым показателем твердости Hc и традиционными шкалами: $Hc = k_5 \times Hпр + k_6 \times Hм$, где Hпр - твердость по Протодьяконову, Hм - твердость по Моосу, k_5 и k_6 - коэффициенты пересчета.

Теоретически обоснована возможность достижения погрешности измерений в пределах 3-5% при соблюдении стандартных условий испытаний. Воспроизводимость результатов обеспечивается за счет стабильности геометрических характеристик PDC-резцов и возможности точного контроля режимных параметров. Показано, что относительная погрешность определения твердости может быть оценена по формуле: $\Delta Hc/Hc = \sqrt{[(\Delta F/F)^2 + (\Delta V/V)^2]}$, где ΔF и ΔV - погрешности измерения силы и объема соответственно.

Перспективы практического применения

Теоретическое исследование демонстрирует перспективность использования предлагаемого метода в различных областях горной науки и практики. На основе разработанной математической модели показана возможность создания портативных приборов для оперативного определения твердости горных пород. Критерий эффективности метода может быть оценен через отношение полезной работы разрушения к суммарным энергозатратам: $\eta = W_{разр}/W_{сум}$, где $W_{разр}$ - энергия, пошедшая непосредственно на разрушение породы, $W_{сум}$ - общие энергозатраты.

Для оптимизации параметров резания предложены уравнения, связывающие геометрию резца с эффективностью разрушения: $F_{опт} = k_7 \times \sigma_c \times A \times \sqrt{(E/\sigma_c)} \times (1 + \sin\varphi)$, где φ - угол внутреннего трения породы. Скорость резания, обеспечивающая максимальную эффективность, определяется как: $v_{опт} = v_0 \times (\sigma_c/E) \times k_8$.

Заключение

Проведенное теоретическое исследование подтвердило высокую эффективность метода определения твердости горных пород с использованием PDC-резцов. Разработанная математическая модель адекватно описывает физические процессы взаимодействия резца с горной породой и устанавливает корреляционные зависимости между параметрами процесса резания и механическими свойствами материала. Теоретически обоснованные преимущества метода включают высокую точность, хорошую воспроизводимость и возможность оперативного проведения

измерений. Полученные результаты создают основу для разработки новых приборов и методик определения твердости горных пород, имеющих важное значение для развития горной науки и практики. Дальнейшие исследования должны быть направлены на экспериментальную верификацию теоретических выводов и уточнение математических моделей для различных типов горных пород и условий нагружения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Протодьяконов М.М. Методика определения крепости горных пород. - М.: Недра, 1970.
2. Фисенко Г.Л. Механические свойства и разрушение горных пород. - М.: Госгортехиздат, 1961.
3. Johnson K.L. Contact mechanics. - Cambridge: Cambridge University Press, 1985.
4. Lawn B.R. Fracture of brittle solids. - Cambridge: Cambridge University Press, 1993.
5. Nishimatsu Y. The mechanics of rock cutting. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 1972.
6. Roxborough F.F., Liu Z.C. Theoretical considerations on pick shape in rock and coal cutting. The 6th Underground Operator's Conference, 1995.
7. Atkinson B.K. Fracture mechanics of rock. - London: Academic Press, 1987.
8. Alehossein H., Hood M. State-of-the-art review of rock models for disc roller cutters. The 3rd International Symposium on Mine Mechanization and Automation, 1995.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ С ДВУХУПОРНЫМИ РЕЗЬБОВЫМИ СОЕДИНЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.Г. Бочкарев

СамГТУ, г. Самара, Россия

Аннотация

Бурение и обсаживание ствола являются одними из основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин. Безопасное проведение данных работ, а также возможность одновременного их выполнения, открывает возможности по более эффективному строительству нефтегазовых скважин. Современные научные достижения, направленные на конкретные технологические цели в нефтяной и газовой промышленности, позволяют это реализовать уже сегодня.

Двухупорные резьбовые соединения обсадных труб облегчают классические технологические процессы по обсаживанию ствола скважины, за счет возможности вращения обсадной колонны и достижение проектного забоя в условиях осложненных участках ствола скважины. Бурение на обсадной колонне, возможное за счет наличия упоров, совмещает в себе процессы бурения и обсаживание ствола за счет всё той же возможности вращения (а также доукомплектования дополнительным оборудованием), что уменьшает время строительства конкретного интервала скважины и всей скважины в целом.

Ключевые слова: бурение скважин, обсадная труба, обсадная колонна, вращение обсадной колонны, резьбы, резьбовые соединения, двухупорные резьбовые соединения, упорные торцы резьбовых соединений, бурение на колонне, система CRT.

Введение

Бурение нефтяных и газовых скважин – основной этап добычи нефти, в котором задействуется значительно количество трудовых и экономических ресурсов. Сложность и трудоемкость бурения скважин влечет за собой значительный финансовые затраты. Современные технологии, разработка нового оборудования и новый подход к уже отработанным технологическим операциям позволяют, как облегчить труд работников, непосредственно занятых на буровых установках, так и уменьшить стоимость бурения скважин.

Обсадные трубы необходимый инструмент, который применяется при строительстве каждой скважины. Модернизация данного оборудования позволяет значительно повысить эффективность технического и технологического процесса строительства скважины, что в свою очередь напрямую повлияет на снижение экономических затрат. Одним из таких способов модернизации являются двухупорные резьбовые соединения.

Основная часть

Обсадные трубы выполняют несколько важных функций. В их число входит закрепление стенок скважины, изоляция пластов, предотвращение прорывов и выбросов, создание условий для дальнейшего бурения, подготовка к добыче и цементирование. Обсадные трубы также, как и все применяемое оборудование,

задействованное в процессе строительства скважин, под влиянием увеличения сложности разрабатываемых скважин, технического прогресса и инноваций, становятся все более технически модернизированными. Одним из возможных вариантов усовершенствования обсадных труб являются двухупорные резьбовые соединения.

Отличие двухупорных резьбовых соединений от обычных одноупорных заключается в наличие дополнительных упорных торцов на ниппеле и муфте, обеспечивающих наличие металлического контакта при свинчивание резьбового соединения – уплотнения «металл к металлу». Данное уплотнение обеспечивает улучшение характеристик, в частности увеличение сопротивление внутреннему и внешнему давлению и герметичность резьбового соединения.

Стоить отметить, что тип резьбы никак не зависит от типоразмера самой трубы, то есть двухупорными резьбовыми соединениями могут быть обеспечены трубы любого диаметра и любой группы прочности, что делает данный метод усовершенствования универсальным. Из данного утверждения следует, что трубы такого типа возможно применять при бурении наклонно-направленных скважин, горизонтальных скважин и при бурении под хвостовик. В пользу универсальности стоит добавить, что для классического применения данных труб (обсаживание уже пробуренного ствола скважины) не нужно никакое специализированное оборудование. Применяются стандартные ключи и элеваторы.

Главное преимущество вышеобозначенного усовершенствования заключается в возможности вращения обсадной колонны. Данное утверждение позволяет раскрыть два основных направления применения обсадных труб с двухупорными резьбовыми соединения.

Во-первых, возможность вращения обсадных труб при спуске обсадной колонны. В связи с различными причинами (некачественная подготовка ствола скважины, склонность к обвалообразованию и т.д.) возможно производство работ по спуску обсадной колонны в осложненном стволе. В данном случае велики риски допущения посадок, затяжек или прихватов. В целях безопасного производства работ, исключения инцидентов и достижения проектного забоя при спуске колонны может возникнуть потребность прохождения осложненных интервалов скважины с вращением обсадной колонны.

Вращение колонны из обсадных труб с обычными одноупорными резьбовыми соединения категорически не рекомендуется и в большинстве случаев запрещено. Резьбы с одним упором не предназначены для передачи крутящего момента. Как следствие, в зависимости от состояния ствола скважины и других различных факторов, при получении момента такие соединения могут либо самопроизвольно раскрутиться, что ведет к оставлению колонны в скважине, дальнейшим ловильным работам и увеличивающимся рискам перебура, либо, наоборот, докрепиться, что в условиях отсутствия стопора в резьбовом соединении, приводит к повреждению самой резьбы и нарушении герметичности соединения в целом.

Двухупорные резьбовые соединения позволяют избежать вышеуказанных рисков. При потенциальном раскреплении упорных поясков, выполненных под углом, возникает блокирующий эффект в виде значительного осевого усилия, которое еще

сильнее прижимает упорные поверхности. А при обратном процессе докрепления, соединение «металл к металлу» создает необходимый упор, который не позволяет дальнейшее движение ниппеля в муфте свинчивенного резьбового соединения.

Вдобавок к вышесказанному, следует дополнить, что возможны случаи, когда дальнейший спуск не представляется возможным, в связи с получением жесткой посадки и невозможностью прохождения проблемного интервала. В таких случаях выполняется подъем и выброс уже спущенной колонны с последующей переподготовкой ствола скважины. При использовании двухупорных труб, по описанным выше причинам, высока вероятность, что резьбовые соединения будут без дефектов и разрушений и возможно повторное их применение после переподготовки ствола. При использовании же стандартных труб имеются значительные риски, что данные трубы придется отбраковать по состоянию резьбы. В таких случаях, дополнительное обеспечение трубной продукции влечет за собой дополнительные финансовые затраты, в части транспортных перевозок по завозу новой трубы/вывозу старой трубы, а также стоимости самой трубной продукции.

Второе основное направление, не менее важное и интересное, чем предыдущее, по применению обсадных труб с двухупорными резьбовыми соединениями, вытекающее из всех вышеперечисленных – это бурение на обсадной колонне. Как ясно из самого названия, бурение происходит уже на обсадной трубе и при достижении проектного забоя остается только произвести цементирование. Бурение на обсадной колонне является той задачей, при которой достигается наибольший экономический эффект от наличия двухупорных резьб на обсадной трубе за счет снижения затрат на строительство скважины, сохранения каждого пробуренного метра, повышения эффективности бурения, повышения производительности буровых насосов в интервале нестабильных пород и снижения рисков потери компоновки.

Уже доказанные опытным путем преимущества: бурение вертикальных интервалов производится за один рейс, отсутствие затрат времени на спуск обсадной колонны после бурения бурильным инструментом, исключение спуско-подъемных операций и шаблонировок, снижение времени открытого ствола, увеличенная прочность и устойчивость ствола скважины за счет механической кольматации и высокая скорость потока в кольцевом пространстве за счет исключительного качество очистки скважины.

Неоспоримая выгода бурения на обсадной колонне заключается в том, что независимо от любых внештатных ситуаций при бурении, ствол уже обсажен до достигнутой глубины – не теряется ни единый метр проходки.

Однако, чтобы бурить данным методом мало только обсадной трубы. Необходим соответствующий породо-разрушающий инструмент и для этого применяются разбуриваемые долота (прорабатывающие башмаки). Также необходимо специальное оборудование – система спуска обсадных колонн (CRT).

Система CRT позволяет вращать, расхаживать и производить промывку через обсадную колонну. Монтаж системы производиться всего в одно резьбовое соединение. Данная система заменяет собой ряд стандартных приспособлений для спуска обсадной колонны таких, как гидравлический ключ, силовую гидравлическую

станцию, спайдер-элеватор и промывочный инструмент, что в совокупности сокращает количество персонала, задействованного в процессе спуска колонны.

Виды компоновок при бурении на обсадных колоннах:

1. Для бурения вертикальных участков – простейшая КНБК для бурения на обсадной колонне, без возможности направленного бурения;
2. Для наклонно-направленного бурения – специально разработанные КНБК для последующего извлечения из скважины, не извлекая саму обсадную колонну;
3. Для бурения хвостовика - специально разработанные КНБК с подвеской, с возможностью многократной установки. В данном случае подвешивается вся колонна хвостовика внутри основной обсадной колонны при смене элементов КНБК для защиты от неустойчивости ствола скважины и снижения вероятности прихвата. Крутящий момент и нагрузка на долото передается через внутреннюю бурильную колонну.

Теперь обратимся к финансовой составляющей и в первую очередь – это время. Единая финансовая составляющая при бурении скважины является стоимость оплаты работы организаций, производящих данные работы на объекте недропользователя. В суточную ставку каждой организации входит: оплата труда, амортизация имеющегося оборудования, стоимость необходимого нового оборудования и затраченные расходные материала. Суточная ставка строительства скважина именно тот показатель, который определяет финансовую стоимость и по которому можно определить общую экономическую выгоду не вдаваясь в точные данные, которые обычно конфиденциальны. В Самарском регионе эта сумма может достигать до 2.000.000 рублей в сутки.

Для ориентировочного подсчета, обратимся именно к бурению на обсадной колонне на одной из скважин Самарского региона, как именно самому экономически выгодному применению рассматриваемого оборудования. На рассматриваемой скважине с технической колонной глубиной 1955 метров (интервал бурения 400 – 1955 метров) было принято решение по бурению на обсадной колонне Ø 245 мм. При этом на основе опыта бурения данного месторождения и соседних скважин были также произведены расчеты при бурении стандартным способом – на бурильном инструменте СБТ 127 с последующим спуском обсадной колонны, в виде отдельной технологической операции. В данному случае расчетный показатель бурения интервала составлял 11 суток. Факт при бурении на обсадной колонне интервала 400 – 1955 метров составил 6 суток. Ускорение 5 суток (46 %). При данном показателе ускорения экономическая выгода может достигать до 10.000.000 рублей. Нельзя исключать и необходимые затраты по подготовке к бурению на обсадной колонне, а именно использование системы CRT, про которую говорилось выше. Возможны варианты, как приобретения данного оборудования в личное пользование и тогда после определенного момента, когда оно окупиться, то рассчитанные 46 % экономии будут тем самым снижением затрат, так и аренда у сторонних организация, что значительно меньше той экономии по бурению вышеуказанного интервала, про который говорилось выше.

Заключение

В связи с значительными финансовыми затратами при бурении нефтяных и газовых скважин, а также все более сложными условиями бурения скважин, использование обсадных труб – основного элемента при строительстве скважин,

который применяется повсеместно – с двухупорными резьбовыми соединениями является одним из действенных способов достигать при бурении каждой конкретной скважины поставленных целей с более скромными финансовыми затратами.

Спуск обсадных труб, которые можно вращать при спуске, а также сразу прорабатывать проблемные участки, позволяет без рисков дальнейшего повреждения и негерметичности, спускать колонну в стволах, склонных к обвалообразованию.

Бурение на обсадной колонне, которое снижает риски оставления КНБК в скважине и неоднократные проработки ствола стандартной бурильной колонной, значительно ускоряют цикл бурения под конкретную секцию с последующим снижением затрат на строительство всей скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стасенко Н.И. «Проблемы спуска обсадных колонн и основное направление для их решения: магистерская диссертация» – 2019 г.;
2. Константинов Л.П., Агошашвили Т.Г. «Разработка технологии бурения на обсадной колонне: научные основы и промысловые испытания» – 2014 г.;
3. Ковалевский Е.А. «Технология бурения нефтегазовых скважин с использованием колонны обсадных труб» / Сервисные услуги в добыче нефти: материалы научно-технической конференции – 2015 г.;
4. Ковалевский Е.А. «Опыт применения долот обсадной колонны на месторождениях Республики Татарстан в условиях бурения неглубоких кондукторов» / Современные технологии в мировом научном пространстве: сборник статей – 2017 г.;
5. Dewey C., Swadi C., Alsup S., Desai P., King W.W., Leon C. et al. «Advances in casing drilling technology: from concept to field application» / SPE Drilling & Completion – 2005 г.;
6. Williamson J.E., Zuo J.Y. «Casing-While-Drilling: A Step-Change in Well Construction Efficiency» / SPE Annual Technical Conference and Exhibition – 2019 г.

АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ВЫБОРУ МЕСТА УСТАНОВКИ ЯСА В НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ: ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОПТИМИЗАЦИИ

А.А. Карпушов, В.А. Капитонов, к.т.н.

Самарский государственный технический университет; СамараНИПИнефть
г. Самара, Россия
e-mail: leha09.09.89@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются теоретические аспекты проблемы выбора оптимального места установки яса в наклонно направленных скважинах. Проведен комплексный анализ существующих подходов и методик, применяемых в отечественной и зарубежной практике. Рассмотрены основные факторы, влияющие на эффективность работы яса: профиль скважины, геологические условия, свойства

бурового раствора, конструктивные особенности КНБК. Проанализированы физические процессы, происходящие при работе яса, включая распространение ударных волн, потери энергии на трение и демпфирование. Обоснована необходимость разработки адаптивных методик, учитывающих специфику конкретных месторождений. Представлены перспективные направления совершенствования технологии применения ясов, включая использование компьютерного моделирования и машинного обучения. Публикация подготовлена в рамках работы над магистерской диссертаций под руководством доцента кафедры бурения Самарского государственного технического университета Капитонова Владимира Алексеевича.

Ключевые слова: бурильный яс, прихват бурильного инструмента, наклонно направленное бурение, компоновка низа бурильной колонны, волновые процессы, математическое моделирование, оптимизация.

ANALYSIS OF APPROACHES TO CHOOSING A JAR INSTALLATION LOCATION IN DIRECTIONAL WELLS: THEORETICAL ASPECTS AND OPTIMIZATION PROSPECTS

A. A. Karpushov, V. A. Kapitonov, Ph.D.
Samara State Technical University
Samara, Russia
e-mail: leha09.09.89@yandex.ru

Abstract. The article considers theoretical aspects of the problem of choosing an optimal location for jar installation in directional wells. A comprehensive analysis of existing approaches and methods used in domestic and foreign practice is carried out. The main factors influencing the efficiency of jar operation are considered: well profile, geological conditions, drilling fluid properties, and BHA design features. The physical processes occurring during jar operation are analyzed, including the propagation of shock waves, frictional and damping energy losses. The necessity of developing adaptive methods taking into account the specifics of specific deposits is substantiated. Promising directions for improving the jar application technology are presented, including the use of computer modeling and machine learning. The publication was prepared as part of the work on the master's thesis under the supervision of Vladimir Alekseevich Kapitonov, Associate Professor of the Drilling Department of the Samara State Technical University. Keywords: drilling jar, stuck drilling tool, directional drilling, bottom hole assembly, wave processes, mathematical modeling, optimization.

Key words: drilling jar, stuck drilling tool, directional drilling, bottom hole assembly, wave processes, mathematical modeling, optimization.

Современное состояние нефтедобывающей отрасли России характеризуется усложнением условий бурения, связанным с увеличением глубин скважин и применением сложных пространственных профилей. При бурении наклонно направленных скважин прихват бурильного инструмента остается наиболее распространенным видом осложнений, на долю которого приходится до 80% всех аварий [1].

Бурильные ясы, применяемые для ликвидации прихватов уже почти столетие, претерпели значительную эволюцию от простых механических устройств до сложных

гидромеханических систем. Однако, несмотря на совершенствование конструкций, проблема оптимального размещения яса в компоновке низа бурильной колонны остается актуальной и не имеет универсального решения [2].

Существующие подходы к выбору места установки яса часто основываются на эмпирических правилах и опыте бурения на конкретных месторождениях, что не всегда обеспечивает оптимальный результат при изменении геолого-технических условий. Это обусловливает необходимость теоретического осмысления проблемы и поиска научно обоснованных путей ее решения.

Принцип действия бурильного яса основан на преобразовании потенциальной энергии упругой деформации колонны в кинетическую энергию удара. Этот процесс можно разделить на несколько стадий: накопление энергии при натяжении колонны, высвобождение энергии при срабатывании механизма яса, распространение ударной волны по колонне и передача импульса в место прихвата [3].

Эффективность этого процесса определяется множеством факторов, которые можно классифицировать следующим образом. Геометрические факторы:

- профиль скважины и распределение зенитных углов;
- расстояние от яса до места прихвата;
- конфигурация КНБК и переходы сечений;
- положение нейтральной точки колонны.

Механические факторы:

- распределение масс в колонне;
- жесткость элементов КНБК;
- коэффициенты трения в различных интервалах;
- характеристики самого яса (ход, усилие срабатывания).

Реологические факторы:

- плотность и вязкость бурового раствора;
- содержание твердой фазы;
- температурные условия.

Взаимодействие этих факторов носит сложный нелинейный характер, что затрудняет создание универсальных рекомендаций.

Требования к размещению ясов, предъявляемые в нормативных документах. Российские нормативные документы (РД 39-0148070-6.027-86) рекомендуют устанавливать яс на расстоянии 150-300 м от долота, обеспечивать массу труб над ясом не менее 15 т и ограничивать усилие натяжения 80% от предела текучести [4]. Эти рекомендации базируются на обобщении опыта вертикального и слабонаклонного бурения и не учитывают специфику современных сложнопрофильных скважин.

Требования, основанные на эмпирических предпосылках. Многие буровые компании разрабатывают собственные регламенты, основанные на статистической обработке данных по успешным и неуспешным операциям. Например, на месторождениях Западной Сибири часто применяется правило размещения яса в диапазоне 300-500 м от забоя. Однако такой подход эффективен только при стабильных геологических условиях и не работает при переходе на новые месторождения [5].

Требования, основанные на результатах аналитических расчётов. Теоретические исследования волновых процессов в бурильной колонне позволяют рассчитать оптимальное расположение яса на основе решения дифференциальных уравнений движения. Классические работы в этой области используют одномерную

модель стержня с распределенными параметрами. Однако упрощения, принятые в таких моделях (пренебрежение изгибом, постоянство сечения, линейное трение), существенно ограничивают их применимость [6].

Требования, основанные на результатах численного моделирования. Современные программные комплексы (ANSYS, ABAQUS, специализированные пакеты для бурения) позволяют учесть трехмерную геометрию скважины, нелинейные эффекты и сложные граничные условия. Метод конечных элементов дает возможность детально проанализировать распространение ударной волны и оценить потери энергии. Однако высокая вычислительная сложность и необходимость точных исходных данных ограничивают практическое применение таких моделей [7].

При работе яса в бурильной колонне распространяется продольная волна напряжений со скоростью, определяемой модулем упругости и плотностью материала. В наклонной скважине происходит существенная трансформация волны из-за:

- контакта колонны со стенками скважины;
- трения, зависящего от прижимающей силы;
- отражений и преломлений на границах изменения сечений;
- демпфирования в буровом растворе.

Теоретический анализ показывает, что оптимальное расстояние должно обеспечивать баланс между сохранением энергии волны и возможностью ее эффективной передачи в место прихвата [8].

С увеличением зенитного угла скважины возрастает нормальная составляющая веса колонны, что приводит к росту силы трения. Теоретические оценки показывают, что при углах более 60° потери энергии на трение могут достигать 50-70%. Это требует существенной корректировки традиционных подходов к размещению яса [9].

Особое внимание следует уделять участкам изменения кривизны ствола скважины. В этих зонах происходит концентрация напряжений и дополнительные потери энергии. Теоретически обоснованным представляется размещение яса таким образом, чтобы минимизировать количество переходных зон между ним и предполагаемым местом прихвата [10].

Разработка методик, способных учитывать изменяющиеся условия бурения в реальном времени, представляется наиболее перспективным направлением. Такие методики должны интегрировать:

– геомеханическое моделирование для прогнозирования прихватоопасных зон;

– анализ данных телеметрии для оценки текущего состояния скважины;

– оптимизационные алгоритмы для выбора наилучшего варианта размещения.

Накопленные массивы данных по операциям с ясами создают предпосылки для применения методов искусственного интеллекта. Нейронные сети могут выявить скрытые закономерности и предложить оптимальные решения для конкретных условий. Теоретически возможно создание самообучающейся системы, повышающей точность прогнозов с каждой новой скважиной [11].

Выбор места установки яса представляет собой многокритериальную задачу, где необходимо учитывать:

– максимизацию передаваемой энергии;

– минимизацию времени операции;

– снижение риска повреждения оборудования;

– экономическую эффективность.

Применение методов многокритериальной оптимизации (Парето-оптимальность, генетические алгоритмы) может обеспечить сбалансированное решение [12].

Учет неопределенностей в исходных данных становится критически важным при работе в сложных геологических условиях. Методы Монте-Карло и стохастического моделирования позволяют оценить вероятность успеха для различных вариантов размещения яса и выбрать наиболее обоснованного решения [13].

Несмотря на теоретические достижения, практическая реализация оптимальных решений сталкивается с рядом проблем.

1. Недостаток точных данных. Реальные свойства горных пород, точное положение прихвата, фактические коэффициенты трения часто известны лишь приблизительно.

2. Сложность валидации моделей. Невозможность проведения контролируемых экспериментов в скважинных условиях затрудняет проверку теоретических предположений.

3. Технологические ограничения. Конструктивные особенности КНБК, доступное оборудование и квалификация персонала могут не позволить реализовать теоретически оптимальное решение.

4. Экономические факторы. Стоимость дополнительных исследований и моделирования может превышать потенциальную экономию от оптимизации.

Заключение

Проблема выбора оптимального места установки яса в наклонно направленных скважинах представляет собой комплексную научно-техническую задачу, требующую междисциплинарного подхода. Анализ существующих методик показывает отсутствие универсального решения, применимого для всего многообразия геолого-технических условий.

Теоретические исследования указывают на необходимость учета множества взаимосвязанных факторов: волновых процессов в колонне, трения о стенки скважины, демпфирования в буровом растворе, геометрии ствола и конфигурации КНБК. Перспективными направлениями представляются разработка адаптивных методик, применение машинного обучения и стохастического моделирования.

Дальнейшие исследования должны быть направлены на создание интегрированных систем поддержки принятия решений, способных в реальном времени оптимизировать размещение яса с учетом всей доступной информации и накопленного опыта. Только такой подход позволит существенно повысить эффективность ликвидации прихватов и снизить непроизводительное время при бурении сложных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. - М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 1007 с.

2. Заливин В. Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин : учеб. пособие. Иркутск: ИрГТУ, 2013. 247 с.

3. Пустовойтенко И. П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении: учеб. пособие для вузов / И.П. Пустовойтенко. — 3-е изд., перераб. и доп. - М. Недра, 1988. 279 с.

4. РД 39-0148070-6.027-86. Инструкция по предупреждению и ликвидации прихватов. – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1989. С. 68.

5. Липатов А. В., Яндулов Д. Я. Выбор места установки яса в наклонно-направленных скважинах // Ашировские чтения, Т. 2, № 1 (16), 2024. С. 199-206.

6. Каракозов А. А. Разработка и исследование ударных механизмов для ликвидации прихватов в скважине: Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. Донецк: ДПИ, 1993. 136 с.

7. Попова М. С., Харитонов А. Ю. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов // Компьютерное моделирование процессов, протекающих при бурении скважин. 2019. Т. №12. С. 18-27.

8. Спивак А. Н., Попов А. Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. Москва: Недра, 1979. 239 с.

9. Дохотеру Б. В., Салтыков В. В. Применение толстостенных бурильных труб для бурения горизонтальных скважин // Инновационная наука, № 4-2, 2022. С. 19-21.

10. Нескоромных В. В. Разрушение горных пород при бурении скважин. Красноярск, Сибирский федеральный университет: ИНФРАМ, 2015. 336 с.

11. Кузнецов В. А., Фролов К. В. Моделирование процесса бурения глубоких скважин // Математическое моделирование и краевые задачи, 2007. С. 83-86.

12. Муравенко В. А., Муравенко А. Д., Муравенко В. А. Буровые машины и механизмы. Том 1. Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2002. 520 с.

13. Ковалев А. В., Епихин А. В. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томск: Томский политехнический университет, 2016.

УДК 622.24.05

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ В БУРЕНИИ: ЭЛЕКТРО-ГИДРОУДАРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

А.М. Алиев, Р.А. Хасаев, Д.Р. Камаев

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: aslan.aliev23@mail.ru, khasaev.ra@samgtu.ru, kamaev.dr@samgtu.ru

Аннотация. Современная горная и нефтегазовая промышленность сталкивается с необходимостью повышения эффективности бурения скважин при минимальных затратах. Традиционные механические методы бурения ограничены при работе с твердыми породами, что делает электро-гидроударное бурение перспективной технологией. Этот метод, объединяющий электрические и гидравлические воздействия, позволяет

эффективно разрушать твердые породы, превращая электрическую энергию в механическую через ударные волны.

В статье рассматриваются ключевые элементы этой технологии, такие как генератор Маркса для формирования пикообразных импульсов, распределители для управления электропитанием, а также применение легко разбуриваемых материалов для корпуса, что снижает эксплуатационные расходы. Электро-гидроударное бурение повышает производительность, снижает износ оборудования и сокращает затраты на бурение в сложных геологических условиях. Статья анализирует преимущества, ограничения существующих конструкций и предлагает направления для совершенствования технологии.

Ключевые слова: бурение, электро-гидроударное бурение, бурение скважин, горная промышленность, шлангокабель, горная порода.

Введение. При бурении скважин в высокопрочных и абразивных породах традиционные механические технологии нередко показывают ограниченную эффективность, особенно на больших глубинах и в сложных геологических разрезах. Это выражается в ускоренном износе инструмента, росте энергопотребления и увеличении стоимости проходки.

Электро-гидроударное бурение опирается на использование высоковольтных импульсных разрядов в жидкости, формирующих ударные волны и локальные гидродинамические нагрузки, разрушающие породу. Такая схема позволяет интенсифицировать процесс разрушения при умеренном расходе энергии и повышает темп проходки [1].

Вместе с тем ряд известных реализаций, в том числе конструкция бура по Дудушеву, демонстрируют уязвимости: повышенную коррозионную активность в зоне электродов, ограниченную энерговыделяющую способность разрядного тракта и, как следствие, снижение стабильности работы [2]. Настоящая работа нацелена на предложении конструкции электро-гидроударного инструмента, в которой перечисленные недостатки минимизируются за счет модернизации узла электродов, повышения стойкости материалов и оптимизации импульсно-энергетической системы, что расширяет область применимости технологии в сложных горно-геологических условиях.

Основная часть. Механические методы разрушения твердых горных пород демонстрируют ряд ограничений, которые особенно проявляются на больших глубинах и при проходке высокопрочных пород. При всей их отработанности традиционные технологии сопровождаются ростом эксплуатационных издержек, ускоренным износом инструмента и повышенным энергопотреблением. На этом фоне электро-гидроударный подход, использующий управляемые высоковольтные импульсные разряды в скважинной жидкости, формирует альтернативу с повышенной энергоэффективностью. Применение электро-гидроударного воздействия позволяет увеличить механическую скорость проходки и ресурс оснастки за счет локализованной передачи энергии в зону разрушения, одновременно

сокращая удельные энергетические затраты и снижая нагрузку на буровое оборудование.

Принцип действия устройства опирается на формирование ударных волн в рабочей жидкости, инициируемых высоковольтными импульсными разрядами. Передаваемая волнами механическая энергия направляется на разрушение горной породы. Импульсное энерговоздействие сопровождается быстрыми фазовыми и гидродинамическими процессами в приэлектродной области, в результате которых формируются кратковременные высокоэнергетические фронты давления, обеспечивающие локализованное разрушение твердых материалов. Такой подход повышает эффективность бурения по сравнению с традиционными методами за счет целенаправленного ввода энергии непосредственно в зону разрушения.

В отличие от известных решений, использующих квазисинусоидальные режимы возбуждения [3], применяемая импульсная стратегия формирования напряжения ориентирована на достижение высоких градиентов нарастания и краткости фронтов. Это способствует повышению амплитуды ударных волн при одновременном снижении электродного износа, что улучшает ресурсные и эксплуатационные показатели.

Импульсное питание реализуется с использованием высоковольтного накопительно-коммутационного модуля, обеспечивающего кратковременную высокую энергоотдачу и стабильность параметров импульсов. Система электропитания дополнена функциональными блоками распределения и защиты, поддерживающими устойчивость работы при вариациях внешних факторов, включая изменения реологических характеристик рабочей среды и давления в скважине.

Конструктивные элементы силовой части и корпуса выбраны с учетом требований к прочности, коррозионной стойкости и массогабаритным показателям, что упрощает эксплуатацию в условиях полевых работ [4]. Для передачи энергии и управляющих сигналов применяются кабельные линии, обеспечивающие минимальные потери и помехоустойчивость.

Точная регламентация процесса бурения является ключевым фактором повышения эффективности. В рамках управления режимами энерговоздействия используются методы оперативной адаптации параметров разрядов и ударных волн к геолого-технологическим условиям забоя. Контур управления опирается на высокоточные измерительные каналы и алгоритмическую обработку телеметрии в реальном времени для динамической настройки режимов.

Центральным элементом системы управления выступает подсистема адресного возбуждения и селективного отключения исполнительных элементов RPowerNode 8PDU ACC, согласующая энергетическое воздействие с локальными свойствами породы и текущей глубиной. Такое построение управления повышает точность ведения процесса и оптимизирует распределение энергии, направленной на разрушение породы.

Функциональные средства защиты и распределения питания интегрированы в общий контур автоматизации, обеспечивая мониторинг нагрузок, предотвращение перегрузок и автоматическую коррекцию рабочих параметров при изменении внешних условий. Это поддерживает стабильную работу в широком диапазоне геологических сценариев и режимов циркуляции рабочей жидкости.

Таким образом, описанный комплекс технических и организационных решений обеспечивает повышение производительности, снижение эксплуатационных затрат и расширение области эффективного применения технологии в сложных геологических условиях за счет управляемого импульсного энерговоздействия и адаптивного контроля параметров процесса.

Одно из ключевых преимуществ системы — быстрая реакция на изменения в процессе бурения. Когда меняется тип породы или растет глубина, автоматика подбирает параметры разрядов, регулирует интенсивность ударных волн и дозирует подаваемую энергию. За счет этого удается держать высокую скорость проходки при умеренном энергопотреблении.

Мониторинг и диагностика ведутся в реальном времени. На поверхность постоянно передаются напряжение, температура, давление и показатели эффективности разрядов, а оператор видит общую картину и при необходимости корректирует режим. Это повышает точность, снижает риск нештатной работы и помогает беречь оборудование.

Новое электро-гидроударное устройство заметно превосходит традиционные подходы, особенно в сложных геологических условиях. В то время как чисто механические методы часто упираются в высокие энергозатраты, ускоренный износ и падение эффективности на твердых породах, предлагаемая система обеспечивает более высокую производительность при меньших эксплуатационных расходах.

Проходка с использованием электро-гидроудара идет быстрее. Короткие высоковольтные импульсы, формируемые, например, генератором Маркса, создают мощные ударные волны, которые эффективно разрушают породу и ускоряют бурение. Это особенно заметно на больших глубинах и в высокопрочных породах, где обычные методы быстро теряют результативность.

Кроме того, устройство снижает энергозатраты, так как энергия используется непосредственно для разрушения породы, что минимизирует расходы на электроэнергию. Долговечность электродов и других компонентов устройства также значительно выше, благодаря снижению коррозии и износа, что продлевает срок службы оборудования.

Важно отметить, что устройство обладает универсальностью и эффективно работает в различных геологических условиях, включая сложные и абразивные породы, с которыми традиционные методы бурения не справляются так же эффективно.

По мере развития электро-гидроударного бурения возникает потребность постоянно улучшать ключевые узлы, чтобы повышать

эффективность и ресурс оборудования. Прежде всего это касается генератора Маркса — источника коротких высоковольтных импульсов. Ожидается, что дальнейшие доработки повысят его мощность и стабильность, что даст более сильные ударные волны, ускорит разрушение твердых пород и сократит время проходки.

Важную роль играет и электродная система. Снижение износа и увеличение срока службы электродов — одно из приоритетных направлений. Вероятно, появятся новые материалы, устойчивые к высоким температурам и агрессивной среде, сопровождающей разряды. Более эффективные электроды сократят частоту замен и снизят эксплуатационные расходы.

Требует развития и система управления электропитанием. Переход к более «умным» и гибким решениям повысит устойчивость подачи энергии и адаптивность к внешним условиям. Речь о комплексах, которые автоматически подстраиваются под геологические особенности ствола, делая бурение точнее и экономичнее.

Отдельный вектор — интеграция с современными цифровыми технологиями, включая искусственный интеллект и машинное обучение. Аналитика в реальном времени позволит динамически настраивать параметры разряда и режимы работы с учетом плотности и прочности породы, давления и других факторов, поддерживая оптимальный режим бурения.

Серьезный эффект дают системы мониторинга в реальном времени с беспроводной передачей данных. Они обеспечивают постоянный контроль состояния оборудования и процесса, помогают быстрее реагировать на отклонения, снижают аварийные риски и повышают безопасность.

В перспективе ожидается более тесная связка с роботизированными и автономными комплексами. Это ускорит проходку и сократит участие людей в опасных операциях. Мобильные автономные установки на основе электро-гидроудара сделают работы более гибкими и эффективными — в том числе в труднодоступных районах и при экстремальных климатических нагрузках.

Заключение. Электро-гидроударное бурение представляет собой перспективное направление в области буровых технологий, предлагая ряд значительных преимуществ по сравнению с традиционными методами [5]. Использование высоковольтных электрических разрядов для создания ударных волн, направленных на разрушение породы, позволяет значительно повысить эффективность бурения, ускорить процесс проходки скважин и снизить энергозатраты [6]. Кроме того, технология способствует снижению износа оборудования, увеличивая срок службы элементов устройства, что делает её экономически целесообразной в долгосрочной перспективе.

Важно заранее предусмотреть экологические эффекты технологии: сократить применение химических реагентов, минимизировать отходы и исключить лишние выбросы. Для горной и нефтегазовой отраслей это уже не опция, а требование: регуляторы ужесточают нормы, а заказчики ждут прозрачной отчетности по воздействию на среду.

Дальнейшее развитие электро-гидроударного бурения видится в доработке ключевых узлов — генератора Маркса, электродной части и контуров управления — и в их «сращивании» с современными цифровыми инструментами. Использование систем на базе ИИ и продвинутой автоматики поможет точнее подбирать режимы, быстрее реагировать на изменения разреза и стабильнее держать параметры. В итоге технология станет более точной и гибкой, а спектр задач, где её можно применять, заметно расширится.

Таким образом, электро-гидроударное бурение имеет высокий потенциал для дальнейшего развития и внедрения в различные отрасли, обеспечивая эффективное, экологически безопасное и экономичное решение для бурения в сложных геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Юткин Н.Г. Электрогидроударный эффект: теория и практика применения. – М.: Наука, 1980.
2. Дудушев В.И. Электрогидроударное бурение. – М.: Машиностроение, 1985.
3. Шлангокабельная эксплуатация скважин. Электронный ресурс. Режим доступа: https://pskovgeokabel.ru/products/1_44/
4. Мельников В.В. Основы проектирования буровых установок. – СПб: Политехника, 2007.
5. Смирнов П.А., Иванов Д.И. Применение электромеханических и гидравлических систем для бурения твердых пород. – Журнал "Техника и технологии бурения", 2010.
6. Поляков С.П. Генераторы Маркса: принципы работы и применение. – Новосибирск: Техносфера, 2012. – 180 с.

УДК 522.245.3 : 678.7

О ВЛИЯНИИ ЖИДКОЙ СРЕДЫ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Л.В. Ермолаева

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: bngssmgtu@mail.ru

На основе исследований показано влияние жидкой среды различного состава на состояние глинистой породы, связанное с осмотическими процессами.

Ключевые слова: глинистая порода, устойчивость, осмотические процессы, растворы солей химических реагентов.

Глинистые породы в основном являются коллоидными осадками. Свойства глинистых минералов различные в зависимости от минералогического состава и степени тонкости частиц. Одним из важных свойств является влагоёмкость глины. Это свойство характеризует способность глинистой породы поглощать большое количество воды, заполняющей не только поры породы, но и проникать внутрь кристаллической решётки глинистых минералов. Вода, проникая в межслоевое пространство кристаллов, вначале образует мономолекулярный слой, затем число слоёв молекул воды увеличивается. Это приводит к набуханию глин и увеличению их объёма до 45%. Набухание глинистых минералов происходит под действием адсорбционных, осмотических и капиллярных сил. Набухание сопровождается развитием расклинивающего давления и выделением тепла.

При бурении глинистые породы, слагающие ствол скважины, под влияние водной дисперсионной среды промывочной жидкости, могут набухать, разрушаться, диспергироваться на мельчайшие частички и переходить в буровой раствор. В результате происходит изменение параметров промывочного бурового раствора, нарушение номинального размера ствола скважины и возникновение осложнений в процессе бурения.

Устойчивость глинистой породы в жидкой среде зависит от её физико-химического состава, от степени её уплотнения горным давлением и активности дисперсионной среды промывочной жидкости. Одной из причин нарушения устойчивого состояния глинистой породы на стенках скважины является процесс осмотических перетоков на границе раздела глинистых отложений и жидкой среды бурового промывочного раствора [1].

Осмотические перетоки происходят благодаря наличию полупроницаемой перегородки, которой является фильтрационная корка, и наличию химического потенциала на границе раздела сред, а также микропористой структуры горной породы. При размере поровых каналов от 1до 87 миллимикрон возможно возникновение осмотических перетоков.

Химический потенциал зависит от минерализации жидкой среды по обе стороны осмотической полупроницаемой перегородки, т.е. фильтрационной корки. Тип и структура фильтрационной корки оказывает большое влияние на характер и направление осмотических процессов.

В глинистых породах водная дисперсионная среда промывочных жидкостей при контакте с глинами влияет на степень и глубину их увлажнения. В результате смачивания в глинистых отложениях возникают напряжения обусловленные набуханием, что приводит к их разупрочнению. Значит, увлажненность глинистых пород является одним из факторов, от которого зависит устойчивость стенок ствола скважины. Физическое состояние глинистых отложений оценивается по относительной влажности- это отношение абсолютной влажности к коэффициенту набухания глин. В пластовых условиях залегания в скважине глинистые породы по физическому состоянию могут быть слабоувлажненные, среднеувлажненные, силиноувлажненные, значит механизм обвалообразования, осыпания таких пород различный.

При бурении слабоувлажненных глинистых пород дисперсионная среда промывочных растворов на водной основе фильтруется в поры глинистых отложений и заполняет их в приствольной зоне скважины. малоувлажненные глины сначала проходят стадию гидратации и капиллярной пропитки. Гидратация и начальная пропитка глин являются определяющим фактором, вызывающим изменение и

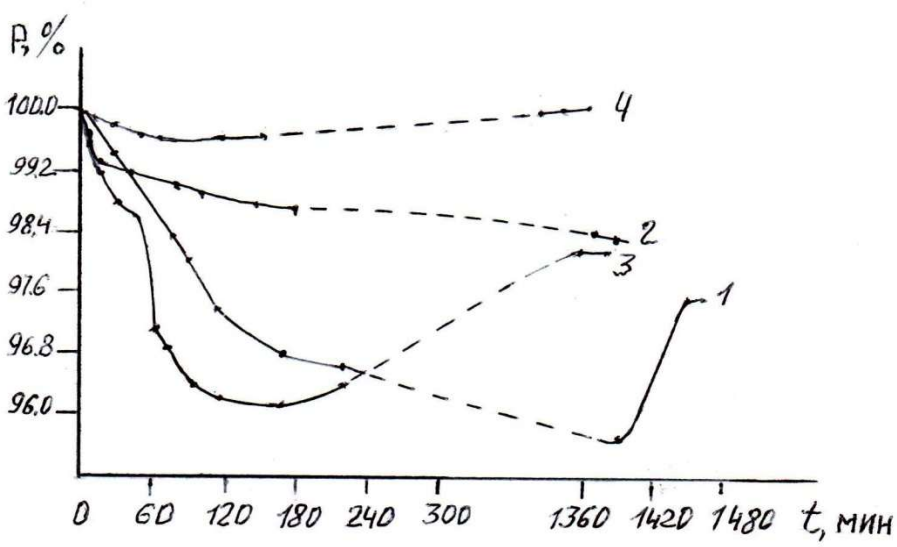
разрушение структуры глинистой породы. В условиях скважины менее влажные и более деформированные гравитационным давлением глины имеют большую способность адсорбировать воду, гидратироваться. Постепенно происходит уменьшение перепада давления между пластовым в порах и гидростатическим давлением промывочной жидкости в скважине. Создаются условия, при которых происходит набухание глинистых пород. В результате набухания сцепление между частицами глин ослабевает. При этом глинистые породы будут осыпаться, обваливаться в скважину. При достаточно большой пористости под влиянием набухания глины будут уплотняться. В интервалах слабоувлажненных глинистых отложений устойчивость стенок ствола скважины зависит в основном от структурно-адсорбционных деформаций, давления набухания, степени и скорости набухания [2].

В среднеувлажненных глинистых отложениях при развитии структурно-адсорбционных деформаций уменьшается прочность сцепления глинистых частиц. При разбуривании интервалов среднеувлажненных глинистых пород происходит их осыпание, обваливание и образование каверн. На устойчивость среднеувлажненных глинистых отложений горное давление не оказывает большого влиянию. С целью сохранения устойчивого состояния стенок ствола скважины в интервалах среднеувлажненных глинистых пород необходимо создание связывающе - крепящих условий в порах глинистых отложений. Следовательно, требуется увеличение сцепления глинистых частиц и уменьшение структурно- адсорбционных деформаций.

При разбуривании глинистых отложений с высокой начальной влажностью создаются условия для развития структурно-адсорбционных деформаций вследствие разности пластового давления и гидростатического давления в скважине. Глинистые породы сильноувлажненные находятся в состоянии набухания. Степень набухания этих отложений зависит от пластовых условий - температуры, солёности, давления вышележащих горных пород. При вскрытии интервалов сильноувлажненных глинистых пород может происходить их вытекание в скважину. Если глинистые отложения представлены высококоллоидными глинами, то может происходить пробкообразование в скважине.

Исследования проводились с образцами глины, которые помещались в растворы с различным содержанием солей и химических реагентов. В образцах глины тоже изменялся состав жидкой среды. Исследования показали, что направление осмотических перетоков изменялось в зависимости от состава образца глины и водной среды. Кроме того, изменялась устойчивость глинистой породы к разрушению и вес образца глины в растворе.

Глинистый образец, состоящий из глины, воды 15% и 5%-ти раствора хлористого натрия, помещался в водный раствор, содержащий карбоксиметилцеллюлозу 1,5%, конденсированную сульфит -спиртовую барду 0,2%, кальцинированную соду 0,15%, в результате образец не разрушился. Направление осмоса было из жидкой среды в образец, наблюдалось уменьшение веса глины /кривая 1/. Это объясняется действием карбоксиметилцеллюлозы как связующим материалом между частицами глины. Образец глины с содержанием воды 15% и 5% соли хлористого натрия, помещенный в жидкую среду с меньшим содержанием карбоксиметилцеллюлозы 0,1%, кальцинированной соды 0,2% и конденсированной сульфит - спиртовой барды 0,15%, в течение опыта разрушился /кривая 2/ Осмотический переток проходил из жидкой среды в глинистую породу. Недостаточное количество карбоксиметилцеллюлозы не оказало связующего действия и не обеспечило устойчивость глины.



Кривые весовых характеристик устойчивости глин

При направлении осмотического перетока из образца глины в жидкую среду наблюдалось снижение веса глинистой породы из-за потери воды. Образец глины, в котором содержалось 15% воды и 1% гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости /ГКЖ - 10 /, помещенный в минерализованный раствор 5%-го хлористого натрия, частично разрушился /кривая 3 /. Глинистый образец, содержащий 15% воды и помещенный в раствор с карбоксиметилцеллюлозой 0,1%, конденсированной сульфит спиртовой бардой 0,15% , кальцинированной содой 0,2%, хлористым кальцием 2%, в опыте не разрушился /кривая 4/. Осмотический переток проходил из глинистого образца в жидкую среду. При высокой начальной влажности глины пропитка образца не происходит и повышение веса образца не наблюдается.

На устойчивость глинистых отложений на стенках ствола скважины в условиях действия осмоса влияет начальная естественная влажность глинистой породы при контакте с дисперсионной средой промывочной жидкости, имеющей различную минерализацию и концентрацию химических реагентов связывающе - крепящего действия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. - Москва: Недра, 1979. - 240 с.

2. Ермолаева Л.В. Роль осмотических процессов в сохранении стабильности глинистых отложений. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2021.- № 11.- С.19-21.

УДК 622.248.33

АНАЛИЗ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Н. Ю. Татаров, Л.В. Ермолаева

Самарский государственный технический университет, г .Самара, Россия
e-mail: tatarov.nekit@mail.ru

Аннотация. В данной статье выполнен анализ проблемы поглощений бурового раствора при строительстве скважин в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО). Рассмотрены причины возникновения поглощений и представлены мероприятия по ликвидации поглощений.

Ключевые слова: бурение, поглощение, буровой раствор, ликвидация, кольматационная пачка.

Строительство скважин зачастую сопровождается осложнениями, которые сильно осложняют процесс бурения и вынуждают нефтяные компании прибегать к различным методам их ликвидации. Поглощение является одним из наиболее распространённых видов осложнений и может составлять до 80% общих затрат времени на их ликвидацию [1]. Ликвидация данного осложнения несёт не только потери во времени, но и материальные затраты, так как стоимость бурового раствора высокая, а при его потере нужно приготавливать дополнительные объёмы промывочной жидкости. Для успешной борьбы с поглощением необходимо провести комплекс скважинных исследований для определения параметров поглощающих зон [2]. На территории Ханты-Мансийского автономного округа проблема поглощения бурового раствора при строительстве скважин встречается достаточно часто.

В результате анализа данного вида осложнения на Солкинском месторождении были выявлены зоны поглощений. Во время бурения Баженовской свиты пласта ЮС0, в интервале карбонатных отложений, на глубине 2678м. произошло интенсивное поглощение ингибированного хлоркалиевого бурвого раствора. Параметры применяемой промывочной жидкости представлены в таблице 1. С целью ликвидации поглощения было произведено снижение объёма подаваемого бурового раствора до 6 л/с. При расходе 6 л/с интенсивность поглощения составила 6 $м^3$/ч. При бурении в данном интервале параметры режима бурения были следующие: нагрузка на долото 49 кН, расход промывочной жидкости 9 л/с, давление 18,44 МПа, число оборотов ротора 62 об/мин. После определения интенсивности по изменению объёма раствора в приёмной ёмкости, с целью ликвидации поглощения, закачали кольматационную пачку №1 в объёме 4 $м^3$. Пачка состояла: кольматант натплаг F 300 кг, натпла 300 кг, мел 600 кг (100 микрон), 400 кг (60 микрон). Поглощение было ликвидировано. Однако, через некоторое время поглощение промывочной жидкости появилось снова. Для ликвидации повторного поглощения была произведена закачка идентичной кольматационной пачки №2. Интенсивное поглощение было ликвидировано. Общее время затраченное на ликвидацию поглощения бурового раствора в Баженовской свите пласта ЮС0 составило 48,33 ч.

Таблица 1.

Параметр		Значение
Плотность	кг/м3	1260
Условная вязкость	с/кварта	49
Пластическая вязкость	мПа*с	16
Динамическое напряжение сдвига	фунт/100фут2	26
СНС 10 с/10 мин	фунт/100фут2	7/10
Фильтрация	мл/30 мин	2,1
Толщина фильтрационной корки	мм	0,3
pH	-	11
Содержание смазочной добавки	%	5
Содержание твёрдой фазы	%	18
Содержание песка	%	0,2

В результате анализа данного вида осложнения на Фаинском месторождении были выявлены зоны поглощений. На глубине 2954 м в Васюганской свите пласта ЮС1 сложенном нефтеносными песчаниками, с использованием ингибированного хлоркалиевого бурового раствора, во время выравнивания параметров промывочной жидкости произошло её поглощение. Параметры хлоркалиевого бурового раствора представлены в таблице 2. По изменению объёма раствора в приёмной ёмкости было определено, что интенсивность поглощения составила 4,2 $м^3$/ч при расходе промывочной жидкости 3,5 л/с. С целью ликвидации поглощения была произведена закачка кольматационной пачки объёмом 4 $м^3$ в зону поглощающего пласта. Кольматационная пачка состояла: древесные опилки 560 кг (3мм), 370 кг (5мм). На ликвидацию поглощения бурового раствора в Васюганской свите пласта ЮС1 было затрачено 21,08 ч.

Таблица 2.

Параметр		Значение
Плотность	кг/м3	1190
Условная вязкость	с/кварта	42
Пластическая вязкость	мПа*с	12
Динамическое напряжение сдвига	фунт/100фут2	19
СНС 10 с/10 мин	фунт/100фут2	5/7
Фильтрация	мл/30 мин	2,4
Толщина фильтрационной корки	мм	0,3
pH	-	11
Содержание смазочной добавки	%	6
Содержание твёрдой фазы	%	12
Содержание песка	%	0,2

Вывод. Поглощение бурового раствора это одна из наиболее сложных и распространённых проблем при строительстве скважин в Западной Сибири, требующая глубокого изучения и разработки надёжных методов её предотвращения, и ликвидации. Было выявлено, что с целью ликвидации интенсивных поглощений

бурового раствора на рассматриваемых месторождениях эффективно применение метода закачки кольматационных пачек.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каменских С.В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: метод. указание. Ухта: УГТУ, 2010. - 40 с.

2.Тян П.М. Предупреждение и ликвидация поглощений при геологоразведочном бурении. Москва: Недра, 1980. - 166 с.

УДК 622.248.33

ИССЛЕДОВАНИЕ И МЕРОПРИЯТИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Н.Ю. Татаров, Л.В. Ермолаева

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: tatarov.nekit@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу проблемы поглощения бурового раствора при бурении скважин на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). На примере Мамонтовского и Усть-Балыкского месторождений подробно рассмотрены технологические аспекты ликвидации поглощений промывочной жидкости.

Ключевые слова: поглощение, буровой раствор, ликвидация, кольматационная пачка, бурение.

Поглощение бурового раствора – это потеря некоторого объёма бурового раствора, а иногда и всего раствора, подаваемого в скважину, вследствие его фильтрации из ствола скважины в пласт. Поглощение промывочной жидкости в скважине характеризуется полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения [1]. Проблема поглощения бурового раствора остаётся одной из наиболее острых и экономически значимых в современном процессе строительства скважин. Из них наиболее сложными являются катастрофические поглощения с интенсивностью, достигающей значений выше ста кубических метров в час [2]. Особую сложность представляет бурение в неустойчивых коллекторах и трещиноватых зонах.

В результате анализа данного вида осложнения на Усть-Балыкском месторождении были выявлены зоны поглощений. На данном месторождении, во время бурения Усть-Балыкской свиты пласта БС1, в интервале нефтеносных песчаников, на глубине 2058 м произошло поглощение ингибированного хлоркалиевого бурового раствора. Параметры применяемой промывочной жидкости приведены в таблице 1. Поглощение бурового раствора наблюдалось при расходе промывочной жидкости 9,5 л/с без выхода циркуляции. Поглощение было катастрофическое. Параметры режима бурения были следующие: нагрузка на долото

39 кН, давление 14,59 МПа, расход промывочной жидкости 9 л/с, число оборотов ротора 58 об/мин.. С целью ликвидации поглощения был произведён подъём КНБК до вырезанного окна в эксплуатационной колонне. Параллельно происходило приготовление кольматационной пачки в объёме 7 кубических метров. После закачки и продавки в зону поглощения кольматационной пачки №1 тест на приток показал, что поглощение полностью не ликвидировано. Кольматационная пачка состояла: CaCO3 - 200 кг/м^3, мел – 220 кг/м^3. При промывке скважины с расходом 8 л/с интенсивность поглощения по изменению объёма бурового раствора в приёмной ёмкости составила 4,3 м^3/ч. Для полной ликвидации поглощения была приготовлена и закачена повторная идентичная кольматционная пачка в объёме 12 м^3. После этого произведён перевод скважины на буровой раствор плотностью 1060 кг/м^3. Поглощение ликвидировано. Общее время затраченное на ликвидацию поглощения промывочной жидкости в Юсть-Балыкской свите пласта БС1 составило 40,78 ч.

Таблица 1.

Параметр		Значение
Плотность	кг/м3	1100
Условная вязкость	с/кварта	45
Пластическая вязкость	мПа*с	18
Динамическое напряжение сдвига	фунт/100фут2	24
СНС 10 с/10 мин	фунт/100фут2	8/12
Фильтрация	мл/30 мин	2,5
Толщина фильтрационной корки	мм	0,1
pH	-	11
	Продолжение таблицы 1.	
Содержание смазочной добавки	%	8
Содержание твёрдой фазы	%	14
Содержание песка	%	0,2

В результате анализа данного вида осложнения на Мамонтовском месторождении были выявлены зоны поглощений. На данном месторождении на глубине 2420 м во время бурения Черкашинской свиты пласта АС11 в интервале переходящим с нефтеносных песчаников на аргиллиты, с использованием ингибированного хлоркалиевого раствора, произошло поглощение бурового раствора в объёме 1,4 м^3. Параметры применяемой промывочной жидкости приведены в таблице 2. Параметры режима бурения в данном интервале были следующие: нагрузка на долото 39 кН, давление 13,48 МПа , расход промывочной жидкости 8,5 л/с. По изменению объёма бурового раствора в приёмной ёмкости была определена интенсивность поглощения. При промывке скважины с расходом бурового раствора 8,5 л/с интенсивность поглощения составила 11 м^3/ч, а при промывке с расходом бурового раствора 8 л/с интенсивность поглощения составила 9 м^3/ч. С целью ликвидации поглощения была приготовлена и закачена кольматационная пачка в объёме 4 м^3. Состав пачки следующий: CaCO3 - 200 кг/м^3, органический кольматант 150 кг/м^3. Поглощение было ликвидировано. Однако, во время проработок мест посадок бурильного инструмента, произошло повторное поглощение бурового раствора интенсивностью 6 м^3/ч при подаваемом объёме раствора 8 л/с. Для ликвидации поглощения промывочной жидкости использовалась повторная прокачка колматационной пачки объёмом 4 м^3. Состав кольматационной пачки следующий:

CaCO3 - 200 кг/м^3, органический кольматант 150 кг/м^3. После закачивания кольматационной пачки поглощение бурового раствора ликвидировано. Время затраченное на ликвидацию поглощений в Черкашинской свите пласта АС11 составило 31,4 ч.

Таблица 2.

Параметр		Значение
Плотность	кг/м3	1110
Условная вязкость	с/кварта	46
Пластическая вязкость	мПа*с	10
Динамическое напряжение сдвига	фунт/100фут2	19
СНС 10 с/10 мин	фунт/100фут2	6/9
Фильтрация	мл/30 мин	2,8
Толщина фильтрационной корки	мм	0,1
pH	-	11
Содержание смазочной добавки	%	5
Содержание твёрдой фазы	%	9
Содержание песка	%	0,1

Вывод. Таким образом, несмотря на успешную ликвидацию поглощений промывочной жидкости, анализ выявил необходимость дальнейшего совершенствования методов прогнозирования и профилактики данного вида осложнения, а также разработки более эффективных рецептур кольматационных материалов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Черников А.Д., Еремин Н.А., Замрий А.В., Черных С.П.Инновационные технологии предупреждения поглощения бурового раствора при строительстве скважин // Известия ТулГУ. Науки о Земле. 2022. №2. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/innovatsionnye-tehnologii-preduprezhdeniya-pogloscheniya-burovogo-rastvora-pri-stroitelstve-skvazhin.

2. Иванов А.И. Обоснование и разработка технологии и техники ликвидации катастрофических поглощений при бурении разведочных скважин : автореферат дис. кандидата технических наук : 25.00.15 — Санкт-Петербург, 2009. — 20 с..

СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

В.В. Федоров[1], С.Ю. Милькова[2], Е.И. Молочко[2], А.А. Нефедов[2], Б.В. Каргин[2]

1 - ООО «СамараНИПИнефть», заместитель главного инженера по проектированию обустройства месторождений; 2 - ФГБОУ ВО «СамГТУ», кафедра "Бурение нефтяных и газовых скважин"
г. Самара, Россия
e-mail: kargin163@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается технология строительства многоствольных скважин (МСС) для эффективной разработки трудно извлекаемых запасов нефти с использованием термальных свойств глубинных вод. Представлена разработанная схема конструкции многоствольной скважины, позволяющая осуществлять одновременную добычу высокотемпературных термальных вод и их закачку в продуктивный пласт без подъема на земную поверхность. Проанализированы существующие технологии сочленения основного и боковых стволов согласно классификации TAML, обоснован выбор технологии LatchRite компании Halliburton для формирования стыка уровня TAML 4. Детально описан технологический процесс строительства скважины, включающий бурение основного ствола, формирование боковых стволов, установку внутрискважинного оборудования и ввод в эксплуатацию. Представлены перспективы развития технологии многоствольного бурения для повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Ключевые слова: многоствольные скважины, многоствольное бурение, строительство скважин, наклонно-направленное бурение, трудно- извлекаемая нефть, термальные воды, тепловое воздействие, сочленение стволов скважины, внутрискважинное оборудование.

CONSTRUCTION OF MULTILATERAL WELLS FOR HARD-TO-RECOVER OIL EXTRACTION USING THERMAL WATERS

Annotation. The article examines the technology of multilateral well (MLW) construction for efficient development of hard-to-recover oil reserves using thermal properties of deep waters. A developed design scheme for multilateral wells is presented, 2 enabling simultaneous production of high-temperature thermal waters and their injection into the productive formation without lifting to the surface. Existing technologies for main and lateral wellbore junctions are analyzed according to TAML classification, and the choice of Halliburton's LatchRite technology for forming TAML Level 4 junctions is justified. The technological process of well construction is described in detail, including drilling of the main wellbore, formation of lateral wellbores, installation of downhole equipment, and commissioning. Prospects for the development of multilateral drilling technology to enhance the efficiency of field development with hard-to-recover reserves are presented.

Key words: multilateral wells, multilateral drilling, well construction, directional drilling, hard-to-recover oil, thermal waters, thermal stimulation, wellbore junction, downhole equipment.

Современное состояние нефтедобывающей отрасли России характеризуется истощением традиционных легкоизвлекаемых запасов углеводородов. Начальные запасы нефти выработаны более чем на 50%, в европейской части - на 65%, включая Урало- Поволжье (более 70%). Согласно Энергетической стратегии России до 2035 года, текущая добыча на 77% обеспечивается крупными месторождениями с обеспеченностью не более 10 лет, при этом доля трудноизвлекаемых запасов в основных компаниях достигает 30 - 65% [1, 2].

Особый интерес представляет добыча в Западной Сибири из баженовской свиты - приоритетного направления для нефтегазовых компаний. Эта свита, распространенная на 1 млн. км2 с толщиной 5 - 40 м, ранее считалась экраном для ловушек углеводородов, но отличается микропустотностью, плитчатостью и низкой проницаемостью, требуя специальных технологий освоения [3].

Исследования подтверждают эффективность термального воздействия: гидротермальная обработка при 250 - 450°C повышает пористость и проницаемость породы. В этих условиях строительство многоствольных скважин (МСС) становится перспективным для разработки трудноизвлекаемых запасов, обеспечивая контролируемое увеличение площади контакта с пластом [4].

По сравнению с гидравлическим разрывом пласта (ГРП), многоствольное бурение позволяет лучше управлять распространением контакта, избегая сложностей контроля трещин. Основные проблемы МСС - отсутствие герметичного соединения обсадных колонн, межколонные перетоки и контроль дебитов при раздельной эксплуатации [5].

Консорциумом TAML (TechnicalAdvancementofMultilateralWells) выработана классификация уровней стыков бокового и материнского стволов (рис. 1): от уровня 1 (открытый стык) до 6 (герметичный с интегрированными уплотнениями).

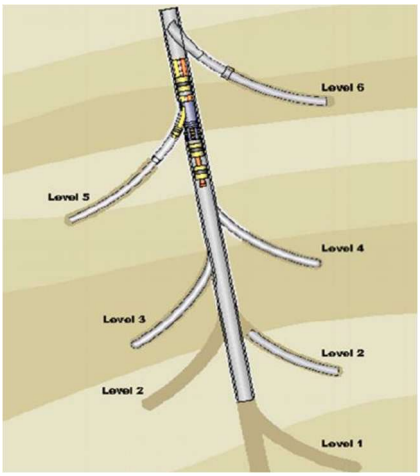


Рис 1. Классификация уровней стыков бокового и материнского стволов

Предлагаемая конструкция включает основной ствол скважины до горизонта с термальными водами, боковые стволы А и Б с горизонтальными окончаниями у кровли и подошвы пласта с трудно извлекаемой нефтью, систему обсадных колонн для крепления стволов, внутрискважинное оборудование: ЭЦН, пакерное оборудование, системы циркуляции и контроля (рис. 2).

Рис 2. 3D - модель схемы конструкции МСС

Принципиальным отличием предлагаемой конструкции является замкнутая циркуляция термальных вод: добыча горячей воды через основной ствол и ее закачка в нефтяной пласт через боковые стволы без выноса на поверхность. Боковой ствол А располагается у кровли пласта для закачки термальной воды, ствол Б – у подошвы для добычи разогретой нефти. Такая схема обеспечивает равномерный прогрев продуктивного пласта и исключает потери тепла при транспортировке теплоносителя. Технологический процесс включает бурение скважины до горизонта с термальными водами, спуск и крепление обсадных колонн, перфорационные работы в горизонте с термальными водами и нефтяном пласте, бурение и зарезку боковых стволов, спуск обсадных колонн в боковые стволы и установку фильтр-хвостовиков, спуск колонны НКТ с комплексом оборудования, ввод скважины в эксплуатацию.

Благодаря установке сдвоенного обратного клапана термальные воды не поднимаются на поверхность, а прокачиваются в пласт с трудноизвлекаемой нефтью, прогревая породу и снижая вязкость нефти.

После сравнительного анализа технологий сочленения основного и бокового стволов (табл. 1), для формирования стыка выбрана технология LatchRite компании Halliburton (рис. 3), обеспечивающая создание стыка уровня TAML 4 с возможностью модернизации до TAML 5.

Таблица 1 – Сравнительный анализ технологий сочленения основного и бокового стволов

Критерий оценки	Halliburton LatchRite	Baker Hughes	Schlumberger	Отечественные разработки
Уровни TAML	1,2,3,4 и модернизация до 5	1,2	1,2,3,4	1,2,3
Автономная ориентация	+	-	+	+/-
Полнопроходность	+	-	-	-
Количество стыков	неограниченно	ограниченно	ограниченно	ограниченно
Количество СПО	несколько	одна	несколько	несколько
Сложность установки	средняя	низкая	высокая	средняя

Рис 3. Защелочное устройство LatchRite

Преимущества системы LatchRite включают использование предварительно фрезерованного окна, 6 запатентованное защелочное соединение для точного ориентирования, сохранение полнопроходного диаметра, возможность выполнения любого количества стыков, устранение необходимости длительного вырезания окна.
Технологическая последовательность включает бурение основного ствола и спуск обсадной колонны с окном LatchRite, ступенчатое цементирование с учетом ограничений по давлению 170 бар, установку клина-отклонителя в защелочное соединение, разбуривание алюминиевой оболочки и бурение бокового ствола, спуск и цементирование хвостовика бокового ствола, очистку стволов и извлечение клина-отклонителя.
Применение технологии обеспечивает снижение капитальных затрат за счет сокращения количества буровых установок и инфраструктурных расходов, повышение операционной эффективности через увеличение дебита и возможность одновременной разработки нескольких горизонтов. Сокращение эксплуатационных

расходов достигается исключением поверхностного нагревательного оборудования и снижением энергозатрат.

Наиболее эффективное применение ожидается в условиях месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, многопластовых залежей с различными свойствами флюидов, месторождений с высоковязкой нефтью, при наличии глубинных термальных вод с температурой выше 60°С.

Заключение

Разработанная технология строительства многоствольных скважин представляет инновационное решение для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Обоснована инновационная концепция прямой циркуляции термальных вод между глубинными горизонтами без подъема на поверхность, что обеспечивает снижение капитальных затрат на 25 – 30% по сравнению с традиционными термальными методами за счет исключения поверхностного нагревательного оборудования и минимизации теплопотерь. Выбор технологии LatchRite обеспечивает оптимальное сочетание технологических возможностей и экономической эффективности.

Практическая значимость технологии заключается в возможности применения для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов, особенно в условиях истощения традиционных месторождений и необходимости вовлечения низкопроницаемых коллекторов.

Внедрение технологии будет способствовать решению стратегических задач нефтегазовой отрасли по обеспечению устойчивого уровня добычи углеводородов в условиях истощения традиционных запасов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергия морских глубин // ТЭК России. – 2014. – № 9. – URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2014/9/313/ (дата обращения: 12.08.2025).

2. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года : утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. – М. 2020

3. Коровина Т. А. Литолого-петрографические особенности коллекторов баженовской свиты на юго-востоке Западно-Сибирской провинции (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, Т. 330, № 1, 2019. С. 17-31.

4. Субботина М., Мухина Е., Карамов Т., Попов Е., Козлова Е. Эволюция резервуарных свойств пород нефтяных сланцев при гидротермальной обработке: исследования от микро- до макромасштаба // GeoenergyScienceandEngineering, Т. 228, 2023. С. 211972.

5. Бушуев, В.В., Конопляник, А.А., Миркин, Я.М. и др. Обзор методов увеличения нефтеотдачи для традиционных и нетрадиционных коллекторов // Энергетика, № 16(13), 4907, 2023.

КОМПЬЮТЕРНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССА РАЗДАЧИ ПРИГОРЯЧЕМ ПРЕССОВАНИИ ЛБТПН

В.В. Федоров[1], С.Ю. Милькова[2], Б.В. Каргин[2]

1 - ООО «СамараНИПИнефть», заместитель главного инженера по проектированию обустройства месторождений; 2 - ФГБОУ ВО «СамГТУ», кафедра "Бурение нефтяных и газовых скважин"
г. Самара, Россия
e-mail: kargin163@gmail.com

Проведено компьютерное моделирование раздачи алюминиевых бурильных труб горячим прессованием. Описан анализ напряженно-деформированного состояния. Установлено влияние угла конуса бурта, радиуса скругления в зоне сопряжения конического и цилиндрического участков иглы, геометрии заготовки на характер деформации трубы при раздаче.

Ключевые слова: раздача трубы, геометрия инструмента, горячее прессование, наружные утолщения, бурильная труба, внеконтактная деформация.

Введение

Трубы из высокопрочных алюминиевых сплавов, имеющих наружные утолщения на концах и плавный переход от них к основному телу трубы, находят широкое применение в бурильной технике [1]., в том числе при бурении глубоких и, особенно наклонных и горизонтальных скважин с большим удалением от вертикали. Компоновка и вес БК и отдельных её секций существенным образом влияют на технико-экономические показатели проводки скважин, что накладывает известные ограничения на выбор материалов бурильных труб и коэффициента запаса прочности. Требуемая конфигурация бурильных труб получается при горячем прессовании за счет конструкции профилированной иглы, меняющей свое положение относительно канала матрицы [2-5].

Расчеты по раздаче трубы при осевом сжатии обычно ограничены конической формой инструмента [2-8], анализом деформации при раздаче в холодном состоянии [6-8], приближенным учетом изменения толщины стенки и размеров трубы при внеконтактной деформации [10-12], образованием при контакте заготовки с конусом и её сходе с конуса инструмента криволинейной формы образующей, которую трудно рассчитать теоретически [7, 8].

Известно, что при раздаче трубы прессованием на профилированной игле место перехода конусного участка в цилиндрический целесообразно выполнить скругленным [11]. Поэтому разработка компьютерной модели раздачи трубы в горячем состоянии с учетом скруглений в местах сопряжения цилиндрических и конических участков профилированной иглы представляется актуальной практической задачей.

Постановка задачи

В настоящей работе проведено компьютерное моделирование процесса раздачи труб горячим прессованием с помощью метода конечных элементов в специализированном программном комплексе DEFORM-2D [13].

Числовой расчет раздачи трубы прессованием рассмотрен на примере трубы с размерами основного сечения ∅260×220 мм и наружного утолщения ∅280×220 мм из алюминиевого сплава Д16.

На рис.1 показан компьютерная модель раздачи трубы прессованием. Внутренний диаметр трубы совпадает с диаметром шейки иглы 3 и равен 200 мм.

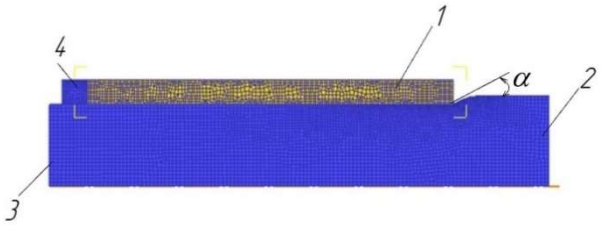


Рис. 1 – Геометрическая модель для моделирования раздачи трубы 1 на конусе бурта 2, иглы 3, толкателем 4

Наружный диаметр трубы совпадает с диаметром канала матрицы и равен 260 мм. Диаметр цилиндрического участка бурта иглы равен 220 мм. Температура нагрева трубы 440°С, профилированной иглы 3 и толкателя 4-400°С. Число конечных элементов в трубе - 1000, профилированной игле – 4000, толкателе – 100. На поверхности контакта трубы с профилированной иглой действуют касательные напряжения трения, определяемые по закону Зибеля. Коэффициент трения принят равным 0,2. Скорость перемещения толкателя 1мм/сек, коэффициент теплопередачи между трубой и инструментом 11 Квт ($м^2К$). Материал инструмента сталь AISI-H-13 (4Х5МФ1С). Угол конусного участка бурта 10°-30°. Геометрическая модель соответствует условиям осесимметричного нагружения.

Анализ результатов

Первые результаты компьютерного моделирования показали, что отсутствие радиусного перехода между конусным и цилиндрическим участками бурта может привести к образованию поверхностного дефекта внутри трубы "зажим", рис.2. При радиусе скругления $R \geq 10$мм такой дефект исчезает.

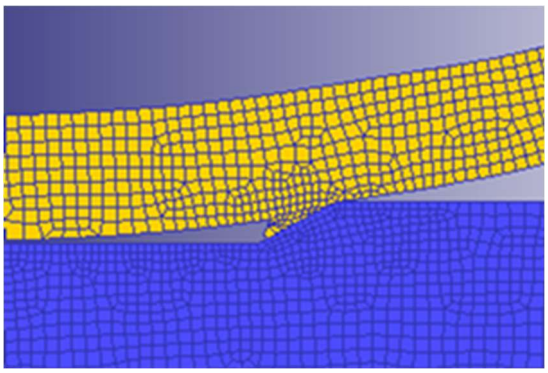


Рис.2 Образование внутри трубы при раздаче горячим прессованием дефекта "зажим"

На рис.3 представлен график изменения усилия раздачи в зависимости от времени процесса. В начальной стадии процесса раздачи происходит упругое сжатие и деформация переднего торца трубы на конусном участке бурта иглы, что приводит

к увеличению диаметра краевой части трубы и образованию зазора между внутренней поверхностью трубы и иглы, рис.4а.

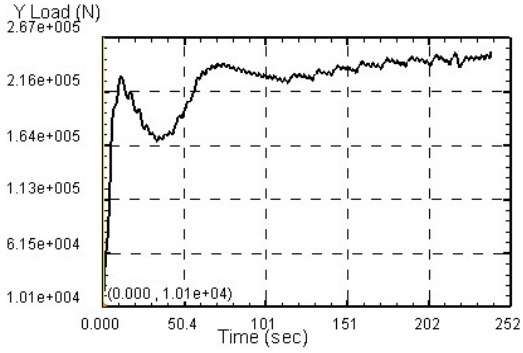


Рис.3 График изменения усилия раздачи прессованием в зависимости от времени перемещения толкателя

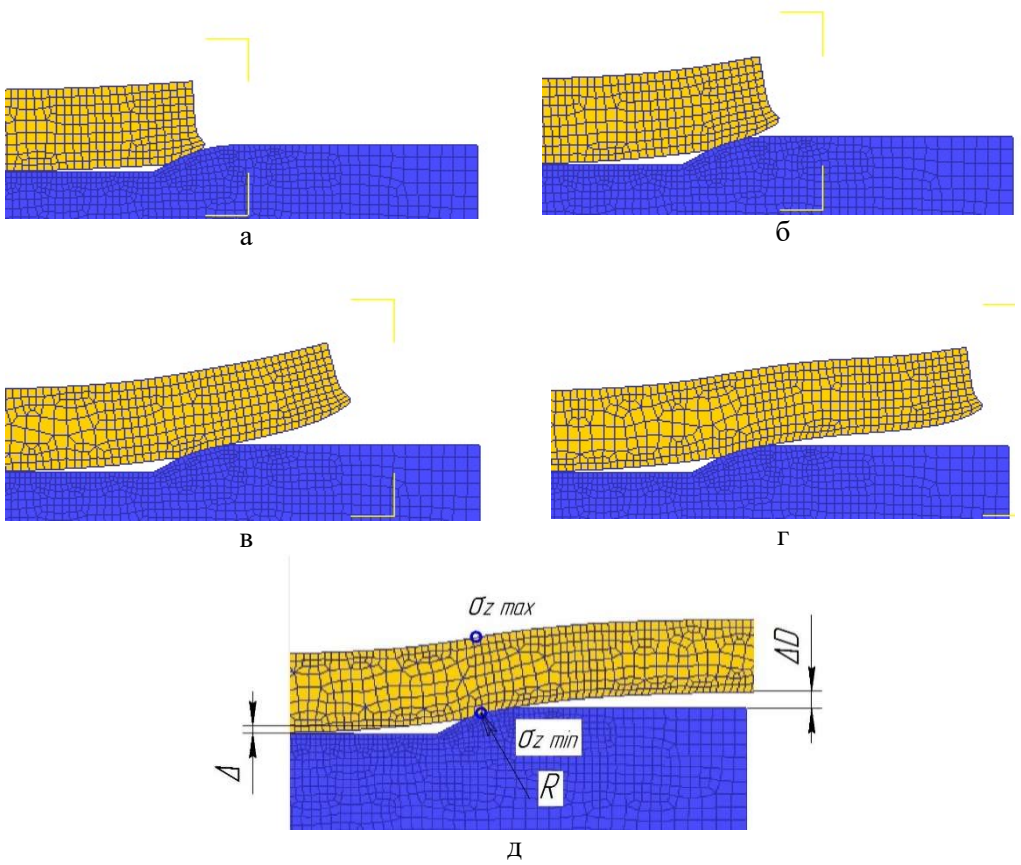


Рис.4 Положение деформируемой трубы относительно конусного участка профилированной иглы с $\alpha = 30°$и радиусом скругления $R = 50$мм на различных стадиях раздачи

В этот момент усилие раздачи резко достигает первого экстремума. Далее происходит некоторое снижение усилия. Это объясняется тем, что при увеличении поперечных размеров краевой части трубы уменьшается усилие, необходимое для создания

изгибающего момента, образующего первый участок свободного изгиба при внеконтактной деформации, а также и сила трения по шейке иглы, рис.4б.

По мере увеличения объема очага деформации вновь отмечен более плавный рост усилия деформирования, рис.4в, до момента достижения второго экстремума. При последующем перемещении трубы усилие несколько снижается. Наружный диаметр краевой части трубы начинает уменьшаться и спрямляться. При этом наблюдается некоторый рост усилия, рис.4г. Далее наступает стадия установившегося процесса раздачи, рис.4д.

В процессе раздачи в трубе возникают окружные σ_θ и меридиональные σ_z напряжения, неравномерно распределенные по объему очага деформации, рис.5. Знаки напряжений определяются положением рассматриваемого сечения в очаге деформации. В местах изгиба участков трубы, расположенных в области потери контакта трубы с шейкой иглы и в области сопряжения конусного и цилиндрических участков, исходя из распределения меридиональных напряжений наблюдаются зоны растяжения и сжатия по толщине стенки трубы. В области первого изгиба в наружных слоях меридиональные напряжения сжимающие, а в внутренних - растягивающие. В области второго изгиба знаки меридиональных напряжений по толщине стенки трубы меняются на противоположные. В области внеконтактной деформации меридиональные напряжения вновь меняют знак, уменьшаясь по величине, и создают изгибающий момент для спрямления изогнутых элементов трубы за счет смещения зон растяжения и сжатия относительно друг друга в меридиональном направлении. Окружные напряжения из сжимающих переходят в растягивающие, увеличиваясь от наружной поверхности к внутренней, что и приводит к потере контакта трубы с иглой. В зоне радиусного перехода сжимающие окружные напряжения достигают наибольших значений по абсолютной величине, а на наружной поверхности они растягивающие. По мере продвижения трубы в области внеконтактной деформации σ_θ уменьшается постепенно до нулевых значений.

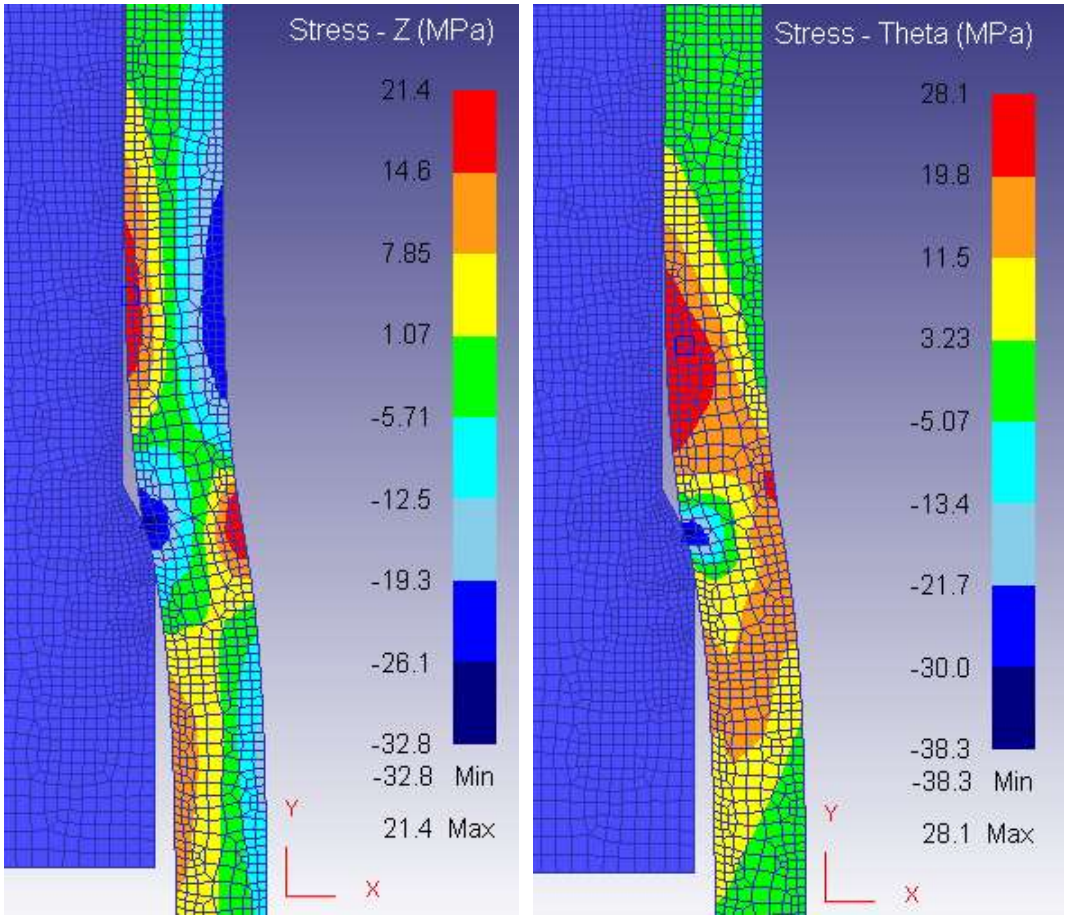


Рис.5. Распределение меридиональных σ_z и окружных σ_θ напряжений при раздаче труб прессованием

Труба в процессе раздачи на конусном участке прессовой иглы претерпевает определенную деформацию, обусловленную механизмом процесса [2-8]. Величина деформации, определяемая параметрами процесса раздачи, зависит, главным образом, от соотношения толщины стенки утолщения $t_{ут}$ и толщины стенки основного сечения трубы переменного сечения $t_{осн}t_{ут}/t_{осн}(\tilde{x}_1)$, угла конусного участка $\alpha(\tilde{x}_2)$ и радиусного перехода на границе сопряжения конусного и цилиндрического участков $R(\tilde{x}_3)$. Поэтому представляет известный интерес изучения совместного влияния этих факторов на усилие раздачи P,приращение внутреннего диаметра трубы вследствие внеконтактной деформации ΔD, уменьшения толщины стенки утолщения $\left(\frac{\Delta t_{ут}}{t_{ут}}\right)\cdot 100\%$, изменение наибольших и наименьших меридиональных напряжений σ_{zmax} (наружная поверхность) и σ_{zmin} (внутренняя поверхность) в зоне сопряжения конусного и цилиндрического участков иглы, максимального отклонения внутренней повехности трубы Δ от места сопряжения шейки и конуса бурта иглы.

Исследование проводили по плану полного факторного эксперимента 2^3 [14]. Согласно априорной информации [2-8] приняты следующие интервалы варьирования факторов: $\tilde{x}_1$=1,2…1,8, $\tilde{x}_2$=10°…30°, $\tilde{x}_3$=10…50 мм, табл.1.

Таблица 1 – Условия проведения и результаты численных экспериментов.

Номер опыта	$\frac{t_{ут}}{t_{осн}}$	α град	R мм	Р КН	$\frac{\Delta D}{2}$ мм	$\frac{\Delta t_{р\,ут}}{t_{ут}}$ %	Δ мм	$\sigma_{z\,max}$ МПа	$\sigma_{z\,min}$ МПа
1	1,8	30	50	252	5,7	6,4	4,7	39	-79
2	1,2	30	50	150	5,5	5,8	4,8	40	-77
3	1,8	10	50	22	6,4	6,1	3,1	6	-14
4	1,2	10	50	14	5,2	5,4	3,1	6	-11
5	1,8	30	10	320	6,6	7,8	5,9	33	-76
6	1,2	30	10	183	7,5	5,0	5,4	34	-78
7	1,8	10	10	21	6,4	6,4	2,8	5	-14
8	1,2	10	10	16	5,8	5,4	3,1	6	-11

В результате обработки численных экспериментальных данных получены уравнения регрессии

$P=122{,}2+31{,}5x_1+104x_2-12{,}7x_3+28{,}2x_1x_2-12{,}4x_2x_3-4x_1x_3-4{,}6x_1x_2x_3$,

$\Delta D = 6{,}12+0{,}14\bar{x}_1+0{,}20\bar{x}_2-0{,}44\bar{x}_3-0{,}32\bar{x}_1\bar{x}_2-0{,}28\bar{x}_2\bar{x}_3+0{,}20\bar{x}_1\bar{x}_3$,

$\left(\frac{\Delta t_{ут}}{t_{ут}}\cdot 100\right) = 5{,}32+0{,}64\bar{x}_1+0{,}21\bar{x}_2-0{,}11\bar{x}_3+0{,}21\bar{x}_1\bar{x}_2-0{,}26\bar{x}_1\bar{x}_3-0{,}24\bar{x}_1\bar{x}_2\bar{x}_3$,

$\sigma_{zmax} = 21{,}11-0{,}50\bar{x}_1+15{,}34\bar{x}_2+1{,}70\bar{x}_3+4{,}6\bar{x}_1\bar{x}_2\bar{x}_3$,

$\sigma_{zmin} = -45-0{,}75\bar{x}_1-32{,}50\bar{x}_2+0{,}75\bar{x}_1\bar{x}_2-0{,}5\bar{x}_1\bar{x}_3-0{,}5\bar{x}_1\bar{x}_2\bar{x}_3$,

$\Delta = 4{,}11+1{,}09\bar{x}_2-0{,}19\bar{x}_3+0{,}09\bar{x}_1\bar{x}_2-0{,}26\bar{x}_2\bar{x}_3-0{,}11\bar{x}_1\bar{x}_2\bar{x}_3$,

где $x_1 = \frac{\bar{x}_1-1{,}5}{0{,}3}$, $x_2 = \frac{\bar{x}_2-20}{10}$, $x_3 = \frac{\overline{x_3}-30}{20}$.

Из анализа полученных уравнений видно, что главный параметр, влияющий на изменение усилия раздачи – это угол конусного участка иглы. С уменьшением угла α усилие раздачи существенно снижается. Увеличение радиуса скругления приводит к падению усилия раздачи, а параметра $t_{ут}/t_{осн}$ наоборот – росту усилия.

Приращение внутреннего диаметра трубы в зоне внеконтактной деформации ΔD тем больше, чем больше $t_{ут}/t_{осн}$ и угол наклона образующей конусного участка α. Увеличивая радиус скругления можно существенно снизить величину приращения ΔD. Зная ΔD, нетрудно определить диаметр цилиндрического участка бурта, при котором после раздачи получится требуемый внутренний диаметр готовой трубы.

Утонение стенки трубы после раздачи изменяется в интервале (5,0-7,8)% и зависит главным образом от величины $t_{ут}/t_{осн}$. Учет утонения стенки при расчете диаметра шейки иглы позволит получить требуемую толщину стенки утолщения готовой трубы.

На распределение меридиональных напряжений, действующих в поверхностных слоях в переходной зоне конусного и цилиндрического участков бурта, наиболее сильное влияние оказывает конусность бурта. При углах конусности 10° и 30° меридиональные напряжения отличаются друг от друга в 5-7 раз. Это объясняется тем, что с уменьшением α возрастает протяженность зоны деформирования и соответственно, длина иглы, при создании изгибающего момента.

Максимальное отклонение внутренней поверхности трубы Δ от места сопряжения шейки и конусного участка иглы изменяется в интервале 3,1 – 5,9 мм. Наибольший вклад в величину Δ вносит угол конуса бурта и совместное влияние угла конуса бурта и радиуса скругления. Для уменьшения Δ целесообразно в месте сопряжения шейки иглы и конуса выполнить радиусный переход.

Заключение

Компьютерное моделирование позволило провести анализ силовых и деформационных параметров процесса раздачи при горячем прессовании бурильной трубы с наружными утолщениями на концах с учетом радиусного перехода на коническом и цилиндрическом участках профилированной иглы.

Установлен характер изменения усилия раздачи прессованием и особенности формоизменения в зависимости от перемещения деформируемой трубы по профилированной игле.

Получены математические модели, связывающие усилие раздачи, приращение внутреннего диаметра и изменение толщины стенки бурильной трубы в зоне внеконтактной деформации в зависимости от основных факторов процесса: геометрии бурильной трубы, угла конусного участка иглы и радиуса скругления, плавно соединяющего конический и цилиндрический участки бурта иглы. Из уравнений следует, что увеличение радиуса скругления приводит к заметному уменьшению приращения внутреннего диаметра бурильной трубы, чем больше толщина стенки трубы тем значительнее ее утонение, а с снижением угла конуса бурта существенно уменьшается усилие раздачи.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Файн Г.М. Состояние и перспективы производства и применение труб нефтепромыслового сортамента из алюминиевых сплавов [Текст] / Г.М. Файн, Е.М. Макаров – Территория Нефтегаз, 2007, №5 – с. 66-71.
2. Ерманок М.З., Каган А.С., Головинов М.Ф. Прессование труб из алюминиевых сплавов. М.: Металлургия, 1976. 248с.
3. Каган Л.С., Ерманок М.З., Ерохов В.К. Прогрессивная технология прессования бурильных труб переменного сечения из алюминиевых сплавов. М.: Из-во ин-та "Цветметобработка". 1969. 48с.
4. Каранашев Р.А. Совершенствование процесса производства бурильных труб из алюминиевых сплавов. Автореферат дис. канд. тех. наук. 05.15.05. М.: 1993. 24с.
5. Каган Л.С. Разработка научных основ прессования с раздачей и технологии производства труб переменного сечения из алюминиевых сплавов. Автореферат дис. докт. тех. наук. 05.15.05. М.: ВИЛС, 1992. 36с.
6. Аверкиев Ю.А., Аверкиев А.Ю. Технология холодной штамповки. М.: Машиностроение, 1989. 304с.
7. Попов Е.А. Основы теории листовой штамповки. М.: Машиностроение. 1977. 278с.
8. Попов Е.А., Ковалев В.Г., Шубин И.Н. Технология и автоматизация листовой штамповки. М.: Изд. МВТУ им. Н.Э. Баумана. 2003. 408с.
9. Непершин Р.И. Раздача тонкостенной трубы криволинейным жестким пуансоном // Вестник МГТУ Станкин. 2009, №4, с.54-60.
10. Подкустов В.П., Шевакин И.Ф. Интенсификация процессов производства труб. М.: Изд-во ВЗМИ, 1972, с.193-202.

11.Каранашев Р.А. Определение внутреннего диаметра при прессовании бурильных труб с наружным утолщением // Технология легких сплавов, 1991, №8, с. 18-20.

12.Каган Л.С., Головинов М.Ф., Кокоуров В.Н., Ерохов В.К. Расчет инструмента для прессования труб переменного сечения // Технология легких сплавов, 1973, №6, с. 98-99.

13.Каргин В.Р., Быков А.П., Каргин Б.В., Ерисов Я.А. Моделирование процессов обработки металлов давлением в программе DEFORM-2D. Самара. Изд-во МИР, 2011. 170с.

14.Адлер Ю.П., Марков Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. М.: Наука. 1976. 278с.

ПАТЕНТНЫЙ ЛАНДШАФТ В ОБЛАСТИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ОСЛОЖНЕНИЙ

Р.Е. Пастухов, С.В. Любимова

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
e-mail: lsv@agni-rt.ru

Аннотация. В статье проведён патентный ландшафт применения новых технологий и техник для предупреждения и изоляции зон осложнений, в частности поглощений и осыпей. Проанализирован период с 2022 по 2025г.г. Определены ключевые патентообладатели в данной области.

Ключевые слова: патент, осыпи, поглощения, патентообладатели, технологии, изоляция зон осложнений.

Для обеспечения высокого качества строительства скважины необходимо уделять особое внимание борьбе с осложнениями при бурении. На стадии проектирования производится анализ геологического разреза по зонам крепления, рассматриваются и намечаются экономически эффективные технологические мероприятия, направленные на максимальное увеличение интервала совместимости условий бурения и снижение металлоемкости скважины.

Такой анализ проводится периодически, по мере накопления опыта бурения на данном месторождении. В связи с этим, первостепенное значение приобретает точность прогнозирования осложненности условий бурения. Прогнозирование заключается в определении наиболее вероятных условий осложненности процесса бурения при сопоставлении данных об осложненности интервалов соответствующих стратиграфических подразделений при бурении соседних скважин. Тем не менее, вероятность расхождения прогнозных данных и фактических условий бурения для конкретной скважины достаточно велика, что может привести к значительным затратам средств и времени на изоляцию наиболее осложненных зон [1,2].

Основными видами осложнений, встречающихся на скважинах, пробуренных на месторождениях Татарстана, являются осыпи (обвалы) и поглощения бурового раствора (рис.1).

Рисунок 1 – Виды осложнений на месторождениях Татарстан

В статье авторы провели патентный ландшафт в области применения новых технологий и техник для предупреждения и изоляции зон осложнений, в частности поглощений и осыпей. Поиск патентов был проведен за период с 2022 по 2023г.г. В результате в данной области было найдено 16 патентов.

Анализ патентов показал, что наибольшее количество патентов опубликовано в 2024г., наименьшее - в 2020 и 2021г.г. (рис.2)

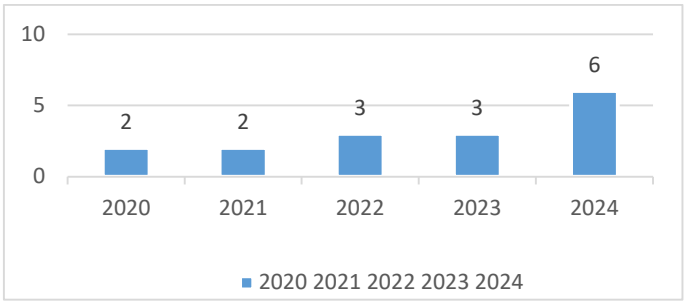


Рисунок 2 – Количество опубликованных патентов в области применения новых технологий и техник для предупреждения и изоляции зон осложнений

Далее был проведен анализ по лидерам-патентообладателям. Выявили, что ключевым патентообладателем в области применения новых технологий и техник для предупреждения и изоляции зон осложнений является ПАО Татнефть им.В.Д.Шашина (рис.3).

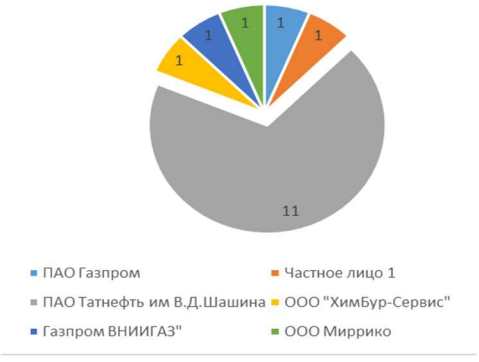


Рисунок 3 – Лидеры-патентообладатели в области применения новых технологий и техник для предупреждения и изоляции зон осложнений

Следовательно, развитие технологий и технических средств для предупреждения и изоляции зон осложнений, в частности поглощений и осыпей на сегодняшний день является актуальной задачей для поиска эффективных решений в этой области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Любимова С.В., Семенов Э.И. Анализ осложнений при строительстве интервала под эксплуатационную колонну. В сборнике: Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023. сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. Уфа, 2023. С. 479-486.
2. Двойников М. В., Буслаев Г.В., Гизатуллин Р.М., Романова Н. А. Предотвращение осложнений при бурении и эксплуатации скважин в многолетнемерзлых породах, включающих газовые гидраты // Neftegaz.RU. – 2023. – №4. –С.12-19.

ПАТЕНТНЫЙ ЛАНДШАФТ В ОБЛАСТИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

Р.К. Саттаров, С.В. Любимова

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
Альметьевск, Россия
e-mail: lsv@agni-rt.ru

Аннотация. В статье проведён патентный ландшафт технологий и технических средств при креплении скважин. Проанализирован период с 2023 по 2025г.г. Определены ключевые патентообладатели в данной области.

Ключевые слова: патент, крепление скважин, патентообладатели, технологии, технические средства.

Одной из важных проблем при бурении нефтяных и газовых скважин является обеспечение качественного крепления скважин. При строительстве наклонно-направленных скважин возникают различные технические проблемы, связанные с недохождением обсадной колонны до заданной длины ствола [1,2,3].

Рассмотрим существующие на сегодняшний день запатентованные технологии крепления скважин и построим патентный ландшафт, не претендуя на полноту охвата.

В области технологий и технических средств при креплении скважин за период с 2023 по 2025 г.г. было найдено 13 патентов (табл.1).

Таблица 1 – Патентный поиск области технологий и технических средств при креплении скважин

№ п/п	id	Наименование патента	Дата публикации	Ссылка на патент
1	RU 2845649 C1	Способ крепления горизонтального ствола скважины стеклопластиковой обсадной колонной	25.08.2025	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=06fdd0be06b13f755e33fb023f5df4af
2	RU 2798540 C1	Способ заканчивания скважины и устройство для его осуществления	23.06.2023	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=af299425b6d93165c85a356fcd7bdf72
3	RU 2795281 C1	Способ заканчивания скважины	02.05.2023	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=b496f91e435acc9c7e28ff2bcec194f9
4	RU 2819027 C1	Устройство для цементирования обсадных колонн	08.05.2024	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=300e38704bcf1afc9516dd1ced2c137b
5	RU 2827325 C1	Тампонажный раствор для крепления горизонтальных участков скважин	24.09.2024	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=23965fd3952b0bce4bee73a7ae069b4c
6	RU 2842792 C1	Способ крепления скважины в интервалах залегания многолетнемерзлых пород	01.07.2025	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=12645d28383db85835584e6ca6cf0cf5
7	RU 2821089 C1	Устройство для одновременного бурения и крепления зон осложнений скважин	17.06.2024	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=2f098d71e24bfa41a7dcba750ac34137
8	RU 2831182 C1	Устройство для одновременного бурения и крепления зон осложнений скважин	02.12.2024	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=e5a80ca28ead2784b420dd8bd74ad7b7

Продолжение таблицы 1

9	RU 2810382 C1	Устройство для одновременного бурения и крепления зон осыпаний и обвалов при бурении скважины	27.12.2023	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=f76e740d3c5f6925672609672c22e7db
10	RU 2814679 C1	Устройство для одновременного бурения и крепления зон осыпаний и обвалов при бурении скважины	04.03.2024	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=2830140f814d9da0f22943edc677fe68
11	RU 2790628 C1	Устройство для одновременного бурения и крепления зон осыпаний и обвалов при бурении скважины	28.02.2023	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=9cfffbcb9df095b8bf3f7d69f4d0a7c1
12	RU 2821629 C1	Способ заканчивания скважины в условиях аномально высокого пластового давления	25.06.2024	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=916cdcf5454fcb3fe16fab0a400d963e
13	RU 2806388 C1	Способ заканчивания скважины в осложнённых условиях	31.10.2023	https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=028658ed635acfe3f2f8cc237d328f7d

Таким образом, проанализировав табл.1 можно сделать вывод, что аибольшее количество патентов было получено в 2024 году – 6 патентов, наименьшее в 2025 году – 2 патента (рис. 1).

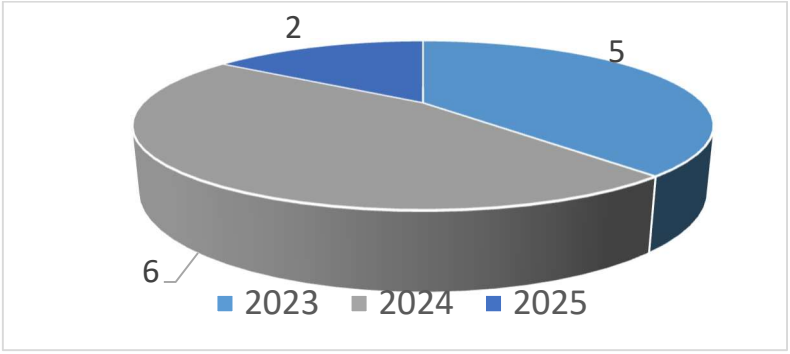


Рисунок 1 – Количество патентов по годам

Наибольшее количество патентов за период с 2023 по 2025 г.г. в области технологий и технических средств при креплении скважин было получено ПАО «Татнефть» - 8 патентов (рис.2)

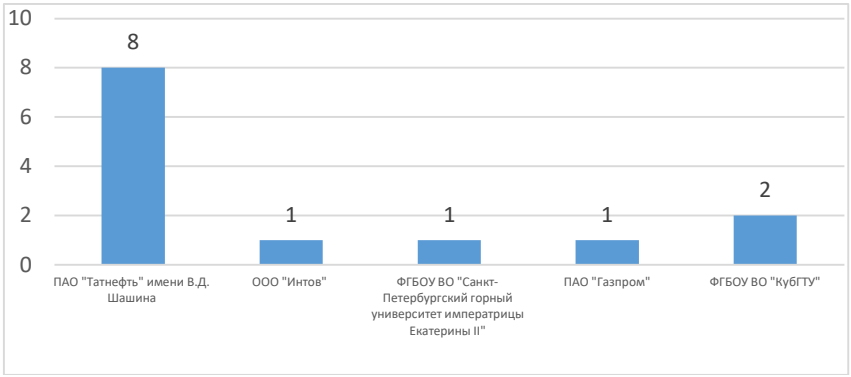


Рисунок 1.2 – Количество опубликованных патентов

Следовательно, развитие технологий и технических средств в области крепления скважин на сегодняшний день является актуальной задачей для поиска эффективных решений в этой области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хузина Л.Б., Фаттахов И.Г., Хузин Р.Р., Любимова С.В. К вопросу о негерметичностях эксплуатационных колонн. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 4 (364). С. 35-38.

2. Лысенков, Р. Ю. Повышение качества цементирования эксплуатационных колонн скважин под МСГРП / Р. Ю. Лысенков, Е. С. Самойлов, С. В. Калиновский, М. В. Волков // Бурение и нефть. — 2024. — № 10.

3. Коротков, С. А. К вопросу оптимизации крепления скважин в криолитозоне и сокращения расстояний между их устьями / С. А. Коротков, О. В. Спирина, В. П. Овчинников, А. С. Коростелев // Бурение и нефть. — 2023. — № 4.

УДК 622.24.08

ПРОБЛЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО НАДЗОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А.В. Заикин, Л.Б. Хузина

****Ответственный автор: Артем Владимирович Заикин***

Государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»», Альметьевск, Россия

e-mail: ***art.zaikin96@mail.ru***

Аннотация. В данной статье рассматриваются актуальные проблемы, связанные с техническим надзором в процессе бурения нефтяных и газовых скважин, а также предлагаются комплексные подходы к их решению.

Ключевые слова: технический надзор, цифровые технологии, машинное обучение, интеллектуальные системы анализа данных

Современное состояние нефтегазовой отрасли характеризуется возрастающей сложностью геологических условий строительства скважин и ужесточением требований к безопасности буровых работ. В этих условиях традиционные подходы к техническому надзору, основанные преимущественно на визуальном контроле параметров бурения и периодической проверке качества выполнения технологических операций, не всегда обеспечивают требуемый уровень оперативности обнаружения осложнений и предотвращения аварийных ситуаций.

Развитие цифровых технологий открывает принципиально новые возможности для технического надзора за строительством скважин. Телеметрические системы MWD/LWD и высокоскоростные каналы передачи данных создают техническую базу для перехода от периодического контроля к непрерывному мониторингу параметров бурения в режиме реального времени. Это позволяет реализовать концепцию превентивного управления качеством, когда технический надзор осуществляется не только в форме реакции на уже произошедшие отклонения, но и включает элементы прогнозирования потенциальных осложнений.

Перспективным направлением совершенствования технического надзора является применение интеллектуальных систем анализа данных. Методы машинного обучения для интерпретации геофизических исследований скважин, системы автоматизированного управления технологическими процессами и индексы контроля в реальном времени (HCI, TIm) способствуют повышению объективности оценки качества работ и снижению влияния субъективных факторов на принятие решений.

Вместе с тем, внедрение цифровых технологий в практику технического надзора сталкивается с рядом ограничений. К числу основных проблем относятся недостаточная надежность каналов связи в удаленных районах, отсутствие единых стандартов форматов данных между различными системами мониторинга, необходимость валидации результатов автоматизированного анализа. Требуется разработка единых отраслевых стандартов цифрового технического надзора и формирование требований к квалификации персонала для работы с автоматизированными системами контроля.

Существующие методы технического надзора характеризуются рядом системных недостатков, которые ограничивают их эффективность. К числу наиболее

значимых проблем относятся:

- недостаточная чувствительность систем мониторинга и значительное запаздывание в обнаружении притоков и поглощений на ранних стадиях развития;
- преобладание постфактум контроля над непрерывным мониторингом критичных процессов, в частности, качества цементирования обсадных колонн;
- ограниченная автоматизация функций обеспечения безопасности скважины, несмотря на высокий уровень автоматизации рутинных операций бурения;
- фрагментация цифровой инфраструктуры и недостаточная интеграция между различными системами сбора и обработки данных;
- неполное использование накопленных исторических данных для прогнозирования осложнений и оптимизации технологических решений;
- сохраняющаяся критическая зависимость от человеческого фактора при принятии решений в нештатных ситуациях в условиях высокой когнитивной нагрузки и дефицита времени.

Выводы

Таким образом, проведённый обзор исследований выявил актуальность разработки комплексной методики технического надзора, обусловленной необходимостью повышения безопасности и эффективности строительства скважин в условиях усложнения геологических условий и возможностями современных цифровых технологий для качественного совершенствования процессов контроля качества буровых работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гладких Т.Д. / Автоматизация технологических процессов в нефтегазовой отрасли: учебное пособие – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 152 с.: ил., табл. ISBN 978-5-9729-0926-1.

2. Горбунов А.И. Цифровые технологии в нефтегазовой отрасли: искусственный интеллект и машинное обучение. – М.: Недра, 2023. – 320 с.

3. Храменков В.Г. Совершенствование процесса бурения и бурового оборудования: автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин: учебное пособие для СПО / В.Г. Храменков. – Саратов: Профобразование, 2019. – 410 с.

4. Ильин В.П. О вычислительных методах и технологиях решения задач нефтегазовой отрасли // ВК. 2016. - №2 (22). URL: https:cyberleninka.ru/article/n/article/n/o-vychislitelnyh-metodah-i-tehnologiyah-resheniya-zadach-neftegazovoy-otrasli (дата обращения: 29.10.2025).

УДК 622.245.42

ПРОБЛЕМЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С ВРАЩЕНИЕМ

С.Е. Захаров, Л.Б. Хузина

Ответственный автор: Сергей Евгеньевич Захаров
Государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»»
Альметьевск, Россия
e-mail: zahar5001@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены ключевые проблемы, возникающие при цементировании обсадных колонн, акцентируя внимание на технологиях вращения обсадной колонны для повышения качества изоляции затрубного пространства. Проанализированы ограничения метода, связанные с механической нагрузкой на резьбовые соединения и эффектом скручивания колонны. Отмечены положительные результаты применения технологии, подтвержденные методами акустической и гамма-гамма цементометрии.

Ключевые слова: цементирование скважин, вращение обсадной колонны, герметичность затрубного пространства, тампонажные растворы, технология крепления.

Цементирование обсадных колонн и разобщение продуктивных пластов являются ключевыми процессами в обеспечении долговечной и безопасной эксплуатации нефтегазовых скважин. Качественное цементирование предотвращает межпластовые перетоки и затрубные газопроявления, которые могут возникать в результате формирования негерметичного цементного кольца. Основные причины этих проблем заключаются в несоответствии свойств тампонажных растворов и технологий их применения геолого-техническим условиям. Таким образом, задача качественной изоляции затрубного пространства становится актуальной для современного нефтегазового производства.

Первые операции с вращением колонн были успешно проведены в горизонтальных скважинах, в условиях сверхвязкой нефти. В таких условиях использование мобильных буровых наклонных мачт и премиум резьбовых соединений для крепления 245-мм эксплуатационных колонн дало возможность значительно улучшить качество цементирования. Применение вращающей цементировочной головки позволило проводить процесс без остановок, что способствовало лучшему распределению цемента и повышению коэффициента замещения бурового раствора.

Для крепления хвостовиков в горизонтальных скважинах был разработан уникальный комплекс оборудования, включающий цементировочную головку и разъединительное устройство. Эти инновации позволили обеспечить более высокую эффективность процесса цементирования, однако не обошлось без ограничений.

Основным фактором, препятствующим полноценному вращению обсадной колонны на протяжении всего процесса цементирования, является ограничение по крутящему моменту на резьбовые соединения типа ОТТМ. Критический момент часто достигается в процессе закачки тампонажных цементов, когда возникает сопротивление вращению из-за планетарного режима. Это может привести к эффекту

скручивания и стягивания колонны, увеличивая осевую нагрузку на крюке и останавливая вращение.

Несмотря на эти вызовы, исследования с использованием акустической и гамма-гамма цементометрии подтверждают положительный эффект от применения технологии вращения. Данные методы показывают значительное улучшение гомогенности цементной крепи за обсадной колонной, что является важным аспектом для обеспечения надежности эксплуатационных характеристик скважин.

Концепция применения технологии крепления скважин с вращением открывает новые горизонты для повышения эффективности крепления скважин. При вращении колонны перед и во время цементирования увеличивается коэффициент замещения бурового раствора цементным раствором, что улучшает распределение цемента в затрубном пространстве. Эта технология также способствует минимизации заколонных перетоков, что является критически важным для предотвращения аварийных ситуаций.

Однако для дальнейшего развития технологии необходимо преодолеть существующие ограничения. Это включает в себя разработку новых материалов для резьбовых соединений, способных выдерживать повышенные нагрузки, а также оптимизацию процессов закачки тампонажных растворов для снижения сопротивления вращению.

Выводы

Качественное цементирование обсадных колонн остается одной из важнейших задач в области нефтегазовой инженерии. Технология вращательного цементирования демонстрирует значительный потенциал для повышения надежности и безопасности эксплуатации скважин. Однако для достижения максимальной эффективности необходимо продолжать исследования и разработки в этой области, направленные на преодоление существующих ограничений и оптимизацию процессов цементирования. В конечном итоге, успешная реализация данных подходов будет способствовать более устойчивому развитию нефтегазовой отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хузина Л.Б., Хузин Р.Р., Голубь С.И. Об особенностях буровых растворов для вскрытия осложнённых скважин на месторождениях Татарстана. Нефть. Газ. Новации. 2022. №1 (254). С.40-43.

2. Качество строительства скважин как залог снижения обводненности продукции / Р.И. Катеев // Инженерная практика. — 2015.— № 08 .— С. 16-19.

3. Разработка тампонажных составов для цементирования горизонтальных участков скважин с многозонным гидроразрывом пласта / А. Белоусов, В. Бурдыга, М. Фаттахов, Д. Бакиров // SPE-197007-RU, Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 22–24 октября, 2019, Москва, Россия.

4. Бакиров Д.Л., Бурдыга В.А., Фаттахов М.М., Грицай Г.Н. К вопросу оценки качества крепления скважин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9 (609). – С. 10–13.

5. Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Фаттахов М.М., Ахметшин И.К. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин // Бурение и нефть. – 2012. – № 8 – С. 38–41.

УДК 622.24.06

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ В КАЧЕСТВЕ СИСТЕМ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ

В.В. Луговской[1], Р.М. Вафин[2]

1 – магистрант, группа 73-24; 2 - к.т.н., доцент кафедры БНГС
Государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»»
г. Альметьевск, Россия
lugovskoyvv@mail.ru, ravil.vafin@gmail.com

Аннотация. На сегодняшний день большинство НГК нашей страны переходят в IV стадию разработки и эксплуатации, что несет за собой определенную технологическую нагрузку, выражающуюся необходимостью проводки скважин в осложненных условиях с одновременной необходимостью минимизации влияния на ФЕС при первичном вскрытии продуктивной толщи.

Ключевые слова: НГК, ФЕС, буровые растворы, первичное вскрытие продуктивного пласта, РУО

Проблематика, связанная с необходимостью увеличения нефтеизвлечения и, следовательно, ресурсов извлекаемых запасов нефти, приобретает особую важность. Ее решение является одним из основных направлений научно-технического прогресса в отрасли и связано с изучением, испытанием и промышленным внедрением новых, более эффективных методов извлечения нефти из пластов. К числу последних относится и технология разработки месторождений с помощью горизонтальных, многозабойных и разветвленных горизонтальных скважин в осложненных условиях.

Основным критерием качества и эффективности применяемых для первичного вскрытия продуктивных пластов буровых растворов является коэффициент восстановления проницаемости продуктивного пласта (RPT- тест) и достижения скважиной максимального уровня продуктивности, соответствующего его добычным возможностям. В этой связи разработка буровых растворов, оказывающих минимальное воздействие на показатель продуктивности скважины, является актуальной задачей.

В целом, применение РУО при проводке скважин в осложненных условиях, позволяет достичь следующих показателей:

-отсутствие гидратации глинистых сланцев;

-высокая степень ингибирования;

-повышение устойчивости ствола скважины;

-уменьшение осложнений в процессе вскрытия солей, ангидридов и т.д.;

-высокая стойкость системы к различного рода загрязнениям;

-в целом, исключение негативного влияния системы на физико-емкостные свойства пластов;

-контроль скважины;

-улучшение индекса очистки ствола скважины от выбуренной породы

-возможность перевода объема РУО на следующие скважины, интервалы и т. д.

Отмечается успешное применение данной технологии в условиях различной литификации: в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, регионов ХМАО, ЯНАО, НАО, Восточной Сибири, морских проектов Сахалина, Астрахани. Как пример, на сегодняшний день при проектных сроках строительства скважин – 110 суток, фактический срок строительства скважин сократился до 65 суток. Такая оптимизация сроков строительства скважины обусловлено в первую очередь купированием основной массы проблем при строительстве скважины (осложненное хождение КНБК, дифференциальные прихваты, углекислотная агрессия пластового флюида, ГНВП, утеря устойчивости стенок ствола скважины и т.д.).

Как правило, ключевым требованием большинства НГО, в части восстановления проницаемости на образцах модельного керна, является значение более 0,7 (70%) по керосину. Как правило, большинство систем на углеводородной основе (РУО), удовлетворяет данному требованию. Более того, сейчас есть несколько локализованных систем РУО (к примеру, ИННОБУР) которые априори являются системами первичного вскрытия (без содержания органо-глины), что позволяет эффективно достигать поставленные задачи в условиях геомеханической неопределенности при минимальном воздействии на ФЕС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хузина Л.Б., Хузин Р.Р., Голубь С.И. Об особенностях буровых растворов для вскрытия осложнённых скважин на месторождениях Татарстана. Нефть. Газ. Новации. 2022. №1 (254). С.40-43.
2. Усманов А.М., Вафин Р.М. К вопросу об эффективности строительства скважин на нефть и газ с применением буровых растворов на неводной основе — Текст: непосредственный//Бурение и Нефть. -2023г. №11. – С. 18–20.
3. Гено А. Напряжения и разрушения в стенках нефтяных скважин. – Сб. «Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти»/Перевод с английского и французского. – М: Мир, 1994г. – 416 с.

УДК 622.24

КОДИРОВКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА СВЯЗИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО ПУЛЬСАТОРА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Д.Ю. Мезенцев[1], Н.В. Соловьев[1] д.т.н., О.В. Денисов[2]

[1]РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия
[2]РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва, Россия
E-mail: mezencevdu@mgri.ru

Аннотация. Применяемые главные модули телеметрической системы по сбору и передаче информации у компаний, занимающихся телеметрическим сервисом, различны. Например, имеются телесистемы, где главным блоком по телеметрии является инклинометр. В телесистеме ООО «ГЕРС Технолоджи» блоком телеметрии

является именно гидравлический пульсатор, занимающийся опросом, сбором и передачей данных от опрашиваемых приборов.

В работе описаны и предложены варианты по выбору кодировки гидравлического канала связи относительно положительных и отрицательных ее сторон.

Ключевые слова: забойная телеметрическая система, M/LWD приборы, гидравлический канал связи, телеметрический пульсатор, телеметрический комплекс, базовый канал, скоростной канал, буровое оборудование.

CODING OF THE HYDRAULIC COMMUNICATION CHANNEL OF THE TELEMETRIC PULSATOR DURING DRILLING

D.Yu. Mezentsev[1]; N. V. Solovyov[1], D.Sc. (Eng.); O.V. Denisov[2]

[1]*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting,*
[2]*Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)*
Moscow, Russia

Abstract. The main modules of the telemetry system used to collect and transmit information from companies engaged in telemetry services are different. For example, there are telesystems where the main telemetry unit is an inclinometer. In the GERS Technology LLC telesystem, the telemetry unit is precisely a hydraulic pulsator that polls, collects and transmits data from the surveyed devices.

The paper describes and suggests options for choosing the encoding of the hydraulic communication channel with respect to its positive and negative sides.

Keywords: downhole telemetry system; M/LWD tools; hydraulic communication channel; telemetric pulsator; telemetry complex; base channel; high-speed channel; drilling equipment.

Телеметрический комплекс представляет собой наземную систему и комплекс каротажных приборов. Основная задача телеметрического комплекса — передача данных инклинометрии и каротажа в процессе бурения. Основной метод передачи данных с больших глубин — гидравлический канал связи.

Гидравлический канал связи предполагает формирование временной последовательности импульсов путём частичного перекрытия потока бурового раствора.

Для формирования импульсов в потоке бурового раствора используется гидравлический пульсатор. Импульсы гидравлического пульсатора регистрируются наземной системой при помощи датчика давления. Данные датчика давления попадают в программу наземной системы, при помощи фильтрации выделяются импульсы и формируется временной код, который необходимо декодировать [3].

В настоящий момент на гидравлическом пульсаторе компании ООО «ГЕРС Технолоджи» используется два метода кодирования положительного гидравлического сигнала [1]:

1) Базовый канал (англ. timebase).

Базовый канал — кодирование с плавающей запятой.

Код формируется из временного расстояния между двумя последовательными импульсами. Из последовательности символов формируется шестнадцатеричный код, который расшифровывается наземным программным обеспечением. Данный метод положителен тем, что использует короткую синхропоследовательность, как показано на рис. 1.

Рис. 1 Расшифровка символа по расстоянию между импульсами

Декодирование возможно даже при самом плохом сигнале, так как декодер наземной системы имеет наиболее частую синхронизацию, как показано на рис. 2.

Отрицательной стороной данного метода заключается в медленной скорости передачи данных, и при большом наборе регистрируемых параметров приборов комплекса каротажа, кривые становятся неинформативными и имеют малое количество точек на 1 м бурения. На этом методе не рекомендуется использование для передачи более 5 кривых, но зависит от скорости бурения. На скоростях бурения менее 10 м в час возможно и передача полного комплекса.

Рис. 2 Визуализация базового канала в программе наземной аппаратуры

2) Скоростной канал (англ. RLL, run-in-length limited).

Скоростной канал — временное частотное кодирование. Синхропоследовательность выходит один раз для синхронизации фазы времени наземного оборудования и передатчика. Затем идут импульсы через фиксированный временной интервал. Определение состава пакета передачи данных идёт по номеру пакета и контрольной сумме пакета, как показано на рис. 3. Данный метод

характеризуется более быстрой скоростью передачи данных, на скоростях более 3 Гц позволяет передавать развёртку плотности и гамма-каротажа.

Плюсом данного метода является то, что бит информации, передаваемый по давлению, передаётся в фиксированный промежуток времени, в связи с чем декодеру легче его распознать. Однако есть у метода минусы. Так как сигнал выходит быстрее, то происходит снижение амплитуды сигнала и его сложнее фильтровать от помех. Второй минус заключается в отсутствии чёткой синхропоследовательности пакета, и декодеру приходится искать пакет по контрольной сумме, что сильно затруднено при искажениях на плохом сигнале.

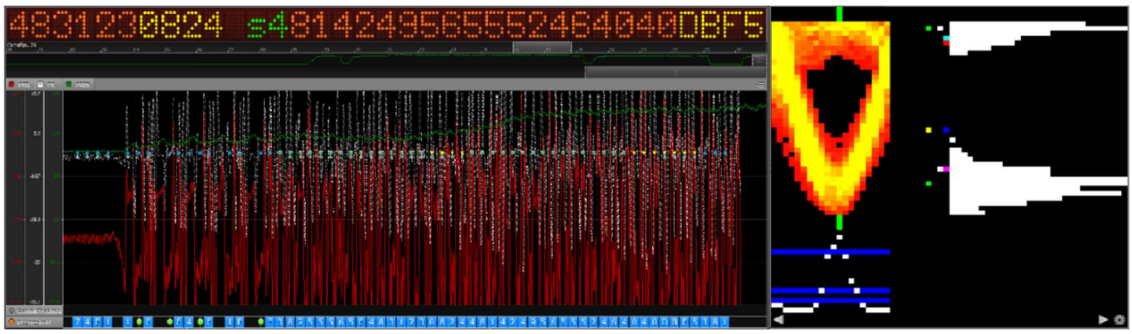


Рис. 3 Визуализация скоростного канала в программе наземной аппаратуры

Выводы

В настоящее время там, где не требуется большой объём данных по каротажу в процессе бурения, используется базовый канал, так как данный метод более помехозащищённый и устойчивый в агрессивных средах. Ввиду передачи небольшого объема информации, меньше изнашивается исполнительный механизм в гидравлическом пульсаторе [2].

Тенденции в современном бурении направлены на увеличение скорости проходки и соответственно передачи большого объема каротажных данных, в связи с чем совершенствуется разработка скоростного канала на программном уровне.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Денисов О. В. Методика расчета импульса давления забойного телеметрического пульсатора / Денисов О. В., Малышев В. Н., Мезенцев Д. Ю., Соловьев Н. В. // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник» - 2025. - №1. – С. 72-80, ISSN 2072-7232

2. Денисов О. В., Хисматуллин М. Р., Мезенцев Д. Ю. Расчёты нагрузок, напряжений и выбор коррозионно-износостойкого материала для забойных телеметрических систем каротажа в процессе бурения скважин. М.: СВИВТ, 2024. 192 с. – ISBN 978-5-907769-59-5.

3. Мезенцев, Д. Ю. Теоретические основы эксплуатации забойных телеметрических систем и наземной аппаратуры в процессе бурения скважин: учебно-методическое пособие / Д. Ю. Мезенцев, А. С. Постнов, А. В. Иванов, О. В. Денисов. – М.: СВИВТ, 2025. – 248 с. – ISBN 978-5-907889-61-3.

УДК 622.24.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

М.В. Власов, М.Е. Коваль, Д.Р. Камаев

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: glavexpertsamara@mail.ru, koval.me@samgtu.ru, kamaev.dr@samgtu.ru

Аннотация. Исторический взгляд на бурение — не дань прошлому, а ключ к пониманию логики технического прогресса. В статье прослеживается эволюция от ударного до роторного способа с промывкой, появления шарошечных долот и промышленного цементирования — к созданию забойных двигателей: турбинных, электрических и винтовых, что обеспечило рост механической скорости, надежности и управляемости при наклонно-направленном бурении. Отмечены знаковые этапы развития отечественной и мировой практики — от промыслов Баку и Грозного до сверхглубоких проектов, включая Кольскую сверхглубокую скважину. Рассмотрены перспективные направления: гидромеханические струи, абразивно-струйное (эрозионное) бурение и термические технологии, включая лазерные и термобуры, с оценкой потенциала, ограничений и областей рационального применения. Изложенный материал показывает, что смена технологий — ответ на возрастание глубин, сложности разрезов и требований к экономике, а будущие прорывы вероятны на стыке механической, гидро- и термодеструкции породы.

Ключевые слова: история бурения, бурение скважин, ВЗД, роторно-управляемые системы, ударное бурение, турбобур.

Введение.

История развития технологий бурения скважин охватывает многовековой период и отражает поступательное усложнение как инструментальной базы, так и методологических подходов. На ранних этапах применялись ручные методы с использованием простых ударно-скалывающих и шнековых инструментов, достаточные для формирования неглубоких выработок, но принципиально ограниченные по достигаемым глубинам и темпам проходки.

Ключевой технологический сдвиг произошёл в середине XIX века с внедрением вращательного бурения. Конструктивной основой послужил роторный привод, обеспечивавший передачу крутящего момента на бурильную колонну с породоразрушающим инструментом, что радикально повысило глубинность и производительность работ по сравнению с предшествующими технологиями.

Дальнейшее развитие роторного метода сопровождалось совершенствованием систем очистки ствола, циркуляции и кондиционирования бурового раствора, конструкций долот и узлов бурильной колонны, а также внедрением более прочных и коррозионностойких материалов. Рост масштабов нефтегазодобычи и усложнение геолого-технических условий выявили ограниченность традиционных схем по показателям механической скорости, надежности и управляемости, что стимулировало переход к комбинированным и забойно-приводным решениям.

В современной практике доминирует вращательное бурение с применением наземного роторного привода или системы верхнего привода (СВП) в сочетании с

забойными двигателями, обеспечивающими управляемое искривление траектории, повышение механической скорости и снижение рисков осложнений. Комплексный характер технологического прогресса обусловлен интеграцией механической, гидравлической и информационно-управляющей составляющих, включая мониторинг и телеметрию в режиме реального времени.

Таким образом, эволюция способов бурения предстает, как непрерывный процесс оптимизации породоразрушения, транспорта шлама и устойчивости ствола в условиях возрастающих глубин и неоднородности разрезов. Накопленные решения обеспечили повышение эффективности, безопасности и надежности буровых операций, расширение области их применения и освоение

История развития способов бурения скважин.

История становления технологий бурения восходит к глубокой древности. По данным исторических источников, уже в первобытный период осуществлялись работы по сооружению скважин для добычи воды и рассолов с последующей выпаркой соли; указанные практики были широко распространены в Древнем Египте, Китае и других регионах. Наиболее ранние свидетельства относятся к сооружению колодцев в Древнем Египте около 4000 г. до н.э., в контексте гидрогеологических объектов долины Нила, однако детальные описания применявшихся методов отсутствуют.

К рубежу VI века до н.э. в Древнем Китае бурились скважины глубиной до 900 м для добычи воды и соляных рассолов с использованием ударного способа. Под ударным способом понимается механическое бурение, при котором разрушение породы обеспечивается серией ударов породоразрушающего инструмента (долота), спускаемого и приводимого в действие при помощи бамбуковых штанг и канатно-тросовой оснастки из растительных материалов. Согласно письменным источникам, в частности записям, приписываемым Шу Ян Шо, первое буровое долото, известное под названием «Юанжэньцзао», относится к периоду 1041–1048 гг.; его номинальный диаметр составлял порядка 10–12 см. Применение данного инструмента при ударном бурении обеспечивало достижение глубин 150–180 м. Типологическая принадлежность и конструктивные особенности долот, использовавшихся в Древнем Китае, остаются неустановленными ввиду нехватки достоверных и опубликованных источников [7]. В совокупности имеющиеся данные позволяют датировать ранний этап развития скважинного бурения в Китае не позднее середины XI века.

В 1637 году на десятом году правления Чонгшена, представлявшего династию Минг в Древнем Китае, был опубликован первый научно-исследовательский и технический отчёт подготовленный Зонг Джингзингом, который был назван «Тиан Гонг Кай Ву», что в переводе с древнекитайского означает «Выставка работ природы». В данном историческом документе, очень подробно описана техника бурения солевых скважин и технология добычи соли. Данный исторический документ состоит из нескольких томов. В томе № 5: «Солевые скважины» приводится описание типов долот, использованных в то время при строительстве скважин для добычи соли. Исторические документы, относящиеся к времени правления династии Минг, содержат исторические сведения об использовании двух типов долот для бурения солевых скважин [7]:

- 1 тип – долото, имеющее форму «шила» изготовлено из стали;
- 2 тип – долото, имеющее форму «зубила» изготовлено из железа.

В отличие от долота зубильного типа, изготавливаемого из железа, долото иглообразной (шилообразной) формы выполнялось из специальной буровой стали и

обеспечивало более высокую скорость проходки. Это обусловлено существенно большим удельным давлением на породу при контакте заострённого торца с забоем, по сравнению с распределённой нагрузкой, характерной для долота в форме «зубила». Концентрация давления в малой площади контакта на забое приводила к интенсификации разрушения горной породы и повышению эффективности работы инструмента при ударно-канатном способе бурения. Под ударно-канатным способом понимается разновидность ударного бурения, при которой возвратно-поступательное движение, формируемое буровой установкой, передаётся породоразрушающему инструменту посредством каната.

В IX веке на территории Древней Руси первые скважины бурились в районе города Старая Русса для добычи рассолов поваренной соли; применялся ударный способ бурения [9].

В период XIV–XVI вв. высокоминерализованные подземные рассолы стали извлекаться из скважин глубиной 158–331 м, получивших наименование рассольных (рассолоподъёмных) труб. Остатки древних деревянных труб из районов традиционной соледобычи частично сохранились до настоящего времени в Соликамске, Тотьме, Усольских варницах на реке Вятке и др. [6].

В XV–XVII вв. в окрестностях Соликамска были сооружены скважины для добычи соляных растворов глубиной около 100 м при начальном диаметре ствола порядка 1 м. Применялся ударно-штанговый способ бурения, при котором возвратно-поступательное движение от станка передавалось породоразрушающему инструменту через буровые штанги; элементы колонны и обсадные трубы изготавливались из древесины [9]. По оценкам, на сооружение скважин глубиной 200–300 м при двухсменной организации труда (по 5–7 человек в смену) в зависимости от горно-геологических условий требовалось 6–8 лет [6].

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что бурение скважин с применением различных способов: ударного, ударно-канатного, ударно-штангового, являлись малоэффективны и не позволяли бурить более глубокие скважины. При этом затрачивалось огромное количество времени на бурение. Данные способы бурения с современной точки зрения имели только недостатки. Анализирую исторические данные можно сделать вывод, что применяемые способы бурения скважин в Древнем мире были примитивны, данная особенность связана с малыми знаниями об особенностях бурения и их способов, оборудование применялось в основном деревянное, а породоразрушающий инструмент изготавливался из металла.

История прогресса способов бурения скважин.

Следующим значимым этапом стоит рассмотреть первые открытия, которые принесли значимый вклад в нефтегазовую промышленность.

В 1806 году в США была пробурена первая скважина недалеко от города Чарльстон в Западной Вирджинии для поиска соляного раствора, применялся ударный способ бурения.

Спустя 22 года в 1828 году бельгийский учёный Джобард, пробурил первую скважину в местечке недалеко от Брюсселя. Скважина имела глубину всего 2,5 метра, но уже в 1830 году им была пробурена скважина глубиной 50 метров при этом он использовал ударно-канатный способ бурения. Джобард был одним из первых кто в период с 1830 по 1840 годы для развития европейской техники бурения, использовал достижения Сычуаньской буровой техники, описаны в 2-х письмах, полученных от Лорена Джозефа Мариуса Имберта, французского миссионера, который жил в Китае.

Джобард использовал способ ударно-канатного бурения и типы долот, описанных в этих письмах [7].

В 1846 году был зафиксирован ключевой этап в становлении нефтедобычи: русским инженером В. Н. Семёновым в поселке Биби-Эйбат близ Баку впервые в мире выполнено бурение скважины ударным способом с использованием деревянных штанг. По признанию самого В. Н. Семёнова, концептуальная идея принадлежала управляющему бакинскими и ширванскими нефтяными и соляными промыслами, горному инженеру Н. И. Воскобойникову. В том же году французский инженер М. Фовелль предложил схему промывки с непрерывной циркуляцией промывочной жидкости, что ввело в профессиональный лексикон термин «промывка», актуальный и сегодня. Метод основан на закачке воды насосами через трубы с поверхности в ствол скважины для выноса выбуренной породы, причём ключевым преимуществом являлось отсутствие необходимости останавливать процесс бурения. Совокупность указанных инноваций ускорила распространение нефтяного бурения в различных странах [2,9].

В 1859 году в окрестностях города Тайтесвилл (штат Пенсильвания, США) полковник Э. Дрейк пробурил скважину глубиной 22 м ударно-канатным способом; работы заняли два месяца. Долгое время данный объект считался первой нефтяной скважиной в мире, однако обнаруженные документы о бурении под руководством В. Н. Семёнова восстановили хронологический приоритет [2,7,9].

В 1864 году в России под руководством полковника А. Н. Новосильцева выполнено первое эксплуатационное бурение на Кубани (село Киевское, долина р. Кудако) ударно-канатным способом. Новосильцев, предприниматель, по рекомендации горного инженера Ф. Г. Кокшуля организовал бурение пяти скважин в районе Кудако близ Анапы [2,9]. В этот же период швейцарский инженер Ж. Р. Лешо предложил использование алмазов в кольцевой коронке для бурения твёрдых пород и совместно с механиком Пиге создал первую установку для алмазного бурения неглубоких скважин. Метод был апробирован в 1864 году при проходке железнодорожного тоннеля в массиве Мон-Сени (Италия—Франция) и далее получил широкое распространение в поисково-разведочном колонковом бурении твёрдых полезных ископаемых [3]. При колонковом способе разрушается лишь кольцевая зона у стенки ствола, а внутренний цилиндр породы (керн) извлекается целиком для последующего анализа [5].

В 1868 году на Ухтинском нефтяном месторождении, рядом с посёлком Ухта, инициированным купцом М. К. Сидоровым начаты работы по ручному вращательному бурению скважины глубиной 12,2 м; опыт показал необходимость перехода на ударный способ в твёрдых породах.

Существенный вклад в развитие технологий бурения внесли русские горные инженеры Г. Д. Романовский и С. Г. Войслав, обосновавшие переход от ручного штанго-вращательного к механизированному ударному бурению на буровых станках. Алмазное бурение в России интенсивно развивалось в конце XIX века и было усовершенствовано С. Г. Войславом, который создал оригинальные станки и в 1898 году теоретически обосновал высокую перспективность коронок, армированных мелкими алмазами. В 1889 году Г. Д. Романовский впервые в России применил паровую машину при проходке скважин в Подольске [3].

Внедрение буровых станков обеспечило рост достижимых глубин: с 40 м в 1873 году до 340 м к 1903 году; к 1910 году примерно каждая десятая скважина достигала 500–600 м. Среди отечественного оборудования известны станки горного

инженера А. Н. Соколовского и бакинского механика-самоучки М. Мухтарова, созданные на базе конструкции австрийского инженера А. Фаука и адаптированные к местным условиям. Оригинальную конструкцию станка для ударно-канатного бурения разработал инженер О. К. Ленц [9].

Ранние буровые станки представляли собой преимущественно механические комплексы, в которых осевую нагрузку формировали дифференциально-винтовые, цепные и рычажные механизмы; позднее внедрено плавное регулирование частоты вращения [3].

Ударное бурение на станках получило широкое применение на азербайджанских промыслах, однако отличалось низкой скоростью проходки из-за остановок на очистку и крепление ствола: для диаметра 0,65 м в 1908 году темпы составляли 20–60 м/мес. На Апшеронском полуострове, сложенном более рыхлыми породами, данный подход оказался малоэффективным и был заменён ударным бурением на металлической штанге, что увеличило скорость до 100–120 м/мес. К концу XIX века количество скважин достигло к 1900 году 343 в Грозненском районе и 1911 на Апшероне. В Грозном преимущественно применялся ударно-канатный способ американского образца, более соответствующий местным условиям с плотными и твёрдыми коллекторами, обеспечивая проходку 120–200 м/мес. Существенный прирост производительности обеспечил переход к вращательному бурению, совмещающему углубление и очистку ствола буровым раствором и позволяющему осваивать более глубоко залегающие горизонты [9].

По ряду источников вращательно-роторное бурение нефти впервые применено в США в 1894–1901 годах (Техас) [1,7,9]. В 1899 году американский инженер Девис предложил дробовое бурение для крепких трещиноватых пород — разновидность вращательного метода, при котором разрушение осуществляется дробью [3]. В период Первой мировой войны немецкий инженер Ломан разработал литой твёрдый сплав на основе карбида вольфрама («воломит»), что впоследствии стало основой для создания твердосплавных коронок. В России дробовое бурение внедрено в 1927 году в Восточном Забайкалье по инициативе В. М. Крейтера и Б. И. Воздвиженского [3].

В 1902 году вблизи Грозного впервые применено вращательное бурение с промывкой глинистым раствором; приток нефти получен на глубине 345 м [9]. С 1911 года вращательное бурение внедрено в Сураханах близ Баку. В отличие от ударного метода, где разрушение ведётся ударами долота, при вращательном бурении порода измельчается вращающимся долотом до порошкообразного состояния; вращение осуществляется ротором, долото спускается на металлических трубах, а вынос шлама обеспечивается непрерывной подачей глинистого раствора насосами. Роторным называют вариант, при котором вращение бурового снаряда задаётся станком с ротором [4,9].

По скорости роторное бурение принципиально превосходит ударное: метровые глубины порядка 1000 м ранее проходились годами, тогда как, по данным практики, бакинский мастер А. Д. Кербалай достиг глубины 1407 м за четыре суток. При этом вращение долота достигается вращением всей колонны бурильных труб суммарной массой на больших глубинах свыше 100–150 т, что приводит к значительным энергетическим потерям на вращение колонны и её интенсивному износу.

Одной из наиболее критичных инженерных задач, особенно при роторном бурении, была герметизация затрубного пространства между обсадной колонной и

стенками ствола. Её технически элегантное решение предложил русский инженер А. А. Богушевский, запатентовавший в 1906 году способ закачки цементного раствора внутрь обсадной колонны с последующим вытеснением его через башмак в затрубное пространство. Метод цементирования оперативно получил широкое распространение в отечественной и зарубежной практике.

Переход к роторному бурению потребовал модернизации основного породоразрушающего инструмента — долота типа «рыбий хвост», конструктивно восходящего к эпохе рассолоподъёмных скважин [1,9]. Первоначально такие лопастные долота применялись и в роторных установках; для пород средней твёрдости использовались дисковые долота, однако их частые отказы стимулировали разработку шарошечных инструментов с зубчатыми цилиндрами и конусами. В 1909 году У. Шарп и Г. Хьюз запатентовали двухконическое шарошечное долото, сочетающее механизмы резания и ударного дробления. Эта конструкция стала прототипом современных шарошечных долот многочисленных модификаций [9].

Из данных открытий и изобретений можно сделать вывод, что 1846 году в связи с первым мировым открытием нефтедобычи, существенно начала изменяться тенденция наращивания объёмов бурения в большую сторону из-за спроса на рынке. Строительство скважин занимало большое количество времени, но благодаря русским горным инженерам было предложено решение об осуществлении бурения с буровых станков при этом так же применялся ударно-канатный способ бурения. Время на затрачиваемое бурение скважин сократилось. В начале XX века в России и за рубежом впервые использовали вращательный способ бурения скважин, что позволило нарастить темпы бурения, а также бурить более глубокие скважины.

Модернизация способов бурения скважин.

Модернизация способов бурения скважин

Одним из ключевых ограничений раннего роторного бурения являлось значительное искривление ствола, а также высокая аварийность, обусловленная вращением бурильной колонны на больших глубинах. Поскольку вращение долота обеспечивалось поверхностным приводом через всю колонну труб, возникла потребность в создании забойных двигателей, располагаемых непосредственно над долотом в нижней части колонны. Концепции гидравлических и электрических забойных приводов предлагались К. Г. Симченко, В. Вольским и В. Н. Деловым. Вместе с тем работоспособный гидравлический забойный двигатель — турбобур — был создан в 1922–1924 годах российскими инженерами М. А. Капелюшниковым, С. М. Волохом и Н. А. Корневым. Конструктивно турбобур представлял собой сочетание одноступенчатой гидротурбины и многоярусного планетарного редуктора, приводимого во вращение потоком промывочной жидкости [9].

В 1924 году в Азербайджане была пробурена первая в мире скважина с применением одноступенчатого турбобура, получившего наименование турбобур Капелюшникова [1]. Реализованный технологический подход относился к турбинному способу бурения, при котором породоразрушающий инструмент вращается непосредственно забойным двигателем [5]. К достоинствам метода следует отнести высокие частоты вращения долота и возможность регулирования крутящего момента путем изменения конструкции турбобура.

В 1933–1940 годах, на основе разработанной П. П. Шумиловым теории осевых многоступенчатых турбинных двигателей, им совместно с Р. А. Иоаннесяном, Э. И. Тагиевым и М. Т. Гусманом были созданы высокомоментные турбобуры,

обеспечившие значительный прирост энерговооруженности забойного привода. В дальнейшем турбобур стал ключевым двигателем для бурения наклонно-направленных скважин [3].

В 1935 году проведены первые испытания многоступенчатого безредукторного турбобура системы П. П. Шумилова, разработанного в сотрудничестве с Р. А. Иоаннесяном, Э. И. Тагиевым и М. Т. Гусманом в Экспериментальной конторе турбинного бурения (Баку) [9]. В тот же период были внедрены трехшарошечные долота с опорами качения и смещенными осями шарошек.

Следующим важным этапом стало создание новых забойных двигателей: в 1937–1940 годах Н. В. Александров, А. А. Островский и их соавторы разработали и изготовили электробуры, расширив технологические возможности механизированного бурения.

В 1938 году турбобуром пробурена первая в мире нефтяная скважина глубиной около 600 метров при участии М.А. Капелюшникова находилась в Сураханах, применялся турбинный способ бурения.

В 1941 году в Баку была пробурена первая в мире скважина с использованием электробура конструкции А. П. Островского, Н. В. Александрова, Н. Г. Григоряна и А. А. Богданова. Применяемая технология относится к вращательному способу бурения, при котором породоразрушающий инструмент приводится во вращение непосредственно электробуром. Существенным преимуществом электрического привода по сравнению с гидравлическим является независимость частоты вращения, крутящего момента и ряда эксплуатационных параметров от расхода и реологических свойств промывочной жидкости, а также от глубины скважины, при одновременной возможности осуществлять дистанционный контроль работы двигателя с поверхности. К ограничениям метода относятся сложность подвода электроэнергии к двигателю в условиях повышенных давлений и необходимость надежной герметизации электродвигателя от воздействия бурового раствора [5].

Следует отметить, что разработка и внедрение турбинного способа бурения обеспечили повышение механической скорости проходки на 45–70 %, что свидетельствует о высокой энерговооруженности забойных приводов и эффективности метода.

Знаковым этапом развития забойных двигателей стало создание винтовых гидравлических приводов. В 1964 году в США разработан однозаходный гидравлический винтовой двигатель, а в 1966 году в СССР — многозаходный винтовой двигатель, обеспечивший возможность бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ [3, 9]. Конструктивно рабочие органы таких двигателей основаны на многозаходном винтовом механизме, что позволяет формировать требуемую частоту вращения при повышенном, по сравнению с турбинными двигателями, крутящем моменте.

Забойный винтовой двигатель имеет модульную компоновку и состоит из двигательной и шпиндельной секций. Рабочими органами двигательной секции служат статор и ротор, образующие винтовую пару; в состав секции также входит двухшарнирное соединение. Статор при помощи переводника соединяется с колонной бурильных труб, а крутящий момент через двухшарнирное сочленение передается с ротора на выходной вал шпиндельной секции. Шпиндельная секция предназначена для передачи осевой нагрузки на забой, восприятия гидравлической нагрузки, действующей на ротор, и уплотнения нижней части вала, что обеспечивает создание необходимого перепада давления.

Динамика работы винтового двигателя определяется гидравлическими параметрами: развиваемый крутящий момент пропорционален перепаду давления в полости двигателя. При возрастании нагрузки на вал увеличиваются как крутящий момент, так и перепад давления, что согласуется с характерной для винтовых пар зависимостью «момент–давление» [5].

Можно предположить, что период активного применения объёмного способа был комбинированный, так как на протяжении свыше 60 лет осуществлялось бурении с вращением. Такой метод можно назвать, вращательно-объёмный, так как сочетает в себе вращение бурильной колонны путем работы ротора и вращение вала двигателя, за счёт движения потока бурового раствора. В дополнении в середине XX века много учёных занимались оптимизацией процессов бурения в связи с объёмным методом, активно свои учения и методики продвигал В. С. Федоров. Особый интерес к параметрам режима бурения, как к влияющим на процесс факторам, проявлялся в начале XX века при переходе на вращательное бурение [8].

Так с помощью отечественных технологий пробурена в период с 1970–1990 годах самая глубокая скважина в мире, глубиной 12262 метра, скважина СГ-3 на Кольском полуострове. Активное участие в строительстве сверхглубокой скважины принял советский и русский геолог, доктор технических наук, заслуженный геолог РСФСР Д.М. Губерман [3].

На сегодняшний момент активно применяют в России метод вращения, сочетающий 2 способа (роторный и объёмный). Данным методом буриться основной объём скважин в России.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что разработка и внедрение турбобуров, электробуров и винтовых забойных двигателей, сыграла существенную роль становления нефтегазовой промышленности в мире. Использование забойного оборудования позволило быстрее и эффективнее бурить скважины для добычи различных ресурсов. Именно это и явилось основной причиной для развития турбинного и объёмного способа бурения.

Перспективные направления развития технологий бурения скважин в мировой практике.

Многолетние научные и прикладные исследования свидетельствуют, что разрушение горных пород при строительстве скважин возможно различными методами: механическим, термическим, электроимпульсным и др. Однако промышленная реализация на текущем этапе обеспечена преимущественно механическим бурением; альтернативные подходы в основном остаются на стадии экспериментально-опытных работ. В литературе описано порядка 20 методов бурения [4, 9]. Такое разнообразие стимулирует проведение НИОКР, направленных на разработку новых технологий и оборудования для углубления ствола скважин, включая применение управляемых взрывов, ультразвукового, лазерного и вибрационного воздействия [5, 9]. Отдельные из перечисленных методик демонстрируют ограниченное внедрение, зачастую в рамках экспериментальных программ.

Ниже рассмотрены актуальные экспериментальные решения, относящиеся к нетрадиционным способам бурения.

Гидромеханическое разрушение пород при проходке скважин получает все более широкое применение в стендовых и полевых испытаниях. С. С. Шавловским предложена классификация водяных струй для бурения, основанная на развиваемом давлении, эффективной длине струи и степени воздействия на породы различного

состава, прочности и степени цементации. Классификационные признаки увязаны с диаметром насадок, начальным давлением и расходом жидкости. Использование водяных струй, в сравнении с чисто механическим разрушением, позволяет повысить технико-экономические показатели проходки. На VII Международном симпозиуме (Канада, 1984) представлены данные по применению струй в бурении при непрерывной, пульсирующей или прерывистой подаче флюида, с введением или без введения абразива, с учетом технологических особенностей способа [5].

Эрозионное бурение обеспечивает увеличение механической скорости проходки в 4–20 раз относительно роторного бурения при сопоставимых условиях, что обусловлено существенно большей подводимой к забою мощностью. Метод реализуется путем подачи к специальному долоту абразивсодержащего бурового раствора со стальной дробью (фракция 0,42–0,48 мм, концентрация 6 %). Через насадки раствор с абразивом подается на забой с высокой скоростью, обеспечивая разрушение породы. В колонне последовательно устанавливаются два фильтра для отсечки частиц, не проходящих через насадки: один над долотом, второй — под ведущей трубой, с возможностью оперативной очистки. Химическая обработка такого раствора усложняется, особенно при повышенных температурах: необходимо поддерживать стойкую суспензию абразива и обеспечивать его регенерацию. После предварительного удаления газа и шлама гидроциклонами абразив извлекают и сохраняют, затем раствор направляют на тонкую гидроциклонную очистку и дегазацию с последующим восстановлением реологических и фильтрационных свойств химическими реагентами. Часть обработанного раствора вновь смешивают с дробью и подают в скважину, совмещая потоки с базовым буровым раствором.

Применение лазерных источников излучения (квантовых генераторов оптического диапазона) рассматривается как одно из значимых направлений технологического прогресса. В Японии освоено производство углекислотных газовых лазеров (так называемых «лазеробуров»), которые, по данным сопоставлений с результатами середины XX века, способны повысить скорость проходки до десятикратных величин. Конструктивно такие системы включают высокомощный лазер в герметичном корпусе, рассчитанном на высокое давление. Лазерные и термические буровые комплексы теоретически обеспечивают расплавление широкого спектра материалов и горных пород. В отечественной научной школе обсуждаются лазероплазменные установки для термического бурения; ключевым технологическим ограничением остается транспортировка плазмы к забою, хотя ведутся исследования по созданию световодных систем («световодных труб») [9].

Первые концепции и опытные образцы термобуров появились в 1960-е годы, а интенсивное развитие теории и практики плавления пород отмечается с середины 1970-х. Эффективность терморасширения и плавления определяется преимущественно температурой поверхности пенетратора и физическими свойствами пород, слабо коррелируя с их механической прочностью, что придает методу универсальность по литологическому охвату. Наибольший интерес представляет плавление при непосредственном контакте тугоплавкого пенетратора с породой. Создание термостойких материалов перевело задачу плавления в плоскость инженерной реализации. При температуре порядка 1200–1300 °C метод демонстрирует работоспособность в рыхлых грунтах, песках, песчаниках, базальтах и других кристаллических породах; для глинистых и карбонатных отложений, вероятно, требуется более высокая температурная нагрузка. Бурение плавлением формирует на стенках скважины прочную ситалловую корку с гладкой внутренней

поверхностью и высоким коэффициентом энергетического использования воздействия на породу (до 80–90 %) [9].

Исходя из вышенаписанного можно сделать вывод, что перспективное развитие бурения скважин заключается в гидромеханическом, эрозионном и термическом способе.

Заключение.

Бурение скважин с применением различных способов ударного, ударно-канатного, ударно-штангового являлись малоэффективны и не позволяли бурить более глубокие скважины при этом затрачивалось огромное количество времени на бурение. Анализирую исторические данные можно сделать вывод, что применяемые способы в Древнем мире были примитивны данный факт связан с малыми знаниями об особенностях бурения и их способов. Одним из главных событий стал 1846 год в связи с первым мировым открытием нефтедобычи, существенно начала изменяться тенденция наращивания объёмов бурения в большую сторону из-за спроса на рынке. Строительство скважин занимало большое количество времени, но благодаря русским инженерам было предложено решение об осуществлении бурения с буровых станков, при этом так же применялся ударно-канатный способ бурения. Время на затрачиваемое бурение скважин сократилось. В начале XX века впервые использовали вращательный способ бурения скважин, что позволило нарастить темпы бурения, а также бурить более глубокие скважины. Ближе к середине XX века, активно велась разработка и внедрение турбобуров, электробуров и винтовых забойных двигателей, что в дальнейшем сыграла существенную роль становления нефтегазовой промышленности в мире. Использование забойного оборудования позволило быстрее и эффективнее бурить скважины. С конца XX века активно проводятся эксперименты по перспективному развитию бурения скважин, заключающихся в гидромеханическом, эрозионном и термическом способе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антипова К.А. История нефтегазовой отрасли: учебное пособие / К.А. Антипова, О.А. Кулакова – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2020. – 53 с.

2. Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 632 с.

3. Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. - 679 с.

4. Власюк В.И. Бурение и опробование разведочных скважин. Учебное пособие для вузов / В.И. Власюк, А.Г. Калинин. – М.: Изд-во ЦентрлитНефтеГаз, 2008. - с.

5. Дмитриев А.Ю. Основы технологии бурения скважин: учебное пособие / А.Ю. Дмитриев – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с.

6. Митюшева Т.П. Исторический очерк о соляных трубах (скважинах) Сереговского солеваренного завода (XVII–XIX века) / Т.П. Митюшева // Известия Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук. – 2022. - № 2 (54). – С. 84-93.

7. Сазонов А.А. Древние буровые долота для ударного способа бурения скважин / А.А. Сазонов // Инженер-нефтяник научно – технический журнал. – 2011. – № 4. – С. 29-31.

8. Синев С.В. Модели процесса бурения / С.В. Синев // Нефтегазовое дело. – 2009. – № 2. - С. 1-22 .

9. Четвертнева И.А. Становление и развитие способов бурения скважин в России и за рубежом / И.А. Четвертнева, Г.А. Тептерева, С.Ю. Шавшукова // История и педагогика естествознания. 2019. - № 3. – С. 33–39.

УДК 622.245.5:666.942.5

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ПРИ НЕПОЛНОМ ВЫТЕСНЕНИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Факих Хассан, Хасаев Рагим Ариф Огы

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Email: Hassan.fakih.99@mail.ru

Проблема неполного вытеснения бурового раствора остается одним из ключевых факторов, снижающих надежность цементирования обсадных колонн. Образование зон контаминации на границе раздела фаз приводит к формированию неоднородного цементного камня с низкими прочностными и изоляционными характеристиками. В связи с этим актуальной задачей является теоретическое обоснование выбора рецептур тампонажных материалов, способных минимизировать негативные последствия данного технологического нарушения.

Ключевые слова: Зола-уноса, полиокс, стиромаль, цементный раствор, цементирование, ультразвук, вытеснение бурового раствора, прочность, цементный камень.

Нарушение регламентированных параметров бурового раствора, выражающееся в росте плотности и фильтрации, а также в отклонении статических и динамических напряжений сдвига от проектных значений, является ключевым фактором, приводящим к осложнениям при проходке. Данные отклонения провоцируют ухудшение состояния ствола, проявляющееся в образовании каверн, локальных сужений, зон поглощения промывочной жидкости и формировании на стенках скважины утолщенной глинистой корки. В совокупности эти факторы создают условия, при которых становится невозможным достижение полного замещения бурового раствора тампонажной смесью[3].

На основе анализа физико-химических свойств и механизмов действия реагентов теоретически обосновать перспективность применения комплекса присадок на основе золы-уноса, полиокса и стиромаля для обеспечения стабильности прочностных характеристик тампонажного камня в условиях его потенциальной контаминации буровым раствором.

В основу работы положен аналитический обзор известных механизмов влияния указанных реагентов на свойства цементных систем:

Зола-уноса рассматривается как многофункциональная пуццолановая добавка, длительное взаимодействие которой с продуктами гидратации цемента должно приводить к уплотнению микроструктуры камня и компенсации прочностных потерь.

В ходе очистки дымовых газов угольных электростанций образуется зола-унос, которая подвергается дальнейшей переработке методом водной флотации без применения химических реагентов. Конечным продуктом данного технологического процесса является сыпучий материал серого цвета, не склонный к образованию комков и уплотнений. Продукт состоит из микроскопических сферических частиц диаметром от 20 до 200 микрометров. Химический анализ показывает следующий компонентный состав в массовых процентах: диоксид кремния – 53,8%, оксид алюминия – 30,6%, оксид железа – 4,2%, оксид калия – 6,2%, оксид магния – 1,6%, оксид натрия – 1,1%, диоксид титана – 0,9%, оксид кальция – 0,8%, остальное составляют другие примеси. Физической характеристикой материала является насыпная плотность, равная 415 килограмм на кубический метр. Согласно существующей классификации, указанный продукт относится к категории неперерабатываемых производственных отходов[1].

Основным минусом применения расширяющего компонента служит необходимость введения значительного количества пластифицирующей присадки. Данное обстоятельство не только повышает итоговую стоимость материала, но и вызывает замедление процессов схватывания в композициях, произведенных на базе портландцемента[4].

Полиокс (ПЭО) анализируется с позиций его способности модифицировать реологические свойства тампонажной смеси, улучшая ее вытесняющую способность и снижая риск седиментации твердой фазы при контаминации.

Качество проведения цементировочных работ и общая результативность бурения в значительной степени определяются степенью очистки скважинного ствола. Хотя горизонтальные скважины (ГС) являются предметом многочисленных исследований, а также разрабатываются новые концепции повышения эффективности удаления шламовых отложений, достижение стабильно высокого уровня очистки остается сложной задачей. Это объясняется коренными различиями в гидродинамических условиях транспортировки твердой фазы в высокоотклоненных и горизонтальных стволах по сравнению с вертикальными скважинами (ВС). Промывка ГС, особенно значительной протяженности, представляет собой комплексную гидродинамическую проблему, от корректного решения которой напрямую зависит успех всего проекта. Несмотря на идентичность базовых требований к очистке для вертикальных и горизонтальных стволов, процесс очистки ГС имеет уникальную технологическую специфику.

Стандартная технологическая схема очистки скважинного ствола в большинстве случаев предполагает применение гелеобразующих полимерных материалов (ГПМ). Наилучшие результаты демонстрируют составы, созданные на базе полимера ПОЛИОКС. Ключевой особенностью таких материалов является их способность к дилатансии — резкому увеличению вязкоупругих характеристик при механическом воздействии. Однако в статическом состоянии система релаксирует, возвращаясь к свойствам стандартного глинистого раствора. Именно это ярко выраженное дилатансное поведение, активируемое по специально разработанному технологическому регламенту, и обеспечивает рекордную эффективность очистки ствола по сравнению с альтернативными композициями[2].

Стиромаль изучается как реагент, требующий строгого дозирования, поскольку его газообразующая функция, с одной стороны, необходима для компенсации давления, а с другой – может стать источником формирования неравномерной пористой структуры при взаимодействии с буровым раствором.

В качестве метода контроля предлагается использование ультразвукового анализатора MODEL 120-51 TWIN CELL UCA, принцип действия которого основан на корреляции между скоростью прохождения ультразвуковой волны и прочностью материала.

Испытания на данном приборе MODEL 120-51 TWIN CELL UCA позволят определить акустический импеданс, прочность на сжатие, время прохождения и температура, которые нужны для определения прочности цементного камня в зависимости от температуры, давление и время. Также проведенные эксперименты показывают графики при разных температур, где можно определить прочности цементного камня при давление 50, 500, 2000, также показывает через какой время набрал такое давление. Благодаря этому можно оценивать прочность цементного камня под давлением и сцепления цемента с обсадной колонне[5].

График представлен на рис.1.

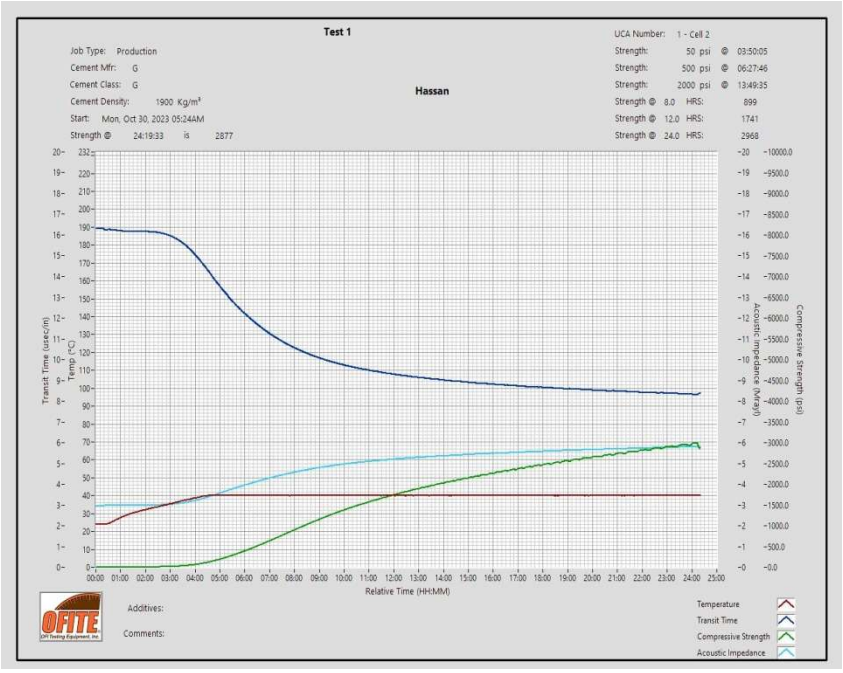


Рис.1: Результат проведенный эксперимент при температуре 40 градусов

Методологический подход и используемые материалы

В ходе работы проводилась экспериментальная оценка образцов, созданных на базе тампонажного портландцемента ПЦТ-I-50 с включением специализированных модифицирующих компонентов:

Зола-уноса – применялась в роли полифункционального минерального компонента пуццолановой природы, направленного на совершенствование структурных характеристик цементной матрицы.

Полиокс – использовался в качестве реологического модификатора, обеспечивающего регулирование фильтрационных и реологических показателей смеси.

Стиромаль – применялся как газообразующий реагент для управления давлением в комплексе "кольцевое пространство – продуктивный пласт".

С целью имитации условий технологического нарушения осуществлялось дозированное смешивание тампонажного состава с буровым раствором полимерного

типа в интервале концентраций 5-15%. Мониторинг кинетики структурообразования и трансформации прочностных характеристик при сжатии в условиях пластовых термобарических параметров выполнялся в режиме непрерывной регистрации с применением ультразвукового анализатора MODEL 120-51 TWIN CELL UCA. Фундаментальный принцип действия аппаратуры основан на выявлении корреляционной зависимости между скоростью прохождения ультразвуковой волны сквозь образец и его механической прочностью.

Анализ полученных результатов и выводы

Экспериментальные исследования позволили выявить многокомпонентный характер воздействия изучаемых реагентов:

Интеграция золы-уноса в состав способствовала созданию более однородной и уплотненной микроструктуры цементного камня при длительном твердении (свыше 48 часов), при этом на начальных стадиях процесса (до 24 часов) отмечалась определенная ретардация кинетики отверждения.

Полиокс подтвердил свою результативность в качестве стабилизирующего агента реологических характеристик, гарантируя повышенную резистентность системы к седиментационным процессам в условиях контаминации, что благоприятно отразилось на гомогенности опытных образцов.

Необходимо отметить, то что температура деградации Полиокса составляет не менее 300 градусов, то есть, состав подходит для крепления высокотемпературных скважин.

Воздействие Стиромаля отличалось выраженной нелинейной зависимостью: критически значимым фактором являлось точное дозирование реагента, поскольку превышение оптимальной концентрации инициировало дезинтеграцию структуры камня и существенное снижение прочностных показателей.

Обнаружен синергетический эффект от комбинированного использования указанных модификаторов. Максимальная эффективность в контексте сохранения прочностных характеристик (снижение не более 20% при 10% уровне контаминации в течение 24 часов) была продемонстрирована составом с оптимизированным соотношением компонентов «зола-уноса – Полиокс – Стиромаль».

Подтверждена значимая диагностическая ценность ультразвуковой технологии контроля с задействованием прибора UCA MODEL 120-51. Данная методика обеспечивает возможность высокоточной фиксации в режиме реального времени структурных преобразований цементного камня, индуцированных как введением химических модификаторов, так и смоделированными технологическими отклонениями.

Практическая реализация и значимость

Разработанная композиция тампонажного материала рекомендована к применению в осложненных условиях с повышенной вероятностью неполного замещения бурового раствора. Ее использование способствует повышению надежности цементировочных операций и обеспечивает долговременную герметичность затрубной зоны.

На основании анализа литературных данных предполагается выявить синергетический эффект от комбинации реагентов. Прогнозируется, что полиокс обеспечит улучшение реологии и однородности системы, зола-уноса компенсирует долговременное падение прочности, а строго нормированное количество стиромаля позволит минимизировать его деструктивное влияние на формирующуюся структуру камня.

Теоретически обоснована целесообразность применения неразрушающего ультразвукового метода контроля с помощью прибора UCA для мониторинга

кинетики структурообразования в условиях, имитирующих пластовые, и для оценки степени влияния контаминации на прочностные показатели.

Разработана принципиальная схема проведения последующих экспериментальных исследований, включающая этапы подбора оптимального соотношения компонентов, моделирования контаминации и верификации прочности ультразвуковым методом.

Теоретические положения, изложенные в работе, формируют научную основу для разработки новых рецептур тампонажных материалов, устойчивых к технологическим нарушениям. Предложенный подход направлен на повышение надежности цементирования в интервалах с повышенным риском некачественного вытеснения бурового раствора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авторское свидетельство СССР № SU 1645281 A1: Реагент для обработки глинистого бурового раствора / Новиков Г.П., Евецкий В.А., Давыдов И.М., Кизильштейн Л.Я., Воробьев Г.А., Новожилов Б.А., Костышев А.Н.; заявитель и патентообладатель Ростовский государственный университет. – № 4652394; заявлено 13.01.1989; опубл. 30.04.1991, C09K 8/24.

2. Мирзаев Э.С. Характеристика сложностей в процессе бурения горизонтальных скважин при качественной промывке скважины и извлечении растворов на поверхность // Universum: технические науки. – 2024. – № 2-4(119). – С. 37-40. – eISSN 2311-5122.

3. Овчинников П.В. Актуальные задачи, современные технологии и тампонажные материалы для цементирования скважин // Наука, техника, инновации. Сборник статей по материалам XV конференции. ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), Москва, Российская Федерация. С. 310.

4. Патент РФ № 2840421 C1. Расширяющая добавка к цементу на основе высококальциевой золы уноса / Барабанщиков Ю.Г., Усанова К.Ю., Кротова В.Ф.; патентообладатель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого" (ФГАОУ ВО "СПбПУ"). – № 2024124389; заявл. 21.08.2024; опубл. 23.05.2025, Бюл. № 15, С. 3.

5. Факих Х., Ермолаева Л.В. Применение ультразвукового метода для определения прочности цементного камня // Ашировские чтения. Самарский государственный технический университет. Том 3-2023. С. 57-60.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ГАЛОГЕНЕЗА В ВОЛГО-УРАЛЬСКОМ БАССЕЙНЕ

Д.А. Баев, М.Г. Казазян*

**Научный руководитель: старший преподаватель*

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
dabaev-2005@mail.ru, kazazyan98@mail.ru

Аннотация. Галогенез в Волго-Уральском бассейне представляет собой фундаментальный процесс формирования эвапоритовых отложений, определяющий геологическую эволюцию и ресурсный потенциал региона. В статье систематизированы этапы галогенеза: от эпизодического осаждения сульфатов в фаменском ярусе девона до кульминации в кунгурском ярусе перми и постгалогенных процессов соляной тектоники. На основе стратиграфических, минералогических, изотопных и палеогеографических данных проанализировано влияние аридного климата, тектонических прогибов и барьерных рифов. Выявлена роль эвапоритов в нефтегазоносности и добыче солей. Результаты подчеркивают уникальность бассейна как модели глобальных палеоклиматических циклов и индикатора тектонической эволюции Восточно-Европейской платформы.

Ключевые слова: галогенез, эвапориты, Волго-Уральский бассейн, кунгурский ярус, соляная тектоника, Предуральский прогиб, нефтегазоносность.

1. Введение

Галогенез — это многостадийный геохимический процесс, включающий образование, миграцию и диагенез растворимых солей (эвапоритов) в условиях интенсивного испарения и повышенной солености водоемов. Глобально эвапориты покрывают около трети поверхности континентов, образуя пояса от Причерноморья до Средней Азии. В России ключевыми провинциями являются Прикаспийская и Волго-Уральская, где пермские толщи достигают километровых мощностей.

Волго-Уральский бассейн (территория Самарской и Оренбургской областей, ~110 тыс. км²) — классический объект изучения галогенеза на Восточно-Европейской платформе. Здесь развиты мощные соленосные формации кунгурского яруса (100–2000 м), ассоциированные с Илецким (1,5 млрд т соли), Бузулукским и Сорочинским месторождениями. Тектоническое положение на стыке Волго-Уральской антеклизы, Предуральского прогиба и Прикаспийской синеклизы предопределило уникальные условия осадконакопления.

Актуальность: 1) Эвапориты формируют 70% нефтегазовых ловушек региона; 2) Потенциал калийных солей (>500 млн т); 3) Необходимость реконструкций для прогнозирования рисков (карст, миграция рассолов); 4) Индикатор глобальных изменений (пермское вымирание). Цель — комплексный анализ эволюции галогенеза. Задачи: стратиграфическая корреляция, палеореконструкции, оценка значимости. Методы: анализ >500 кернов, GIS-моделирование, изотопный анализ ($\delta^{34}S$, $\delta^{18}O$), сравнение с аналогами (Зехштейн, Михоаккан).

2. Геологическое строение бассейна

Бассейн сформирован на архейско-протерозойском фундаменте (глубина 1,4–7 км: гнейсы, гранитоиды), перекрытом фанерозоем (1–20 км). Стратиграфия: докембрий (рифей: песчаники); палеозой (девон: рифы; карбон: угли; пермь: эвапориты); мезозой (триас–мел: терриген); кайнозой (аллювий). Галогенез — пермский пик в аридных условиях.

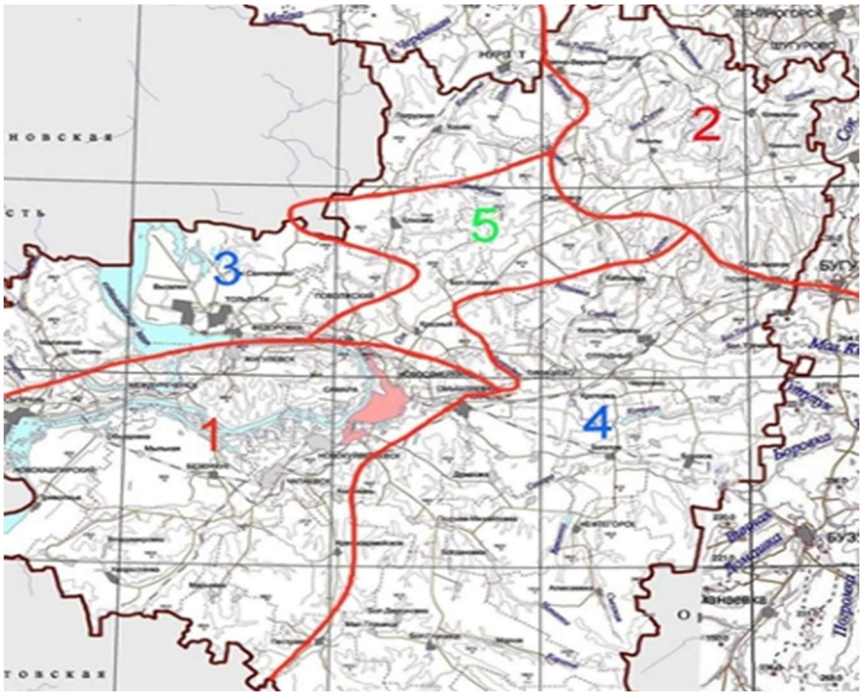


Рис. 1. Схема тектонического районирования территории Самарской области. Положительные структуры: 1 – Жигулёвско-Пугачёвский свод; 2 – Южно-Татарский свод; отрицательные структуры; 3 – Мелекесская впадина, 4 – Бузулукская впадина; связующие структуры: 5 – Сокская седловина

3. Этапы галогенеза

3.1. Девонский этап (фаменский ярус, 372–358 млн лет)

Девонский галогенез маркирует начальную фазу эвапоритообразования на Восточно-Европейской платформе, связанную с глобальной регрессией в позднем девоне. В Волго-Уральском бассейне осаждение происходило эпизодически в Волго-Сокскойпалеовпадине — узкой депрессии шириной 50–80 км, вытянутой вдоль современной Самарской Луки. Соленость достигала 100–150 г/л, что позволяло осаждать преимущественно сульфаты: гипс и ангидрит мощностью 15–30 м, реже до 50 м в центральных частях.

Географическое распределение. Основные локусы: Самарская Лука (скважины у Жигулей фиксируют 20–25 м гипсовых прослоев в доманиковых сланцах), Кинель-Черкасский район (гипсово-доломитовые пачки до 30 м), юг Оренбургской области (локальные купола ангидрита в фаменских карбонатах). На западе (Мелекесская впадина) эвапориты отсутствуют из-за открытого морского режима.

Текстуры и цикличность. Керновый материал показывает слоистую текстуру: чередование тонких (1–5 см) пластов гипса с глинисто-доломитовыми прослоями. Циклы (3–5 на разрез) отражают колебания уровня моря на 10–20 м, вызванные гляциоэвстазией Гондваны. Нижние части циклов — ламинированные гипсы (субаквальная осадка), верхние — нодулярные ангидриты (субаэральная экспозиция). Изотопы серы $\delta^{34}S$ = +20–25‰ подтверждают морской источник сульфатов, без значительного бактериального фракционирования.

Палеогеография. Бассейн представлял мелководную лагуну, изолированную рифовыми барьерами франского яруса. Приток морской воды с востока (через Уральский палеоокеан) чередовался с аридными фазами. Трансгрессии в турнейском ярусе карбона полностью прекратили галогенез, растворив верхние гипсы и сформировав брекчии растворения. Этот этап заложил основу для пермских толщ: фаменские сульфаты стали нуклеусами для ангидритовых платформ кунгура.

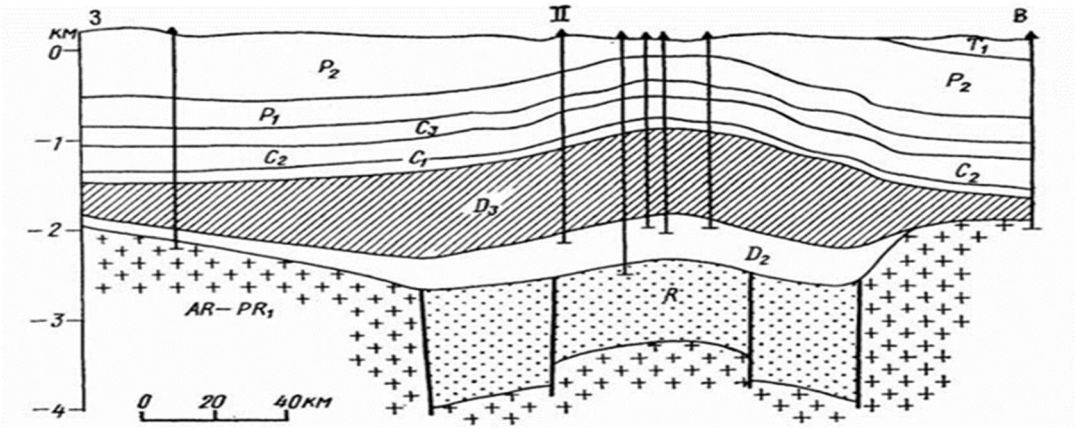


Рис. 2. Стратиграфический разрез фаменскихэвапоритов в Самарской Луке

3.2. Пермский основной этап (кунгурский ярус, 283–272 млн лет)

Кульминация галогенеза пришлась на кунгурский ярус ранней перми — период максимальной аридизацииПангеи. Субтропический климат (T=30–40°C, осадки <200 мм/год) сочетался с тектоническим опусканием Предуральского прогиба (~1 км/млн лет) и изоляцией рифовыми барьерами Илецкого вала. Бассейн превратился в гигантскую эвапоритовую систему площадью ~80 тыс. км² с градиентом мощностей от 100 м на западе до 2000 м на востоке.

Фазы осаждения и минералогия.

Фаза осаждения	Соленость (г/л)	Минералы	Мощность (м)	Региональные особенности
Карбонатная	50–100	Доломиты, известняки	50–100	Платформенные банки (Самарская область)
Сульфатная	100–300	Гипс, ангидрит	200–400	Лагуны Предуралья, пирит в нижних пачках
Хлоридная	300–400	Галит, сильвин, карналлит	300–700	Центральный прогиб, калий в Илецке

Карбонатная фаза начиналась с трансгрессии через барьеры: осаждались доломитовые илы на мелководье (глубина 5–20 м). В Самарской области — биогермные известняки с водорослями; в Оренбуржье — ламинированные доломиты.

Сульфатная фаза — пик испарения: гипсовые платформы (сабха) чередовались с ангидритовыми куполами. В Предуралье мощность до 400 м, с прослоями пирита (бактериальная сульфатредукция). Цикличность: 7–10 мегаслоев, каждый — регрессивный цикл.

Хлоридная фаза — финальная изоляция: галитовые толщи с калийными зонами (сильвин в Илецком месторождении: 1,5 млрд т). Скорость осаждения ~1 км/млн лет. Палеотечения: приток с запада через узкие проливы (ширина <10 км).

Региональные вариации. В Самарской области толщи тоньше (100–300 м), преобладает ангидрит из-за частичной связи с морем. В Бузулукской впадине — галитовые купола с карналлитом. Илецкое месторождение — эталон: 12 ритмов галита по 50–60 м.

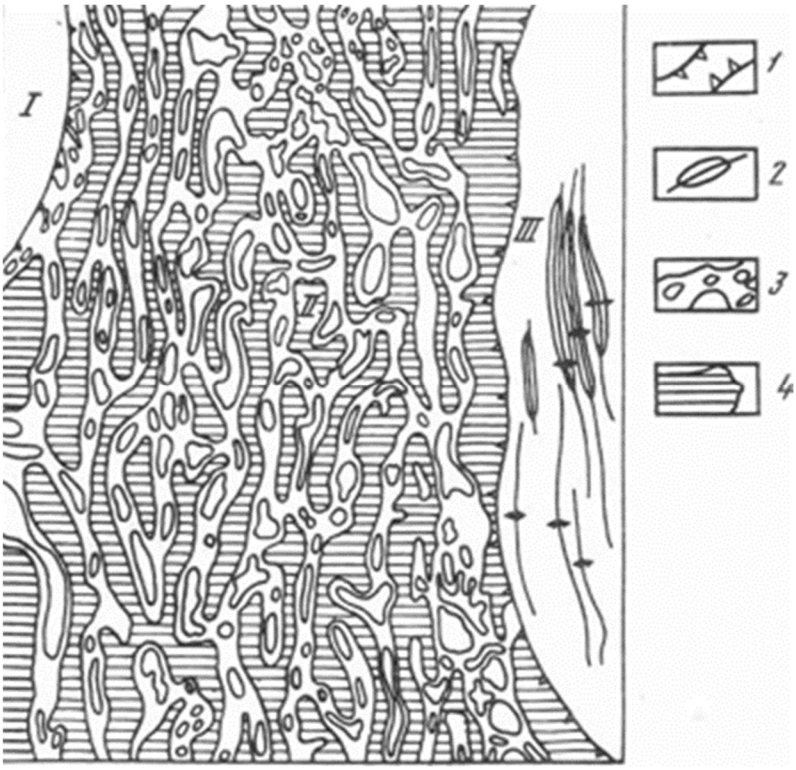


Рис. 3. Палеогеографическая схема кунгурского бассейна: рифы, лагуны, центры осаждения
Схема соляной тектоники Южного Предуралья: I - Волго-Уральская антеклиза; II - Предуральский краевой прогиб; III - Западный склон Южного Урала; 1 - границы распространения соляной тектоники; 2 - линейные складки западного склона Южного Урала; 3 - соляные поднятия; 4 - межкупольные синклинальные блоки

3.3. Постгалогенные процессы (мезозой–кайнозой).

После кунгурагалогенез прекратился из-за увлажнения климата и уральского орогенеза. В уфимском ярусе перми началась эрозия солей: формирование кор выветривания (глинисто-гипсовые брекчии).

В триасе–юре соляная тектоника активизировалась под нагрузкой терригенных толщ.

Механизмы диапиризма. Пластичный галит (вязкость 10^{18} Па·с) выдавливался в зоны меньшего давления: >20 диапиров, крупнейший — Бузулукский (Ø10 км, подъём 1,5 км). Фазы: 1) триас — инициация; 2) юра–мел — прорыв; 3) кайнозой — стабилизация. Эффекты: антиклинальные ловушки УВ (Оренбургское ГКМ), карстовые воронки (Илецк: >100 полостей).

Эволюция. В неогене диапиры пронизали меловые отложения, формируя соляные штоки. Современная эрозия обнажает соли в Жигулях.

4. Научная, экономическая и экологическая значимость.

Экономическая: Соль — 2 млрд т запасов; калий — 500+ млн т. Нефть/газ: 30% ловушек (Бузулукское НГМ). Добыча: Илецк (>50 лет).

Научная: Модель пермского аридизма; корреляция с глобальными событиями. Прогноз: 3D-модели → +20% открытий.

Экологическая: Риски: карст, засоление грунтовых вод. Мониторинг: GIS для устойчивой добычи.

Перспективы: Разведка 20 диапиров (<500 м); биомаркеры для палеоклимата.

Показатель	Текущие запасы	Потенциал
Каменная соль	1,5 млрд т	+0,5 млрд т
Калийные соли	0,3 млрд т	+0,2 млрд т
Нефть/газ (ловушки)	500 млн т	+30%

5. Заключение

Геологическая эволюция галогенеза в Волго-Уральском бассейне иллюстрирует динамику палеозойских процессов на платформе: от локального девонского эпизода (сульфаты в лагунах) через пермский пик (мощные эвапориты в изолированных бассейнах) к мезозойско-кайнозойской соляной тектонике (диапиры как ловушки). Ключевые факторы: аридный климат (T=30–40°C, осадки<200 мм/год), тектоника (опускание Предуралья 1 км/млн лет), барьеры (рифы). Минералогическая последовательность (карбонаты → сульфаты → хлориды) и изотопы подтверждают морскую генезис с локальными континентальными примесями. Значимость многогранна: экономическая — база для добычи солей (Илецк: 10% РФ) и УВ (20% волго-уральских запасов); научная — архетип глобального галогенеза (аналог Зехштейна), индикатор пермско-триасового кризиса; экологическая — вызовы (карст в Илецке: 100+ полостей) и возможности (минеральные воды). В контексте энергоперехода: калий для удобрений (+10% урожая), соль для химпрома. Перспективы исследований: 1) 4D-моделирование диапиризма (AI+сеизм); 2) Микробиомэвапоритов (биомаркеры); 3) Климатические аналогии (будущая аридизация). Разведка: 20 диапиров → +1 млрд т ресурсов. Бассейн — ключ к устойчивому развитию Поволжья.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Перельман А. И. Галогенез - процессы накопления ионов и растворимых солей. Геохимия галогенеза. Твердые продукты галогенеза —растворимые соли эвапориты// Геохимия природных вод, М.: «Наука», 1983
2. Фролов В. Т. Галогенез / Большая российская энциклопедия, 2006.
3. Моров В.П., Морова А.А. Стратиграфия региона
4. Геологическое строение Оренбургской области.
5. Геология и нефтегазоносность палеозоя Оренбургской области и прилегающих районов, Москва // Недра, 1968 г., 93 стр.

6. Березина Н.Ф., Ворожбит А.Л., Зайченко Л.И., Короткова Е.И., Крюхина В.П., Леонова Л.В., Макарова С.П., Маркова Т.Н., Осипенко Н.Г., Петрова Н.А., Ситникова Л.М., Харина В.Б., Щербакова А.И. Стратиграфия, литология и фации допалеозойских и палеозойских отложений новых разведочных площадей Оренбургской области за 1981-1983 гг // Оренбург, 1983 г., 292 стр.

7. Гидрогеология СССР, Том XLIII, Оренбургская область. Рельеф и геологическое строение. Институт степи Уральского отделения Российской академии наук. https://orensteppe.org/content/orenburgskaya-oblast-geologicheskoe-stroenie

8. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области - Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997 - 272 с.

9. Общие проблемы галогенеза / редакторы:А. Л. Яншин, Г. А. Мерзляков // М.: «Наука», 1985. – 268с.

10. Лядский П. В., Кваснюк Л. Н., Жданов А. В., Чечулина О. В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000(третье поколение). Серия Уральская. Лист M-40 (Оренбург) с клапаном M41. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. 392 с.

11. Обстановки осадконакопления и фации/ редакторы: Рединг Х.Г.// Москва, Мир, 1990 г., 384 стр.

АКТУАЛЬНОСТЬ НЕФТЕДОБЫЧИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.А. Банев, М.Г. Казазян*

**Научный руководитель: старший преподаватель*

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия
sbanev2005@mail.ru

Аннотация. Западная Сибирь — основной регион добычи нефти и газа в России, и её ресурсы составляют основу энергетической и экономической безопасности страны. Благодаря нефте-газоностности данного региона, РФ входит в тройку стран по добыче нефти в мире.

Ключевые слова: Западная Сибирь, актуальность нефтедобычи.

Введение

Западная Сибирь — крупнейшая нефтегазоносная провинция мира, на долю которой приходится более 60 % общероссийской добычи нефти и 40 % газа. Регион охватывает территорию Ханты-Мансийского (ХМАО) и Ямало-Ненецкого (ЯНАО) автономных округов, а также части Томской, Новосибирской, Омской и Тюменской областей. По состоянию на 2025 год здесь сосредоточено 1 842 месторождения, из которых 1 412 — нефтяные. Начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 29,4 млрд т, из которых уже добыто 21,8 млрд т (74,1 %).

Актуальность нефтедобычи в Западной Сибири связана с сочетанием геологических особенностей добычи нефти, технологий и инфраструктуры, а также с экологическими вызовами. Актуальность темы обусловлена несколькими факторами:

- Энергетическая безопасность России:
  Западная Сибирь обеспечивает 12–15 % ВВП и до 40 % экспортных доходов от углеводородов.
- Глобальный контекст:
  Россия входит в тройку мировых лидеров по добыче нефти, и стабильность поставок из Сибири критически важна в условиях волатильности рынка и соглашения OPEC+.
- Технологический переход:
  зрелые месторождения (Самотлорское, Приобское) находятся в стадии истощения, что требует перехода к освоению трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) — 18–20 млрд т из 56 млрд. т остаточных геологических запасов.
  Экологические и социальные вызовы: интенсивная разработка в условиях тундры и вечной мерзлоты приводит к деградации экосистем, разливам нефти и социальным конфликтам с коренными народами.

Цель исследования — определить актуальность нефтедобычи в Западной Сибири в 2025 году с учётом геологических, технологических, инфраструктурных и экологических факторов.

Задачи:
Охарактеризовать геологические особенности провинции.
Проанализировать применяемые технологии и инфраструктуру.
Оценить экологические вызовы и перспективы освоения ТрИЗ.

По данным исследований, геологические ресурсы нефти в Западной Сибири оцениваются в 56 млрд тонн. Большинство выявленных залежей относится к категории небольших месторождений, требующих дальнейшей геологоразведки. Например, Хвойное месторождение, которое находится на северо-западе Томской области.

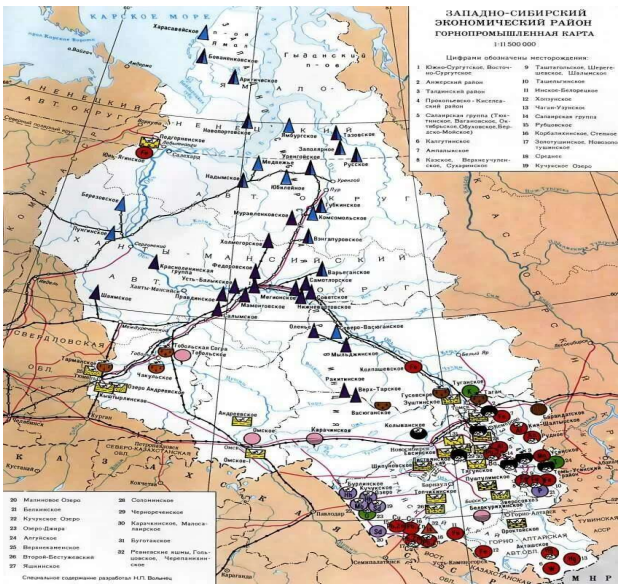


Рис 1. Месторождения Западной Сибири

Геологические особенности добычи нефти в Западной Сибири

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция представляет собой эпипалеозойскую тектоническую плиту с мощным мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Некоторые особенности:

1) В осадочном чехле выявлен ряд крупных сводов, мегавалов, прогибов и рифтовых впадин, осложнённых локальными поднятиями.

2) Нефтегазоносные горизонты приурочены в основном к отложениям юры, мела (неоком и сеноман). Продуктивные горизонты залегают на глубине 0,7–4 км.

3) Породы, содержащие нефть и газ, представлены песчаниками и алевролитами юрского и мелового возраста. Мощность нефтегазоносных пластов — от 1 до 45 м, глубина залегания — 1,5–3км.

Нефтегазоносность приурочена преимущественно к отложениям юры и мела (неоком, сеноман). Глубина залегания продуктивных пластов варьируется от 0,7 до 4,0 км. Основные коллекторы — песчаники и алевролиты юрского и мелового возраста.

Примером небольшого месторождения, требующего доразведки, является Хвойное месторождение (северо-запад Томской области), где выявлены залежи в неокомских отложениях с начальной нефтенасыщенностью до 75 %.

Для разработки месторождений в Западной Сибири используются передовые технологии. Использование технологий гидроразрыва пласта (ГРП) для повышения извлекаемости нефти, особенно в низко проницаемых породах. Разработка на естественном режиме без применения заводнения, что требует более точечного бурения и увеличения зоны, вовлекаемой в добычу для каждой скважины. Горизонтальное и многозабойное бурение — длина горизонтального ствола до 2 000 м, до 20 боковых стволов.

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) — 15–25 стадий на скважину, особенно эффективен в низкопроницаемых коллекторах баженовской свиты. Потокоотклоняющие технологии — полимерные гели, пеносистемы для выравнивания фронта вытеснения. Разработка на естественном режиме — применяется на арктических месторождениях (Новопортовское), минимизирует обводнённость.

Инфраструктура представляет собой трубопроводную сеть: более 120 000 км, включая магистрали «Заполярье – Пурпе – Самотлор», вахтовые посёлки: свыше 300 объектов, обеспечивающих ротацию 150 000 человек, установки подготовки нефти (УПН): 280 единиц, мощность — до 350 млн т/год. Логистика: ледовые дороги, вертолётные площадки, речной транспорт (Обь, Иртыш).

Перспективы нефтедобычи

Перспективы нефтедобычи заключаются в разработке трудно извлекаемых запасов. В Западной Сибири сосредоточены запасы трудно извлекаемой нефти, такие как баженовская свита, — их разработка может значительно увеличить добычу нефти в регионе. Также они заключаются во внедрении новых технологий — применение современных технологий позволяет повысить эффективность добычи и снизить затраты. Подводя итоги хочется сказать, что несмотря на все трудности и экологические проблемы, добыча нефти все еще остается актуальной отраслью в Западной Сибири. Даже несмотря на то, что по некоторым прогнозам до 2035 года доля западносибирских месторождений в общей добыче нефти в России сократится с 21% до 19%.

Заключение

Таким образом, актуальность нефтедобычи в Западной Сибири определяется не только текущим вкладом в ВВП (около 12–15 %), но и стратегической ролью региона как плацдарма для апробации инновационных технологий, обеспечивающих переход к устойчивой разработке трудноизвлекаемых запасов. Дальнейшее развитие отрасли возможно при условии синергии государственной поддержки, частных инвестиций и научно-технического прогресса, что позволит сохранить лидерские позиции России на глобальном нефтяном рынке в условиях энергетического перехода. Баженовская свита и доюрские отложения открывают новые горизонты добычи. Несмотря на экологические вызовы и снижение доли в общероссийском объёме, синергия государственной поддержки, частных инвестиций и научно-технического прогресса позволит сохранить лидерство России на глобальном нефтяном рынке в условиях энергетического перехода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ИНГГ СО РАН: остаточные запасы нефти в Западной Сибири оценены в 56 млрд тонн // Нефть и Газ. 2024.
2. Конторович А. Э., Эрнст Р. Э. Геология и минеральные ресурсы Сибири. Новосибирск: Гео, 2023. 512 с.
3. Брехунцов А. М., Нестеров И. И., Нечипорук Л. А. Битуминозные глинистые отложения баженовского горизонта — приоритетный стратегический объект нефтедобычи в Западной Сибири // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 7. С. 912–919.
4. Запивалов Н. П. Западно-Сибирская нефть: история и перспективы // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 1(20). С. 7–16.
5. Запивалов Н. П. Нефть XXI века: новая парадигма // Георесурсы. 2020. Спецвыпуск. С. 15–18.

ОСОБЕННОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ ОРЕНБУРЖЬЯ

М.Г. Казазян*, О.В. Бодрова

**Научный руководитель: старший преподаватель*

Самарский государственный технический университет, Институт нефтяных технологий, Самара, Россия

E-mail: ***ol2bova01@mail.ru*****,*** ***kazazyan98@mail.ru***

Аннотация. В статье представлен комплексный обзор геологического строения, ресурсов и специфики разработки углеводородных месторождений Оренбургской области. Раскрыты особенности тектонического строения, стратиграфии, характера нефтяных и газоконденсатных залежей, а также приведён анализ физических и химических свойств флюидов.

Ключевые слова: оценка углеводородов, газоконденсат, геологическое строение, сернистость, смолистость.

Введение

Углеводородные месторождения Оренбуржья представляют собой важный элемент энергетической инфраструктуры России, играя ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности страны и развитии её экономики. Оренбургская область, обладая значительными запасами нефти и газа, является одним из ведущих регионов по добыче углеводородов. Однако, несмотря на богатые ресурсы, эффективность их разработки сталкивается с рядом вызовов, включая экологические проблемы, необходимость внедрения инновационных технологий и конкуренцию на рынке. В связи с этим, комплексный анализ углеводородных месторождений Оренбуржья становится актуальной задачей, способствующей не только повышению эффективности добычи, но и устойчивому развитию региона. [1]

Геологическое строение региона: геологическая структура углеводородных месторождений Оренбуржья представляется сложным и многоуровневым кольцом, формирующимся под воздействием тектонических процессов, осадочного насыщения и временных изменений климата. Основным элементом данной структуры являются осадочные формации, обусловленные литологическими особенностями и тектоническими условиями региона. Месторождения, находящиеся в этой области, можно разделить на несколько ключевых формаций, включая позднеюрские и меловые отложения, которые являются главными резервуарами для углеводородов.

Литологические характеристики данных формаций включают глины, известняки, песчаники, что непосредственно влияет на способность породы хранить углеводороды. Пористость и проницаемость резервуаров определяют, как эффективно углеводороды могут мигрировать внутри геологической структуры. Образование шельфовых и континентальных слоёв также играет роль в распределении углеводородов, что важно для оценки потенциальных запасов.

Важным аспектом анализа геологической структуры является тектоническая активность, которая приводит к образованию сводов, склонов и разрывов, а также к формированию зон реального земного давления. Эти факторы влияют на зародыши углеводородов, их миграцию и накопление. Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, как одно из крупнейших в регионе, иллюстрирует взаимодействие различных геологических процессов. Здесь известняковые породы образующихся структур способствуют образованию надводных резервуаров, а также формируют контуры месторождения. [2]

Специфика Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения заключается также в наличии множества горизонтов, что создаёт различные типы резервуаров с переменной пористостью. Кроме того, зональные продавливания и перемежающиеся слои с различными физическими свойствами обуславливают неоднородное распределение углеводородов, что важно учитывать при плане разработки.

Наличие близлежащих соляных куполов является дополнительным фактором, к которому необходимо отнестись с учётом накапливания углеводородных ресурсов. Они действуют как плиты и барьеры, предотвращающие дальнейшую миграцию углеводородов. Эта особенность определяет как локализацию, так и объем запасов в данном регионе.

Геолого-технологические сложности освоения: нефть крупного Оренбургского месторождения залегает в нефтяных оторочках, представленных тремя обособленными участками. Основные запасы сосредоточены в карбонатном артинском горизонте нижней перми (66% от разведанных), на глубинах 1790-1990 м.

Этаж нефтеносности составляет 10–110 м. Нефть артинского горизонта легкая (0,836 г/см3), среднесернистая (1,1%), парафинистая (3,3%); характеризуется малой вязкостью (0,97 мПа*с) и небольшим содержанием смол и асфальтенов (5,4 %). Эксплуатация оренбургских месторождений сопряжена со значительными трудностями, вызванными сложным геологическим строением залежи, многокомпонентностью, агрессивностью и токсичностью газа. По объему нефтедобычи Оренбургская область занимает шестое место в России. В последние годы благодаря применению современных технологий на давно разрабатываемых месторождениях падение добычи нефти сменилось на рост. По результатам геологоразведочных работ на государственный учет поставлено 16 нефтяных месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий С1 – 12,060 млн. т, С2 – 2,955 млн. т. В итоге извлекаемые запасы нефти в области увеличились кат. А+В1+С1 на 41,196 млн. т, или на 4,60 %, категорий В2+С2 – на 18,668 млн. т (6,88 %)[5].

Оренбургская область отличается богатым и многообразным запасом минеральных ресурсов, обусловленным уникальностью её геологической структуры. Область значительно опережает большинство регионов европейской части России по объёму природных богатств. Разведанных запасов достаточно для поддержания текущего уровня добычи нефти ещё около трёх десятилетий, природного газа — примерно четыре десятилетия. Однако существуют факторы, осложняющие экономическое использование этого потенциала. Среди них выделяются длительное освоение и исчерпанность отдельных месторождений, усложнение горногеологических условий эксплуатации и добычи сырьевых ресурсов (глубоко расположенные месторождения, исчезновение пластовых давлений в нефтегазоносных районах). Это требует внедрения дорогостоящих технологий и методов извлечения полезных ископаемых, а также дополнительных финансовых вложений в мероприятия по восстановлению земель, защите почвенного покрова и повышению плодородия территорий.

Заключение

Проведен анализ характеристики многопластовой системы месторождений Оренбургской области. Система обладает сложным 112 геологическим строением и литологией, имеет собственный перечень аспектов контроля и регулирования разработкой. Оренбургская область остаётся одним из ключевых центров нефтегазодобычи в России, отличаясь сложностью геологического строения и уникальными характеристиками углеводородных ресурсов. Эффективное освоение требует научно обоснованных подходов, внедрения инновационных технологий и комплексного геолого-технологического мониторинга.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Захарченко М. В. Становление и развитие Оренбургского нефтегазового комплекса // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. — 2015. — № 4. — С. 47–50.

2. Метелкин Д. В., Верниковский В. А. Региональная геология России. — Санкт-Петербург: Изд-во СПбГУ, 2005. — 232-240 с.

3. Лядский и соавт. (2013) — Запасы и районирование нефтегазоносных комплексов.- Издательство Нефть и газ, Москва, 2005 г., 170-186 стр.

4. Вовремя открытое месторождение // Газпром добыча Оренбург: 40 лет великих свершений / сост. В.Н. Кузнецов. - Оренбург : Газпромпечать : Оренбурггазпромсервис, 2008. - С. 23-26.

5. Захарченко М. В. Становление, современное состояние и перспективы развития Оренбургского нефтегазового комплекса на основе оценки состава и свойств углеводородного сырья: дис. … канд. техн. наук. — Уфа, 2016. — 128-133 с., 137-138 с.

6. Казазян М.Г., Бабицкая К.И., Тупицына О.В., Пименов А.А. Применение химических растворов селективного действия для ликвидации техногенных залежей углеводородов. Уфа, Нефтегазовое дело. №5 2025 г. С. 68-84.

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ НА ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.Г. Казазян, К.В. Боярова

Самарский государственный технический университет
Институт нефтегазовых технологий
Самара, Россия
E-mail: kristinaboyarova@yandex.ru, kazazyan98@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу влияния геологической истории Прикаспийской впадины на формирование месторождений нефти. Рассмотрена многоэтапная эволюция впадины, начиная с рифтогенеза и глубокого прогибания бассейна. Показана решающая роль палеозойского подсолевого комплекса как основного генератора нефтематеринских пород, а также соляной толщи нижней перми в качестве регионального флюидоупора.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, геологическая история, подсолевой комплекс, соляная тектоника, надсолевой комплекс, нефтяные месторождения

Введение

Прикаспийская впадина является одним из крупнейших и перспективных нефтегазоносных бассейнов, привлекающим внимание геологов на протяжении многих десятилетий. Формирование современных нефтяных месторождений Прикаспийской впадины неразрывно связано с её многоэтапной геологической историей. Каждый этап оставил свой отпечаток на формировании как материнских пород, так и коллекторов, а также отразился на свойствах нефти. Изучение этой сложной взаимосвязи является ключом к пониманию текущего распределения запасов и к прогнозированию новых перспективных зон. Актуальность исследования определяется тем, что Прикаспийский бассейн является уникальным местом для изучения таких сложных и многообразных геологических процессов, как соляная тектоника, глубоководная седиментация, формирование подсолевых ловушек, а также особенностей генерации углеводородов в условиях сверхвысоких давлений и

температур. Эти специфические процессы требуют глубокого анализа их взаимосвязи с общим ходом геологической эволюции.

Связь геологической истории Прикаспийской впадины и нефтегазоносности

Прикаспийская впадина зародилась как рифтовая структура. Этот глубокий прогиб земной коры формировался на протяжении сотен миллионов лет и вобрал в себя осадочный материал мощностью свыше 20 километров. Именно в этих осадках, сложенных морскими, лагунными и континентальными породами, создались идеальные условия для накопления и сохранения углеводородов [1].

Главным фактором стало сочетание осадконакопления и тектонических движений. В палеозое (особенно в девоне и карбоне) территория Прикаспийской впадины представляла собой обширное мелководное море, где происходило активное накопление органического вещества [2]. Мелководные лагуны и анаэробные условия донных осадков способствовали захоронению остатков планктона и бентоса, которые со временем превратились в исходное органическое сырьё для нефти. Позднее, в пермском и мезозойском времени, происходили процессы опускания и погружения впадины, благодаря чему органическое вещество подвергалось термической переработке и переходило в нефть и газ [3].

Одновременно с формированием материнских пород образуются мощные карбонатные рифовые массивы на бортах впадины. Эти пористые и проницаемые структуры стали высокоэффективными коллекторами, способными вмещать огромные запасы углеводородов, как это наблюдается на месторождениях типа Тенгиз, Кашаган и Карачаганак. Внутри подсолевого комплекса также формировались глинистые и плотные карбонатные слои, служащие локальными флюидоупорами. Этим объясняется то, что карбонатные отложения являются основным нефтегазопродуктивным объектом бортов Прикаспийской синеклизы.

Особую роль сыграла соль верхнепермской толщи, образовавшаяся при высыхании древнего моря. Соленосные породы стали не только надёжной покрышкой, предотвращающей утечку углеводородов, но и пластичным материалом, формирующим соляные купола и складки, в которых нефть концентрировалась в ловушки. Такие геологические структуры стали основой крупнейших месторождений региона — Кашаганского, Тенгизского, Карачаганакского и других, представленных на рисунке 1. Также соляная покрышка эффективно изолирует подсолевые залежи от доступа кислорода и микроорганизмов, и это влияет на свойства нефти, предотвращая бактериальную деградацию нефти, которая в других регионах может значительно утяжелять нефть, увеличивать её вязкость и снижать качество. Именно благодаря соляному экрану нефть, например, таких месторождений, как Тенгиз и Кашаган является высококачественной и легкой.

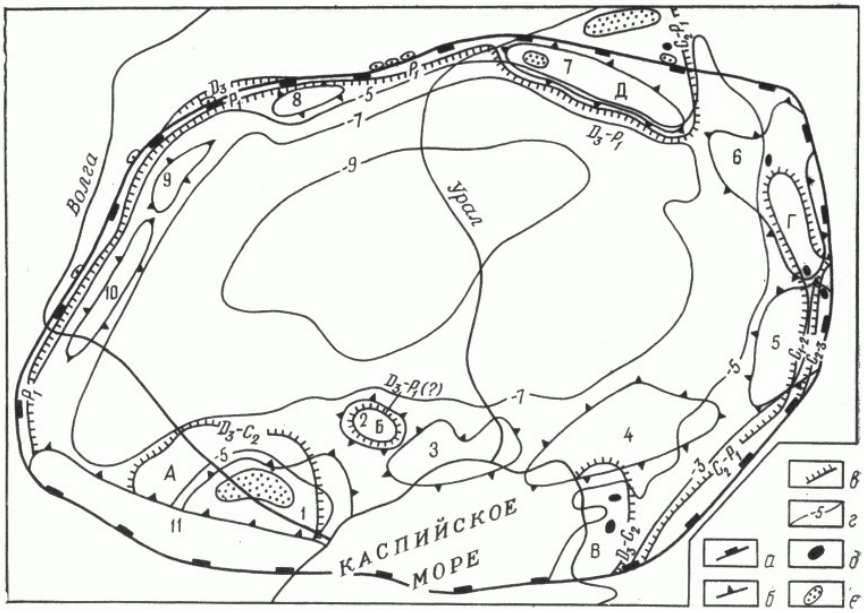


Рисунок. 1. Схема расположения основных зон нефтегазонакопления Прикаспийской впадины по подсолевому комплексу. На карте обозначены зоны нефтегазонакопления: А - Астраханская, Б - Мынтюбинская, В - Каратон-Тенгизская, Г - Кенкияк-Жанажольская, Д - Карачаганак-Троицкая, Е - Тепловская, Ж - Южно-Эмбенская

Наиболее наглядным примером взаимосвязи геологической истории и нефтегазоносности служит Тенгизское месторождение. Оно приурочено к рифовым постройкам девонско-карбонатного возраста, сформировавшимся в тёплом мелководном море около 350 миллионов лет назад [5]. Эти биогенные рифы стали высокопористыми коллекторами, а надвигающиеся позже соляные покровы создали герметичную ловушку. Таким образом, без последовательных этапов осадконакопления, органогенного рифостроения и соляной тектоники не могли бы появиться столь богатые залежи нефти.

Завершающий крупный этап — это формирование надсолевого комплекса (средняя пермь – кайнозой). После соленакопления впадина продолжала прогибаться, и в неё поступали мощные толщи терригенных и карбонатных отложений мезозоя и кайнозоя. В средней и верхней перми, а также в триасе, преобладали преимущественно континентальные красноцветные отложения, часто с прослоями солей и гипсов. Однако уже в юрском и меловом периодах, с трансгрессией морей формировались более мощные толщи морских и прибрежно-морских терригенных и иногда карбонатных отложений [6]. Эти слои стали вторичными коллекторами нефти и газа. Что касается материнских пород, то стоит отметить, что основные объемы нефти и газа Прикаспийской впадины генерируются в подсолевом комплексе. Надсолевые отложения также могут содержать собственные, локальные источники углеводородов, однако их вклад не так значителен.

Изучение геологической истории Прикаспийской впадины имеет не только академическую, но и практическую ценность. Современная нефтеразведка основана на понимании именно таких закономерностей: где и при каких условиях формировались коллекторы, какие геологические процессы обеспечивали миграцию и сохранность нефти. Геологический анализ прошлого позволяет моделировать

перспективные участки, уточнять карты нефтегазоносности и снижать затраты на разведочное бурение [7].

Заключение

Проведенный анализ позволил выявить, что геологическая история Прикаспийской впадины является определяющим фактором в формировании её уникального и богатого нефтегазоносного потенциала. Каждый крупный этап эволюции впадины — от рифтогенеза и глубокого прогибания фундамента в раннем палеозое до сложной седиментации мезозойско-кайнозойского надсолевого комплекса — внес свой особый вклад.

Таким образом, изучение влияния геологической истории на формирование месторождений нефти необходимо для прогнозирования новых залежей на значительных глубинах, совершенствования методов геолого-геофизической интерпретации и повышения эффективности добычи на действующих промыслах. Понимание связи между геологической историей и типом залежей помогает более точно определять потенциальные зоны нефтенакопления — от рифовых тел до соляных структур.

Таким образом, изучая геологическую историю Прикаспийской впадины, геологи не только раскрывают историю древних морей, но и создают научную основу для будущих открытий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нурмагамбетова Л. А., Абдрахманова А. Б., Жансеитова Н. Т. Геохимическая характеристика нефти Прикаспийской впадины по данным исследований биомаркеров // Геология нефти и газа, 2022, № 4, с. 33–47.
2. Сизинцев С. В., Меркулов О. И. Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и смежных регионов: анализ прироста запасов и перспективы освоения // Вестник нефтегазовой геологии, 2021, № 2, с. 17–29.
3. Турков О. С. Методика поисков нефтегазовых залежей в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины // Нефть и Газ Казахстана, 2020, № 3, с. 52–63.
4. Медведев А. П., Колесников В. И. Геологическое развитие Прикаспийской впадины и его влияние на формирование нефтегазоносных структур // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2019, № 5, с. 24–38.
5. Кирюхин Л.Г., Пайразян В.В., Размышляев А.А., Такаев Ю.Г. Условия формирования зон нефтегазонакопления в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа, 1982, № 3. с.83-86
6. Демчук Л.В., Зорькина В.А., Кочарьянц С.Б., Липатова В.В., Эвентов Я.С. Стратиграфия и корреляция мезозойских отложений Прикаспийской впадины, и некоторые черты ее развития в мезозойское время. Москва, 1971. 233 стр.
7. Казазян М.Г., Бабицкая К.И., Тупицына О.В., Пименов А.А. Применение химических растворов селективного действия для ликвидации техногенных залежей углеводородов. Уфа, Нефтегазовое дело. №5 2025 г. С. 68

ОСОБЕННОСТИ ГЕЛИЕНОСНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.С. Грудина, М.Г. Казазян*

**Научный руководитель: старший преподаватель*

Самарский государственный технический университет,
Институт нефтяных технологий, Самара, Россия

E-mail: grudinadasha@mail.ru, kazazyan98@mail.ru

Анотация. Гелий занимает уникальное положение среди промышленных элементов из-за своей низкой концентрации и ограниченного распространения запасов. В статье рассмотрены геологические и геохимические особенности формирования гелиеносных месторождений, их связь с древними платформенными структурами и радиогенное происхождение гелия. Описаны основные промышленные месторождения России с характеристиками концентрации гелия и инфраструктурными особенностями. Представлены современные технологии добычи и выделения гелия, включающие криогенные, мембранные и адсорбционные методы. Анализ показывает стратегическое значение гелиевого сырья и современные тенденции его промышленного освоения.

Ключевые слова: Гелий, гелиеносные месторождения, радиогенное происхождение, геохимия, природный газ, криогенные технологии, мембранные процессы, адсорбция, Россия, промышленная добыча.

Введение

Гелий — редкий и ценный промышленный элемент, чьи запасы ограничены и неравномерно распределены по земной коре. Его формирование и аккумуляция тесно связаны с геологическими структурами древних платформ и осадочными породами с высокой пористостью и проницаемостью. Радиогенное происхождение гелия обусловлено альфа-распадом изотопов урана и тория в материнских породах, что делает его изучение важным направлением в геологии и геохимии. В России сосредоточены крупные месторождения гелия, которые играют стратегическую роль в обеспечении национального и мирового рынков. В работе анализируются геологические особенности месторождений, характеристика промышленных узлов и современные технологии добычи и переработки этого ресурса.

Геологические и геохимические особенности

Гелий занимает уникальное положение среди промышленных элементов ввиду своей крайне низкой концентрации в земной коре и ограниченного распространения значимых накоплений. Только отдельные регионы мира, в первую очередь с развитой нефтегазовой промышленностью, характеризуются промышленными масштабами запасов гелиевого сырья, что требует детального научного изучения условий его аккумуляции.

Геологические особенности гелиеносных месторождений проявляются в их тесной связи с древними платформенными структурами, где функцию вмещающих пород исполняют преимущественно высокопористые и высокопроницаемые песчаники и карбонатные отложения платформенного чехла. Аккумуляция гелия

наблюдается в составе газовых и газоконденсатных ловушек, причём данный элемент практически не формирует самостоятельных залежей из-за высокой способности к диффузии. Структурный план месторождений, как правило, контролируется антиклинальными складками и блокированными участками, часто осложнёнными дизъюнктивными нарушениями различной амплитуды [1].

Геохимическая специфика гелиеносных месторождений определяется, прежде всего, радиогенным происхождением гелия — его генерация происходит за счёт альфа-распада изотопов урана и тория, присутствующих в материнских породах. Вмещающие газы — природный газ и газоконденсат — обычно содержат гелий в интервале 0,2–0,7%, а отдельные локальные залежи могут демонстрировать аномально высокие значения (до 1–2%). Ключевую роль в концентрации гелия играют процессы газо- и водоразделения, а также миграционные потоки пластовых флюидов, обеспечивающие транспорт и аккумуляцию этого элемента в пределах локальных ловушек.

Коллекторные свойства определяются преобладанием пористых песчаников и карбонатов, а также трещинно-кавернозных структур, обладающих повышенной фильтрационной ёмкостью. Продуктивные пласты характеризует сравнительно низкая доля тяжёлых углеводородов, что способствует увеличению концентрации газа и гелия.

Таким образом, определяющими факторами формирования гелиеносных газовых месторождений выступают платформенно-осадочное строение, структурный контроль залежей антиклинальными ловушками, а также уникальная радиогенная природа скоплений гелия, формирующая их промышленную значимость и перспективы освоения в условиях современной ресурсно-энергетической политики [2].

Основные промышленно значимые месторождения

Основные промышленно значимые гелиеносные месторождения России имеют стратегическое значение для обеспечения внутреннего и экспортного спроса на гелий. К ключевым объектам, обладающим наиболее крупными запасами и высокой концентрацией гелия в природном газе, относятся следующие геолого-промышленные узлы:

Ковыктинское месторождение (Иркутская область) — выделяется как одно из первостепенных по масштабу ресурсной базы и перспективе долгосрочной эксплуатации. Газовые залежи характеризуются содержанием гелия в интервале от 0,25 до 0,7%, что позволяет прогнозировать стабильный промышленный отбор стратегического сырья. Среднеботуобинское месторождение (Республика Саха (Якутия)) — входит в число ведущих источников промышленного гелия, с концентрациями до 0,19–0,67% в продуктивных пластах. Амурское газоконденсатное месторождение и Амурский газоперерабатывающий комплекс (Амурская область) — функционируют как центральные мощности по рафинации и накоплению гелиевого концентрата, обеспечивая современную инфраструктуру для производства и хранения гелия, что особенно важно в условиях интеграции в мировые цепочки поставок. Ярактинский газохимический кластер (Иркутская область) — представляет современные производственные мощности, где гелий выделяется из природного газа с концентрацией выше 0,2%. Собинское месторождение (Иркутская область) — отличается высоким содержанием гелия (от 0,58 до 0,67%), что формирует его статус приоритетного для экспортных операций и внутреннего обеспечения сырьём. Оренбургское месторождение (Оренбургская область) — характеризуется

крупнейшей инфраструктурой в контексте газопереработки, однако содержание гелия в газе сравнительно невелико (до 0,055%), что обусловливает специфику технологических решений для его выделения. Астраханское месторождение (Астраханская область) — несмотря на высокие производственные показатели, имеет одну из минимальных концентраций гелия (0,02–0,023%), что ограничивает его роль в промышленном освоении и экспорте.

Системная разработка данных промышленных узлов обеспечивает стратегическую устойчивость национального рынка гелия и способствует поддержанию конкурентных преимуществ России в области поставок этого высокотехнологичного ресурса [3].

Технологии добычи и выделения гелия

Промышленная добыча и разделение гелия из природного газа реализуются посредством интеграции криогенных, мембранных и адсорбционных технологических процессов, обеспечивающих максимальную эффективность извлечения и подготовку целевого продукта.

Криогенные методы основываются на применении фракционной дистилляции при экстремально низких температурах, соответствующих точке кипения гелия, что позволяет отделять его из газовых смесей с высокой степенью чистоты. Предварительная обработка сырого газа включает глубокую осушку и очистку от примесей, после чего метан, этан и другие углеводороды выделяются в виде независимых товарных фракций. На завершающем этапе достигается концентрация гелия до 70–90% с последующей финишной очисткой до коммерческого уровня чистоты (99,98%), обеспечивающей либо газообразное, либо сжиженное представление продукта для дальнейшей транспортировки и хранения.

Мембранные технологии предполагают селективное разделение гелия с помощью специализированных мембранных систем, что позволяет оптимизировать исходную концентрацию во вторичных продуктах и повысить эксплуатационную гибкость производственных цепочек. Мембранные стадии зачастую интегрируются с криогенными, формируя единую технологическую платформу по последовательному обогащению сырья [4].

Для тонкой очистки и удаления остаточных примесей (водород, неон, кислород, CO_2 и другие летучие компоненты) применяются современные адсорбционные и каталитические процессы, базирующиеся на подборе эффективных сорбентов и реагентов. Их использование обеспечивает достижение требований к химической чистоте товарного гелия, а также соответствие нормативам промышленной эксплуатации.

В промышленных схемах современного освоения ресурса предпочтение отдаётся комплексной переработке природного газа с интеграцией криогенных, мембранных и адсорбционных блоков (Амурский ГПЗ, Оренбургский завод), что минимизирует затраты и усиливает конкурентоспособность продукции на внутреннем и мировом рынках гелия [5].

Заключение

Гелий, ввиду своего происхождения и геологического контроля, образует месторождения преимущественно в древних платформах с осадочными породами-коллекторами и антиклинальными ловушками. Промышленные запасы России представлены рядом крупных месторождений с варьирующимся содержанием гелия,

что требует специализированных технологических подходов к добыче и выделению. Комплексное использование криогенных, мембранных и адсорбционных технологии позволяет эффективно извлекать и очищать гелий, сохраняя конкурентоспособность продукции как на внутреннем, так и на международном рынках. Стратегическая роль российских гелиеносных месторождений подчеркивает необходимость дальнейших исследований и развития технологий, направленных на устойчивое освоение этого важного ресурса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арчегов В.Б. «Основы стратегии рационального освоения высококачественных ресурсов гелия Сибирской платформы», 2015 г. - 5-15 с.
2. Neftegaz.RU«Критерии моделирования хранения гелиевого концентрата в месторождениях природного газа», 16.07.2021 г.
3. НИИ КМ статья: «Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира»,29.10.2007 г.
4. Горбунов В.В., Перфилов В.А. «Мембранное выделение гелия из природного газа», 2021 г.
5. Русгазкрио «получение гелия из природного газа», 15.04.2024. г.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СОЛЯНЫХ КУПОЛОВ КАЗАНСКО-ТАТАРСКОГО ЭТАПА

П.А. Евграфова, М.Г. Казазян

СамГТУ, Россия, г. Самара
email: pyevgrafova@mail.ru, kazazyan98@mail.ru

Аннотация. Поиски новых перспективных объектов углеводородов становятся актуальными, в условиях истощения месторождений. Одним из таких направлений является изучение потенциала солянокупольных структур, сформированных в казанско-татарский этап (поздняя пермь) на востоке Русской платформы. Данная статья рассматривает геологическое строение этих структур, их роль в формировании ловушек углеводородов и современные методы их исследования для повышения эффективности геологоразведочных работ.

Ключевые слова: Соляные купола, казанско-татарский этап, углеводороды, волго-уральская нефтегазоносная провинция

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, являющаяся историческим центром российской нефтедобычи, обладает значительным потенциалом для открытия новых месторождений. Значительная часть уже открытых залежей нефти и газа связана с антиклинальными складками, так или иначе обусловленными соляной тектоникой. Соляные купола, сформированные в результате тектонической активности кунгурских (нижняя пермь) и казанско-татарских (верхняя пермь) эвапоритовых-толщ, служат надежными ловушками для углеводородов.

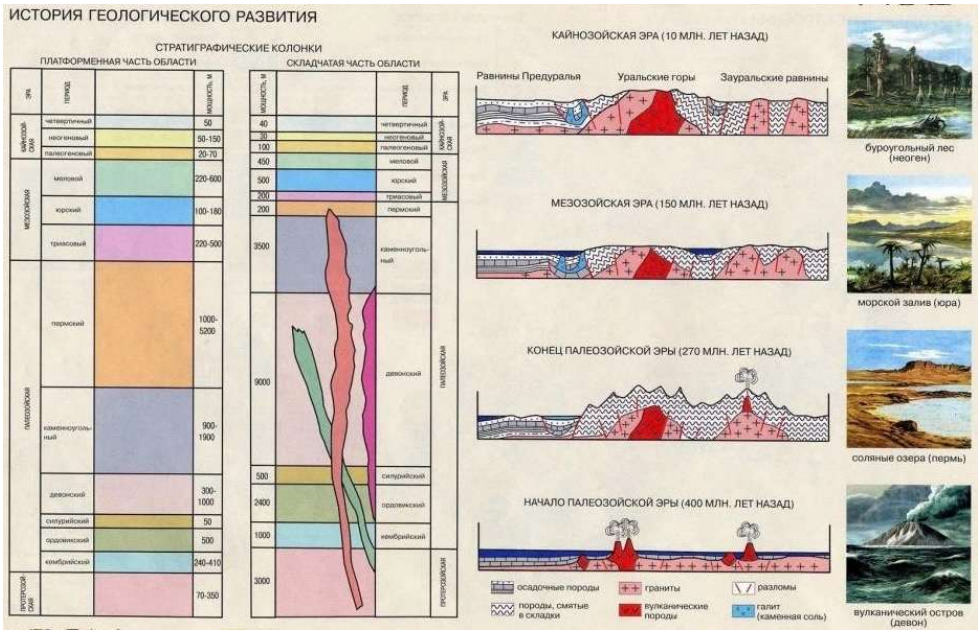


Рисунок 1. Геологическое строение казанско-татарского яруса

В позднепермскую эпоху на территории современного Татарстана и сопредельных регионов существовал обширный мелководный морской бассейн, в котором происходило интенсивное испарение и осаждение солей. Этот процесс привел к формированию мощной толщи эвапоритовых-пород казанского и татарского ярусов [рис 1].

Под влиянием гравитационных сил и латерального тектонического сжатия пластичные соляные массы начали мигрировать вверх, пробивая и деформируя вышележащие осадочные породы. Так образовались диапировые складки и купола. Эти структуры создали несколько типов ловушек для углеводородов:

Ловушки в надсолевых комплексах: Куполообразные поднятия, образованные соляным ядром, являются классическими антиклинальными ловушками в терригенных и карбонатных отложениях верхней перми, триаса и юры.

Ловушки в присводовых зонах: В зонах растяжения над куполом образуются разломы и трещины, которые могут служить коллекторами.

Ловушки в подсолевых комплексах: Карбонатные породы девона и карбона, поднятые и экранированные непроницаемой солью, представляют собой высокоперспективные, но сложные для разведки объекты. Соль играет роль флюидоупора.

Ловушки, экранированные солью (стратиграфические и литологические): Миграция соли создает сложные соотношения коллекторов и покрышек на флангах куполов.

Традиционные методы сейсморазведки часто сталкиваются с трудностями при картировании соляных тел из-за резкого контраста физических свойств соли и вмещающих пород. Соль сильно поглощает и рассеивает сейсмические волны, создавая "акустическую тень" и делая невидимыми подсолевые структуры.

Для повышения эффективности изучения соляных куполов применяется комплекс современных технологий:

· Глубинная сейсморазведка 2D и 3D (ГСЗ, МОВ ОГТ): Современная обработка данных, включая миграцию и глубинное моделирование, позволяет улучшить изображение под соляными телами.
· Сейсмическая томография: С помощью комплекса современных методов, становится возможным картировать форму и границы соляных тел (диапиров).
· Гравиразведка и магниторазведка: Эти методы помогают картировать контуры соляных куполов, так как соль имеет пониженную плотность по сравнению с боковыми породами, что фиксируется гравитационными аномалиями.
· Комплексное толкование данных: Совместный анализ сейсмических, гравимагнитных и данных бурения скважин позволяет построить достоверную геологическую модель.
· Пространственное (3D) геологическое и гидродинамическое моделирование: Позволяет оценить фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, пути миграции УВ и прогнозировать зоны наибольшей насыщенности.

Применение современных методов открывает доступ к ранее скрытым подсолевым объектам, позволяет перейти от интерпретации к прогнозированию с помощью 3D-гидродинамических моделей и выявляет новые, нетрадиционные типы ловушек, что в корне меняет подход к поиску углеводородов в старых нефтегазоносных провинциях.

Изучение соляных куполов казанско-татарского этапа открывает несколько перспективных направлений:
1. Выявление неантиклинальных ловушек: Фокусировка на зонах выклинивания коллекторов против соляного экрана на крыльях куполов. Смещение фокуса с простых куполов на более сложные ловушки.
2. Поиски в подсолевых карбонатных комплексах: Самый сложный, но и самый высокопотенциальный резерв. Существуют успешные примеры таких месторождений в соседних регионах, что доказывает перспективность.
3. Реконструкция палеоловушек: Анализ истории формирования купола позволяет выявить древние ловушки, которые могли быть заполнены на ранних этапах нефтегазообразования.
4. Оценка малозалежных горизонтов: В пределах известных месторождений часто остаются невскрытыми маломощные или сложнопостроенные пласты, приуроченные к солянокупольным структурам.

Заключение

Соляные купола, сформированные в казанско-татарский этап, остаются ключевыми объектами для поиска новых запасов углеводородов в Волго-Уральской провинции. Несмотря на длительную историю изучения, их потенциал раскрыт не полностью. Применение комплекса современных геофизических и геохимических методов, переинтерпретация архивных данных с учетом новых геологических концепций позволяют выявить новые типы ловушек и значительно повысить эффективность геологоразведочных работ. Инвестиции в углубленное изучение этих традиционных структур являются стратегически важным направлением для поддержания и наращивания минерально-сырьевой базы региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ерофеев В.С., Шилов В.В. Тектоника и нефтегазоносность солянокупольных структур Волго-Уральской провинции. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2018. – 254 с.
2. Клещев А.А., Шеин В.С. Соляная тектоника и формирование месторождений нефти и газа. – М.: Научный мир, 2015. – 312 с.
3. Нестеров И.И., Поташев К.В. Перспективы поисков залежей углеводородов в подсолевых отложениях востока Русской платформы // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 45–53.
4. Шпильман К.А. Геодинамика и нефтегазоносность осадочных бассейнов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2017. – 418 с.
5. Казазян М.Г., Бабицкая К.И., Тупицына О.В., Пименов А.А. Применение химических растворов селективного действия для ликвидации техногенных залежей углеводородов. Уфа, Нефтегазовое дело. №5 2025 г. С. 68-84.6. Материалы научно-практической конференции «Геология и нефтегазоносность Волго-Уральской провинции». – Уфа: Изд-во ИГ УФИЦ РАН, 2022.
7. Государственный баланс запасов полезных ископаемых РФ. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. – Аналитические отчеты по Волго-Уральской НГП.

ЛИКВИДАЦИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.С. Бульденков, В.И. Слюсарь, М.Г. Казазян*

***Научный руководитель: старший преподаватель**

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
buldenkov16@mail.ru, vitys1987@mail.ru, kazazyan@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема техногенных залежей углеводородов, представляющих собой значительную угрозу для окружающей среды и здоровья населения. Проанализированы основные источники их формирования: шламовые амбары, нефтешламы, аварийные разливы нефти и отходы нефтеперерабатывающих производств. Дана комплексная оценка современным методам ликвидации, разделенным на три группы: физико-химические, биологические и термические. Подчеркнута эффективность комбинированных технологий, сочетающих несколько методов. Сделан вывод о необходимости разработки интегральных решений, учитывающих специфику каждого конкретного объекта загрязнения.

Ключевые слова: техногенные залежи углеводородов, нефтешламы, ремедиация, биодеградация, термическое обезвреживание, экологическая безопасность.

Введение

Накопление техногенных залежей углеводородов (ТЗУ) является одной из наиболее острых экологических проблем для регионов с развитой нефтедобывающей

и нефтеперерабатывающей промышленностью. Под ТЗУ понимаются устойчивые скопления нефти, нефтепродуктов, буровых шламов и других углеводородсодержащих отходов, сформировавшиеся в результате аварий, несовершенства технологических процессов или несанкционированного размещения. Эти объекты служат источником длительного загрязнения атмосферы, почв, грунтовых и поверхностных вод, токсичного воздействия на живые организмы и человека. В связи с этим разработка и внедрение эффективных методов ликвидации ТЗУ представляются задачей первостепенной важности.

Целью исследования - сравнительный анализ современных технологий ликвидации ТЗУ. В работе использованы методы системного анализа, обобщения и классификации научно-технической литературы и патентных данных. Все многообразие методов ремедиации можно разделить на три основные группы:

1. Физико-химические методы. К ним относятся:
Механическое извлечение и захоронение: Применяется для концентрированных залежей, но не решает проблему окончательно, а лишь перемещает ее.
Экстракция растворителями: Позволяет извлекать ценные углеводороды, однако требует сложного оборудования и регенерации токсичных растворителей.
Промывка почв: Эффективна для песчаных грунтов, но большие объемы промывных вод, требующих дальнейшей очистки.
Сорбционная очистка: Используется для локализации и ликвидации свежих разливов с помощью природных (торф, опилки) или синтетических сорбентов.

2. Биологические методы (Биоремедиация). Наиболее экологически безопасное и перспективное направление, основанное на способности микроорганизмов (бактерий, грибов) разрушать углеводороды до нетоксичных продуктов (CO_2 и H_2O). Выделяют:
Биостимуляция: Активация аборигенной микрофлоры путем внесения питательных элементов (азот, фосфор), оптимизации аэрации и влажности.
Биоаугментация: Внесение специализированных штаммов-деструкторов, адаптированных к конкретным типам углеводородов.
Фиторемедиация: Использование растений (например, ржи, клевера, топинамбура), способных аккумулировать углеводороды в своих тканях или стимулировать микробную активность в ризосфере.

3. Термические методы.
Сжигание: Наиболее быстрый способ обезвреживания больших объемов концентрированных отходов в специальных печах или на инсинераторах. Недостатком является риск образования токсичных диоксинов и фуранов при несоблюдении температурного режима, а также выбросы парниковых газов.
Пиролиз (бескислородное термолиз): Позволяет не только утилизировать отходы, но и получать полезные продукты – пиролизный газ, жидкое топливо и технический углерод.

На данный момент не существует универсального метода ликвидации ТЗУ. Выбор оптимальной технологии зависит от комплекса факторов: состава и концентрации загрязнителей, типа почвы или грунта, объема залежи, климатических условий и экономической целесообразности. Наибольшую эффективность демонстрируют комбинированные (интегральные) технологии. Например, для ликвидации шламовых амбаров применяется следующая последовательность:
Физическая сепарация: разделение на твердую, жидкую и нефтяную фазы.

Извлеченная нефть направляется на переработку. Водная фаза проходит очистку на локальных сооружениях. Твердый остаток (шлам) подвергается биоремедиации (биостимуляции на специальных площадках) или, при высоком содержании токсинов, термическому обезвреживанию. Биологические методы, хотя и требуют больше времени по сравнению с термическими, являются наиболее устойчивыми с экологической точки зрения, так как приводят к полной минерализации загрязнителей. Их эффективность может быть повышена за счет предварительной физико-химической подготовки загрязненной массы (например, рыхления или внесения поверхностно-активных веществ для увеличения биодоступности углеводородов).Термические методы остаются основным решением для сильно загрязненных и токсичных отходов, не поддающихся биологической очистке. Современные инсинерационные установки оснащены многоступенчатыми системами газоочистки, что минимизирует воздействие на атмосферу.

Заключение

Ликвидация техногенных залежей углеводородов является сложной, но решаемой задачей. Прогресс в данной области связан с переходом от простого удаления или захоронения отходов к их комплексной переработке и утилизации с применением ресурсосберегающих технологий. Перспективы развития видятся в:
Создании гибких комбинированных технологий, адаптируемых под конкретные условия загрязнения.
Разработке более эффективных биопрепаратов-деструкторов и методов их доставки в загрязненную среду.
Внедрении мобильных установок для пиролиза и термической деструкции, позволяющих проводить работы непосредственно на месте расположения ТЗУ.
Таким образом, интегральный подход, сочетающий физико-химические, биологические и, в необходимых случаях, термические методы, является наиболее рациональным путем для ликвидации накопленного экологического ущерба и обеспечения устойчивого развития нефтегазовых регионов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: Дело, 2019. – 450 с.
2. Григорьев Л.М., Сидоров Д.А. Биотехнология ликвидации нефтяных загрязнений. // Экология и промышленность России. – 2021. – № 5. – С. 52-57.
3. Mulligan C.N. Sustainable Remediation of Contaminated Soil. // Environmental Management. – 2020. – Vol. 65. – P. 121-135.
4. Васильев А.А. Современные методы термической переработки нефтесодержащих отходов. // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 3. – С. 145-152.
5. Казазян М.Г., Бабицкая К.И., Тупицына О.В., Пименов А.А. Применение химических растворов селективного действия для ликвидации техногенных залежей углеводородов. Уфа, Нефтегазовое дело. №5 2025 г. С. 68-84.

ВЛИЯНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРОНИКНОВЕНИЕ ФИЛЬТРАТА В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

А.Е. Адонина, О.А. Нечаева

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
443100, ул. Молодогвардейская, 244
e-mail: a.e.konovalova17@gmail.com, nechaevaoa@gmail.com

Аннотация. В бурении нефтяных и газовых скважин ключевую роль в сохранении коллекторских свойств пласта играет контроль за проникновением фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта (ПЗП). Именно реологические характеристики раствора становятся решающим фактором, определяющим, насколько эффективно удастся ограничить проникновение. Анализ влияния реологических свойств буровых растворов на проникновение фильтрата в призабойную зону пласта позволяет минимизировать риск повреждений продуктивных горизонтов.

Ключевые слова: проникновение фильтрата, реология бурового раствора, вязкопластичная нефть, предел текучести, пластическая вязкость, забойная зона, математическое моделирование, повреждение пласта, фильтрат бурового раствора.

В бурении нефтяных и газовых скважин ключевую роль в сохранении коллекторских свойств пласта играет контроль за проникновением фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта (ПЗП). Поэтому выбор бурового раствора происходит исходя из горно-геологических условий, а выбор фильтрата на основе совместимости с пластовым флюидом [1,10,11]. Именно реологические характеристики раствора становятся решающим фактором, определяющим, насколько эффективно удастся ограничить проникновение. Реологические параметры — такие как вязкость, предел текучести и тиксотропия — напрямую влияют на поведение жидкости во время фильтрации, определяя объём и глубину проникновения, что может привести к снижению фазовой проницаемости [2].

Систематизация промывочных жидкостей по характеру вязкостного поведения предусматривает разделение на две категории:

• ньютоновские среды, где вязкость остаётся постоянной независимо от градиента скорости сдвига;

• неньютоновские среды, демонстрирующие нелинейную реакцию на механическое воздействие, (псевдопластичные, дилатантные и вязкопластичные).

Буровые растворa относятся к неньютоновским, также они имеют начальное напряжение сдвига (τ_0) — минимальное усилие, необходимое для начала течения, что позволяет описывать их поведение моделями Шведова–Бингама и Гершеля–Балкли.

Математическая формулировка вязкопластичной жидкости по Шведову-Бингаму:

$$\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}, \quad (1)$$

где τ- напряжение сдвига, τ_0- начальное напряжение сдвига, η- пластическая вязкость, $\dot{\gamma}$- скорость сдвига.

Математическая формулировка Гершеля-Балкли имеет вид:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n, \quad (2)$$

где K - коэффициент консистенции, n - показатель нелинейности ($n < 1$ — псевдопластичность, $n > 1$ — дилатантность). Эти параметры определяют, как раствор ведёт себя в движении и в покое, что критично для контроля фильтрации [5].

При бурении в режиме репрессии, когда перепад давления между столбом промывочной жидкости и пластовым давлением составляет 1–5 МПа, возникает направленный поток фильтрата из скважины в продуктивный горизонт. Этот процесс начинается сразу после вскрытия коллектора и продолжается до формирования устойчивой фильтрационной корки. Глубина и объем проникновения определяются совокупностью факторов:

- Перепад давления (ΔP): чем выше репрессия, тем больше гидродинамическая сила, выталкивающая фильтрат в поровое пространство. При $\Delta P > 3$ МПа радиус проникновения может достигать 0,8–1,2 м в высокопроницаемых песчаниках.
- Проницаемость пласта (k): в коллекторах с $k > 100$ мД инфильтрация развивается быстрее и глубже, чем в низкопроницаемых ($k < 10$ мД), где капиллярные силы частично компенсируют репрессию.
- Реологические свойства бурового раствора: ключевой контролирующий фактор. Повышенная пластическая вязкость увеличивает гидродинамическое сопротивление потоку фильтрата, снижая его скорость внедрения. Тиксотропные свойства обеспечивают быструю регенерацию структуры после возобновления прокачки, предотвращая накопление фильтрата в микротрещинах.

Также реология влияет на образование фильтрационной корки — это тонкий слой из твёрдой фазы раствора (глины, барита, полимеров), который оседает на стенке скважины под действием перепада давления и служит первым барьером против проникновения фильтрата в пласт. Её толщина обычно 0,1–1,5 мм, а проницаемость ниже, чем у пласта, что помогает контролировать проникновение.

Формирование корки зависит от:

- Гранулометрического состава: частицы размером 1–10 мкм обеспечивают плотную упаковку и низкую проницаемость корки.
- Реологического профиля раствора:

1. При оптимальной пластической вязкости и пределе текучести корка образуется равномерно и быстро, снижая фильтрацию [7,8].
2. При низкой вязкости корка тонкая и проницаемая и фильтрат свободно проходит в поровое пространство.
3. При высокой вязкости и низком τ_0, корка толстая, рыхлая, нестабильная приводит к риску дифференциального прихвата и обрушений.

Немаловажным фактором сохранения проницаемости является физико-химическая совместимость фильтрата с пластовым флюидом. Несовместимость приводит к необратимым повреждениям:

- Водная основа фильтрата при взаимодействии с нефтью в пласте приводит к образованию стойких водонефтяных эмульсий, повышению вязкости в призабойной зоне, закупорке поровых каналов и снижению проницаемости.
- Высокая пластическая вязкость ограничивает объём внедрившегося фильтрата и уменьшает зону химического воздействия.
- Тиксотропные растворы минимизируют утечку при остановках насосов, снижая риск эмульгирования.

Современные методы математического моделирования, используя входные параметры пласта, реологические свойства добываемой нефти и раствора, с высокой точностью позволяют не только прогнозировать параметры проникновения фильтрата в продуктивный пласт, но и подбирать наиболее подходящие рецептуры буровых растворов [4]. На основании анализа уравнений двухфазной фильтрации можно оценить влияние вязкости фильтрата на глубину его проникновения [6,9]. На процесс фильтрации в поровом пространстве влияют свойства фильтрата буровой промывочной жидкости, такие как плотность, вязкость и поверхностное натяжение [3].

Таким образом, анализ влияния реологических свойств буровых растворов на проникновение фильтрата в призабойную зону пласта подчеркивает необходимость комплексного подхода к проектированию промывочных систем для минимизации повреждений продуктивных горизонтов[12]. Как показывают исследования, вязкопластичные характеристики раствора, включая предел текучести и пластическую вязкость, напрямую определяют динамику проникновения, формируя барьер против чрезмерного распространения жидкой фазы в поровое пространство коллектора. В частности, математическое моделирование с учетом реологических параметров позволяет прогнозировать глубину проникновения и насыщенность зоны проникновения, что особенно актуально при взаимодействии с вязкопластичными свойствами пластовой нефти, приводящим к нелинейным эффектам фильтрации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Крысин Н.И., Крапивина Т.Н. Повышение скоростей бурения и дебитов нефтегазовых скважин. Разработка и совершенствование составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. – М.: Инфра-Инженерия, 2018. – 340 с.

2. Леушева Е.Л., Алиханов Н.Т., Бровкина Н.Н. Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 976-985.

3. Никитин, В. И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / В. И. Никитин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 29-31. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-29-31. – EDN EHUWHY.

4. Никитин В. И. Математическое моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта с учетом вязкопластичных свойств нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. №3. С. 130-137.

5. Применение машинного обучения при моделировании параметров бурового раствора реологической модели Гершеля - Балкли для оптимизации промывки скважины / В. И. Никитин, М. В. Двойников, К. С. Купавых, Т. А. Пантелеева // Записки Горного института. – 2025. – Т. 275. – С. 70-80. – EDN OLPTNY.

6. Никитин В.И. Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева, О.А. Нечаева // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – No 6. – С. 48–50

7. Никитин, В. И. Определение проницаемости фильтрационной корки бурового раствора путем анализа кривой фильтрационного процесса / В. И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 28-30. – EDN YQZKLR.

8. Никитин, В. И. Оценка проницаемости фильтрационных корок буровых промывочных жидкостей на водной основе / В. И. Никитин, О. А. Нечаева // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 34-37. – EDN WIZMQW.

9. Никитин, В. И. Моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в продуктивный пласт с использованием эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей / В. И. Никитин, К. С. Купавых, М. М. Агрелкина // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 152-157. – EDN PQRBVX.

10.Нечаева, О. А. Сравнение процесса фильтратоотдачи и свойств фильтратов различных типов буровых растворов / О. А. Нечаева, В. А. Кузнецова // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 114-118. – EDN MDROOX.

11.Цыганова, П. С. Совершенствование качества вскрытия продуктивного пласта путем подбора рецептуры промывочной жидкости / П. С. Цыганова, О. А. Нечаева // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 1, № 1(16). – С. 123-129. – EDN SSIEIU.

12.Парфенов, К. В. Научно-практические подходы к обеспечению устойчивости горных пород в осложненных условиях строительства скважины / К. В. Парфенов, О. А. Нечаева, С. Н. Парфенова // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 34-38. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-2-34-38. – EDN YYAEUF.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА С ЭЛЕМЕНТАМИ АСУ ТП ДЛЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ IDM-320

С.В. Затейкин

Научный руководитель: Нечаева О.А.

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
E-mail: zateykinsv@gmail.com

Аннотация. Большинство российских буровых компаний в настоящее время эксплуатируют буровые установки произведенные в Америке или в Европе. В современной мировой политической обстановке в нашей стране отсутствует возможность приобретения оригинальных запасных частей и осуществления сервисной поддержки производителем. Целью статьи является рассказать об одном из реальных примеров положительного решения вышеуказанной проблемы.

Ключевые слова: Буровая установка, автоматизированная система управления технологическим процессом, энергосбережение, ремонтопригодность

В настоящее время Россия является одним из крупнейших производителей нефти и газа в мире. По запасам нефти РФ находится на шестом месте, а по газу является мировым лидером [1]. Кроме того, наша страна добывает и экспортирует в больших объемах твердые полезные ископаемые, такие, как медь, никель, золото, алмазы и др. В этой связи важным вектором экономического роста России в современных неустойчивых международных условиях является развитие нефтяной, газовой и рудодобывающей промышленностей, которые приносят более половины доходов в бюджет страны.

Бурение скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые являются наиболее капиталоемкой составляющей в сырьевом секторе. В настоящее время наиболее предпочтительным способом регулирования скорости основных приводов для морских и наземных буровых установок признаны частотно-регулируемые приводы переменного тока [7].

Использование частотных преобразователей позволяет обеспечивать плавное регулирование частоты вращения электродвигателей, снижать пусковые токи и уменьшать механические нагрузки. Выход из строя электрооборудования и системы автоматизированного частотно-регулируемого привода с элементами АСУ ТП на прямую влияет на качество и сроки строительства скважин, а так же на производительное время буровой бригады. Для снижения затрат на электроснабжение буровых установок и снижения аварийности при бурении скважин на все виды полезных ископаемых и минимизации непроизводительного времени из-за неисправности электрооборудования буровых установок возник вопрос о поиске решения повысить надежность работы электрооборудования буровых установок и снизить энергопотребление, тем самым снизить затраты, исключить аварийность и минимизировать непроизводительное время из-за неисправности электрооборудования [5].

До конца XX века основное оборудование буровых установок приводилось в движение от двигателей внутреннего сгорания (ДВС), асинхронных и синхронных электродвигателей без возможности плавного регулирования частоты вращения либо от электродвигателей постоянного тока с возможностью плавного регулирования частоты вращения. Самыми современными буровыми установками, позволяющими поддерживать все необходимые режимы бурения и удовлетворяющими всем требованиям на том момент были буровые установки с приводами от электродвигателей постоянного тока и системой автоматизированного управления АСУ ТП [6].

Развитие электроники и силовых полупроводников позволило разработать системы управления для двигателей переменного тока, сделав их столь же гибкими, как и двигатели постоянного тока, но сохранив при этом все свои преимущества и уже в XXI веке на буровых установках начали применять асинхронные электродвигатели для привода основного и вспомогательного оборудования и использовать систему автоматизированного частотно-регулируемого привода с элементами АСУ ТП (АСУ ТП) [5].

При переходе на электродвигатели переменного тока были выявлены следующие преимущества:

- асинхронные двигатели переменного тока не имеют щеток, что значительно снижает износ и потребность в техническом обслуживании по сравнению с двигателями постоянного тока,
- переменный ток менее подвержен потерям энергии при передаче на большие расстояния, что делает его более выгодным для использования в электросетях.
- легкость регулирования напряжения, современные инверторы позволяют легко преобразовывать напряжение переменного тока, что повышает эффективность и гибкость системы.
- легкое преобразование напряжения и передача энергии на расстояние делают переменный ток стандартом для электроэнергетики и для привода крупного промышленного оборудования.

При этом в современном мире, благодаря развитию электроники, стало возможным точное управление скоростью и крутящим моментом, что ранее было преимуществом двигателей постоянного тока.

В парке буровых установок Оренбургского филиала ООО «РН-Бурение» находятся две буровые установки IDM-320 Polar Developer 2010 года выпуска производства ООО «Дискавери – Буровое оборудование (Украина)» Производитель Discovery.

На вышеуказанных буровых установках используются системы управления компании IDM Equipment. Компания IDM Equipment имеет продолжительную, более чем тридцатилетнюю историю использования систем управления. Она также использовала эту технологию в сочетании с наиболее распространенными в нефтяной промышленности двигателями и буровым оборудованием. Компания IDM является поставщиком комплектного оборудования для двигателей Caterpillar и Cummins, обеспечивая, таким образом, наиболее доступные цены и эффективные энергетические системы. Компания предлагала множество моделей для удовлетворения потребностей в регулировании мощности. Частотно-регулируемые приводы компании IDM были признаны наиболее предпочтительным способом регулирования скорости для морских и наземных буровых установок. Они обеспечивали более эффективное управление, более высокие скорости, снижали расход топлива и эксплуатационные расходы [4].

Система бурения Polar Developer представляет собой перемещаемую без демонтажа в двух направлениях буровую установку, предназначенную для перемещения по полозьям по осям X и Y с полным подсвечником. Это позволяет нефтедобывающим компаниям выполнять программу бурения кустовых скважин. Буровая установка Polar Developer имеет встроенную систему кабелей и номинальную нагрузку на крюк 320 тонн. При перемещении по полозьям линии подачи энергии, управления, пара и воздуха удлиняются и сокращаются благодаря встроенной системе кабельных лотков.

Особенности системы бурения POLAR Developer в том, что высота пола буровой 29 футов и нагрузка на крюк 320 тонн. Возможность обслуживания нескольких скважин за одно перемещение, кустовое бурение в два ряда. Возможность обслуживания скважин при перемещении на расстояние до 120 футов от первоначальной буровой площадки. Монтаж буровой установки с помощью двух кранов. Возможность монтажа буровой установки за 48 часов. Конструкция оборудования буровой установки для эксплуатации при температуре окружающей среды от -45°С до +50°С.

В настоящее время основной проблемой при эксплуатации буровых установок IDM-320 Polar Developer является износ оборудования, отсутствие запасных частей и отсутствие возможности их приобретения. Проблема возникла в связи с тем, что все оборудование буровой установки иностранного производства. Сейчас, в связи с санкциями, поставка его в Россию не возможна. Так же отсутствует возможность осуществления сервисной поддержки на территории Российской Федерации. В связи с этим происходят частые выходы из строя оборудования, а произвести качественный ремонт или замену узлов не получается, т.к. отсутствует ЗИП [3].

Основной задачей в решением сложившейся проблемы является повышение энергосбережения, работоспособности и ремонтопригодности буровых установок IDM-320 Polar Developer.

Согласно мероприятий ООО «РН-Бурение» по перевооружению буровых установок, включенным в Программу энергосбережения ПАО НК «Роснефть» было

принято решение по перевооружению (модернизации) одной буровой установки IDM-320 Polar Developer в Оренбургском филиале. В 2023 году было разработано техническое задание, проведены закупочные процедуры и определен поставщик оборудования [2].

В состав модернизированного (замененного) оборудования вошли:
- оборудование кабины бурильщика;
- комплектное транзисторное устройство (КТУ);
- комплектное распределительное устройство (КРУ);
- модуль низковольтного комплексного устройства (НКУ);
- система контроля параметров бурения (СКПБ);
- система видеонаблюдения;
- комплект кабелей и электрооборудование вне модулей;
- система громкоговорящей связи;

Работы по модернизации буровой установки IDM-320 Polar Developer были успешно проведены в начале 2024 года.

Все оборудование было изготовлено в Российской Федерации с использованием только отечественных и произведенных в дружественных нам странах комплектующих.

По результатам бурения первой скважины получено снижение энергопотребления на 18% [10].

За период работы в 2023 году среднесуточное потребление составило 11434 кВт*ч. А в 2024 году 8555 кВт*ч. При этом разница составила 2879 кВт*ч или в процентах 25 %. Так же было зафиксировано значительное уменьшение ремонтного (непроизводительного) времени из-за неисправности электрооборудования буровой установки.

Модернизация буровой установки IDM-320 Polar Developer (замена системы частотно-регулируемого привода с элементами АСУ ТП) проведенная в начале 2024 года позволила [5]:
- значительно снизить энергопотребление буровой установки IDM-320 Polar Developer;
- эксплуатировать систему частотно-регулируемого привода с элементами АСУ ТП в течении гарантийного срока (12 месяцев) без затрат (вложений) на запасные части и ремонт ;
- получить возможность обеспечения качественного технического обслуживания электрооборудования.
- получить возможность плановой и оперативной поставки запасных частей (ЗИП) и материалов производимых на территории Российской Федерации и на территории дружественных нам государств;
- при необходимости получить возможность обеспечения качественного текущего и капитального ремонта у производителя, который находится на территории Российской Федерации.

ЛИТЕРАТУРНЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Роснефть. Программа энергосбережения ПАО «НК Роснефть» на 2023–2025 годы. – М., 2023. – URL: https://www.rosneft.ru/Development/energy_saving/

2. ООО «РН-Бурение». Отчет о модернизации буровых установок IDM-320 Polar Developer. – Оренбург, 2024. – URL: https://rn-burenie.ru/

3. IDM Equipment. Drilling Systems and Control Technologies. – Houston, 2022. – URL: https://www.idmequipment.com/

4. ГОСТ Р 54122-2010. Электроприводы регулируемые. Общие технические требования и методы испытаний. – М.: Стандартинформ, 2011.

5. ГОСТ Р 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2016.

6. ПАО «Газпром». Экологическая и энергетическая эффективность буровых установок. – М., 2023. – URL: https://www.gazprom.ru/

7. Техническое описание и Руководство по эксплуатации. // Discovery Drilling Equipment (Ukraine) Ltd. – 2010. - 21 с.

УДК 622.24:005.6:66.081.6

СИСТЕМАТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПОДХОДОВ К УПРАВЛЕНИЮ КАЧЕСТВОМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.И. Аверьянов[1], С.Н. Парфенова[1], К.В. Парфенов[1], Р.И. Ибатуллин[2], А.А. Березин[1], Н.Д. Сычев[1]

[1]Самарский государственный технический университет;
[2]Самарский университет им. Королева
г. Самара, Россия
email: ***parfenova.samgtu@yandex.ru***

Статья представляет систематический обзор подходов к управлению качеством буровых растворов с учётом современных термобарических и геолого-технических условий бурения. Обобщены данные о влиянии литологии, минерализованных пластовых вод и газовой фазы на структурно-реологические и фильтрационные свойства промывочных систем, рассмотрены эволюция рецептур и практики сопровождения, а также методики оценки качества строительства скважин. Показано, что показатели бурового раствора зачастую недостаточно отражены в интегральных метриках качества, используемых на уровне объекта и компании. На основе анализа нормативной базы (ISO 9000:2015, ПБ 08-624-03) и публикаций предложена проектная рамка управления: обоснованный выбор целевых свойств под конкретные условия, установление регламентных коридоров и процедур коррекции, сопряжение с гидравлической программой и использованием проверенных портфелей рецептур. Практический эффект выражается в снижении вероятности осложнений, повышении воспроизводимости решений и оптимизации затрат за счёт формализованного контроля свойств и своевременного переключения систем. Новизна обзора — в критической переоценке места и веса показателей бурового раствора в существующих оценочных моделях качества и в систематизации проектно-ориентированных инструментов их управления.

Ключевые слова: буровой раствор, промывочная жидкость, управление качеством, структурно-реологические свойства, фильтрационные свойства, ингибирование, геолого-технические условия, массоперенос, гидравлическая программа, нормативные требования, ISO 9000:2015, ПБ 08-624-03, проектно-ориентированный подход, качество строительства скважин.

Роторное бурение опирается на непрерывную циркуляцию промывочной жидкости в стволе скважины. На ранних этапах её рассматривали главным образом как средство удаления шлама, однако накопленный опыт показал иное. Буровой раствор задаёт устойчивость стенок, обеспечивает выполнение гидравлической программы и влияет на качество вскрытия продуктивных горизонтов. Корректный подбор рецептуры и поддержание требуемых свойств сказываются не только на текущей скорости и стабильности процесса, но и на надёжности сооружения как инженерного объекта [1]. Рост глубин, расширение термобарического диапазона и ужесточение требований к сохранности коллекторов вывели управление качеством растворов в число приоритетных задач: состав должен снижать вероятность осложнений и не ухудшать фильтрационно-ёмкостные свойства пласта.

Промысловые данные подтверждают, что значительная часть тяжёлых осложнений, включая ликвидацию скважин и сбои в режимах разработки, связана с недостаточной управляемостью свойств промывочных систем и отсутствием устойчивых процедур их ведения [2]. По мере углубления повышаются температура и давление, усложняется минералогия вскрываемых толщ, ствол пересекает флюиды различной химической природы. Бурение перестаёт быть чисто механической операцией и приобретает выраженный физико-химический характер: на параметры раствора одновременно воздействуют порода, пластовая вода и газовая фаза, а на заключительных этапах дополнительно проявляются гидродинамические эффекты заканчивания и продавливания. В этих условиях требуется адресная настройка свойств смеси с использованием наполнителей и реагентов, позволяющих управлять реологией, фильтрацией, степенью ингибирования и коркообразованием.

Наибольшие риски создают породы, активно взаимодействующие с дисперсной средой. Глинистые толщи под влиянием фильтрата склонны к набуханию и потере устойчивости, часть материала переходит в раствор и ухудшает его показатели; смачивание рыхлых разностей приводит к осыпям и оползаниям в ствол [3]. Существенным является и минералогический фактор. Легкорастворимые соляные породы ускоряют коагуляцию, «кальциевая», «магниевая» и «натриевая» агрессия характерна при вскрытии каменной соли, бишофита и гипса. Минерализованные воды и рапы ухудшают структурно-механические и фильтрационные характеристики. Пластовые воды различаются по генезису и ионному составу: в рамках гидрокарбонатного, сульфатного и хлоридного классов выделяют подтипы по доминирующим катионам кальция, магния или натрия. В осадочных разрезах с карбонатами, гипсами и солями минерализация, как правило, выше и возрастает с глубиной, достигая 30 г/л и более. Газовая фаза – от углекислого газа и сероводорода до метана, местами пропана и бутана – влияет на кажущуюся плотность, сжимаемость и газонасыщенность системы, что ощутимо для гидравлики и фильтрации.

Технологически промывка – это не только прокачка по стволу. За основной операцией стоит комплекс обеспечивающих действий: приготовление и утяжеление раствора, химическая обработка, очистка от шлама и дегазация [4–5]. Оборудование организовано во взаимосвязанные подсистемы, и эффективность каждой из них зависит от согласованности остальных. Недоочистка перегружает блок обработки, недостаточная дегазация ухудшает работу насосов и стабильность режимов. Такая взаимозависимость предопределила эволюцию рецептур и методов сопровождения буровых растворов.

Эволюция отраслевых решений демонстрирует смещение акцентов. Сначала обеспечивали коллоидную устойчивость и создавали ингибированные системы. Солеустойчивые, термостойкие и термосолестойкие растворы расширили область применимости, но сами по себе не устранили аварийность и не обеспечили достаточного роста эффективности [6–7]. Далее внимание было сосредоточено на управлении взаимодействием в системе «раствор – стенка – шлам». Появились ингибирующие и недиспергирующие рецептуры заданной термостойкости, в практику вошёл анализ процессов массопереноса между стволом и пластом. Положительный перепад давлений приводит к кольматации и фильтрации дисперсионной среды в пласт, а осмотические эффекты при разности осмотических потенциалов раствора и пластовой воды способны частично осушать приствольную зону. Параллельно сформировалась практика жёсткого контроля структурно-механических параметров. Без такого контроля удержать гидравлическую программу трудно, при этом недопустимо ухудшение коркообразующих и антифильтрационных свойств [8]. Возникает вопрос о метриках и процедурах оценивания достигнутого качества и о месте показателей бурового раствора в этой системе.

На этом фоне уместно рассмотреть, как в литературе и практике трактуется качество строительства скважин и как в этих рамках оценивается роль бурового раствора. Наиболее целостный аналитический обзор представлен у Балабы В. И. [9]. Значимый вклад внесли Синицын В. А. [10], Морозов С. Г. [11], Куксов А. К. [12–13], Сыромятников Е. С. [14–16], Зарипов Р. И. [16]. Особый интерес представляет работа Белорусова В. О. [17], где предложен интегральный показатель качества скважины К как объединение трёх обобщённых коэффициентов: К1 – соблюдение технологии бурения, К2 – качество крепления ствола, К3 – качество вскрытия пласта. Для условий Западной Сибири описаны практические методики поэтапной оценки качества строительства, а в корпоративной схеме ОАО «Татнефть» под качеством строительства понимается соответствие достигнутых характеристик горнотехнического сооружения проектным решениям и действующим руководящим документам, включая параметры траектории, герметичность и прочность необсаженного ствола, состав и свойства промывочных и тампонажных систем, режимы бурения и цементирования обсадных колонн [18]. При этом в ряде публикаций и методик вклад бурового раствора в интегральный показатель качества освещён фрагментарно, а в некоторых обзорах почти не рассматривается, хотя раствор является одной из ключевых составляющих технологической цепочки [19].

В этой связи показательна группа работ, где анализируется именно качество бурового раствора. Устойчивого определения пока нет. Наиболее содержательные формулировки встречаются у Пенькова А. И., Овчинникова В. П., Аксёновой Н. А. [20–22]. В этих источниках качество понимается как соответствие совокупности свойств раствора тем функциям, которые он обязан обеспечивать в конкретных геолого-технических условиях. Пеньков А. И. подчёркивает, что успех бурения в значительной степени определяется составом и параметрами раствора, которые должны гарантировать безопасность и безаварийность работ при высокой скорости проходки и корректном вскрытии продуктивной части пласта [22]. Применение систем с регулируемыми свойствами экономически оправдано: снижается объём работ по ликвидации аварий и осложнений, сокращаются проработки и промывки, уменьшаются длительность и трудоёмкость этапов освоения.

В проектной логике качество целесообразно трактовать как совокупность характеристик продукции – в данном случае показателей свойств бурового раствора,

– определяющих пригодность удовлетворять установленные и ожидаемые потребности. Отсюда вытекают две ключевые задачи стадии проектирования технологии промывки. Первая – обоснованный выбор набора свойств, определяющих эффективность выполнения функций в конкретных геолого-технических условиях. Вторая – установление допустимых пределов изменения показателей выбранных свойств, то есть регламентов, по которым ведутся контроль и оперативная корректировка в ходе бурения [20].

Далее уместно соотнести понимание качества с действующей нормативной рамкой. По ISO 9000:2015 качество – степень соответствия совокупности присущих характеристик установленным требованиям. Национальные нормы дают близкую трактовку. В контексте бурения – это мера соответствия набора свойств раствора тем функциям, которые он должен обеспечивать в заданных условиях. Правила промышленной безопасности ПБ 08-624-03 прямо указывают, что тип и параметры промывочной жидкости во взаимосвязи с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийное бурение и качественное вскрытие продуктивных горизонтов [23]. Отсюда следует прикладная постановка: необходимо поддерживать структурно-реологические и фильтрационные характеристики в регламентных интервалах при минимальном содержании твёрдой фазы и заданных уровнях ингибирования, термосолестойкости и осмотической активности, синхронизируя все действия с требованиями гидравлической программы.

Реализация такой схемы возможна при соблюдении нескольких предпосылок. Нужна репрезентативная база данных о поведении ключевых параметров под воздействием состава, концентраций, природы дисперсных фаз, поверхностно-активных веществ и электролитов, температуры и давления, а также механических нагрузок и минералогии разреза с учётом предыстории дисперсии. Требуется надёжный контур контроля – от лабораторных испытаний до оперативных измерений на буровой с элементами интеллектуального мониторинга. Важна унифицированная классификация систем и материалов, снижающая риск несовместимостей и ускоряющая выбор решений. Необходимо чётко формулировать целевую функцию – снижение вероятности осложнений при заданных ограничениях по времени и бюджету – и закреплять алгоритмы регулирования реагентами. Обработку раствора следует рассматривать как часть целостной гидравлической программы, а не как автономный процесс.

Обобщение литературных данных и промысловых наблюдений показывает устойчивую тенденцию. Успешные решения адресуются конкретным условиям и опираются на объектно-ориентированный подход. В этой логике буровой раствор выступает подсистемой более широкой химико-технологической системы бурения. Управляя этой подсистемой, оператор влияет на качество процесса в целом при изменчивых внешних факторах – от чередования литотипов до колебаний давления и температуры и вариаций состава пластовых флюидов. Такой подход позволяет согласовать инженерные метрики с нормативными требованиями, отказаться от универсальных рецептур в пользу портфеля заранее верифицированных решений под типовые сценарии и формализовать переключение между ними. На практике это выражается в росте воспроизводимости решений, снижении совокупных экспериментальных издержек и уменьшении риска осложнений. Технологическое и экономическое качество буровых работ становится параметром, которым можно управлять.

Анализируя все приведённые определения качества, а также учитывая новую редакцию ISO 9000:2015, где указано, что качество – степень, с которой совокупность присущих характеристик объекта соответствует требованиям, сформулируем рабочее определение качества бурового раствора [24]. Качество бурового раствора – степень соответствия присущих характеристик, то есть свойств раствора, установленным требованиям. В прикладном смысле это соответствие набору функций, которые раствор обязан обеспечивать в заданных геолого-технических условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Рябченко В. И. Технология промывки скважин. М. : Недра, 1981. 301 с.

2. Допилко Л. И., Шарифуллин Ф. М. Технология бурения скважин в условиях Западной Сибири и направления её совершенствования // Экспресс-информация. Сер. «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». М. : ВНИИОЭНГ, 1993. № 7. С. 14–19.

3. Резниченко И. Н., Иванисова О. В., Репникова Е. И. Влияние компонентного состава, температуры и давления на показатели буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М. : ВНИИОЭНГ, 1998. № 11. С. 20–21.

4. Инструкция по приготовлению и применению системы бурового раствора недиспергирующего типа : РД 39-0005-90. Краснодар : ВНИИКРнефть, 1990. 8 с.

5. Калинин А. Г., Левицкий А. З., Мессер А. Г., Соловьёв Н. В.; под общ. ред. А. Г. Калинина. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые : справ. пособие. М. : Недра-Бизнесцентр, 2001.

6. Бег В. И., Королесов С. В. Ликвидация флюидопроявлений варьированием реологических параметров буровых растворов // Новые материалы и жидкости для бурения скважин, вскрытия и гидроразрыва продуктивных пластов : сб. науч. тр. Краснодар : ВНИИКРнефть, 1990. С. 85–90.

7. Эванс Б., Али С. Выбор солевых растворов и реагентов для стабилизации глин с целью предотвращения повреждения пласта // Нефтегазовые технологии. 1997. № 5. С. 13–17.

8. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / пер. с англ. М. : Недра, 1985. 509 с.

9. Балаба В. И. Управление качеством в бурении : учеб. пособие. М. : Недра-Бизнесцентр, 2008. 448 с.

10. Синицын В. А. К вопросу о планировании качества строительства скважин // Нефтяное хозяйство. 1977. № 12. С. 7–10.

11. Морозов С. Т. Управление качеством скважин при их проектировании и строительстве // Нефтяное хозяйство. 1991. № 1. С. 9–11.

12. Куксов А. К., Морозов С. Т. Методы оценки и повышения качества строительства скважин // Нефтяное хозяйство. 1990. № 7. С. 13–15.

13. Куксов А. К., Морозов С. Т. Общий подход к оценке качества скважины // Нефтяное хозяйство. 1989. № 11. С. 4–6.

14. Сыромятников Е. С.; под общ. ред. А. Я. Волкова. Управление качеством на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. 176 с.

15. Сыромятников Е. С., Андреев А. Ф. Научно-технический прогресс в бурении нефтяных и газовых скважин. М. : Недра, 1991. 214 с.

16. Сыромятников Е. С., Зарипов Р. И. Управление качеством строительства нефтяных и газовых скважин : обзор. информ. М. : ВНИИОЭНГ, 1983.

17. Белорусов В. О. Впервые создан стандарт на законченную бурением глубокую нефтяную скважину // Нефтегазовые технологии. 1998. № 1. С. 10–12.

18. Методика оценки качества строительства скважин ОАО «Татнефть» : РД 153-39.0-349-05. Бугульма : ТатНИПИнефть, 2005. 37 с.

19. Калинина Э. В., Лапига А. Г., Поляков В. В. и др. Оптимизация качества. Сложные продукты и процессы. М. : Химия, 1989. 256 с.

20. Овчинников В. П., Аксёнова Н. А. Буровые промывочные жидкости. Тюмень : Нефтегазовый университет, 2008. 309 с.

21. Пеньков А. И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. Волгоград : Интернешнл Касп Флюидз, 2000. 139 с.

22. Пеньков А. И., Егоренко Б. Ф., Гарьян С. А. Прогнозирование показателя диспергирующей способности полимерглинистых растворов // Совершенствование техники и технологии промывки скважин. Краснодар : ВНИИКРнефть, 1988. С. 82–85.

23. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : ПБ 08-624-03. Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 5 июня 2003 г. № 56. М., 2003.

24. Пантелеев А. С. Качество бурового раствора как объект управления // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2014. № 4. С. 60–64.

УДК 622.24:005.6:66.081.6

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ПЛАНОВ В УПРАВЛЕНИИ КАЧЕСТВОМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.И. Аверьянов[1], С.Н. Парфенова[1], К.В. Парфенов[1], Р.И. Ибатуллин[2], А.А. Березин[1], Н.Д. Сычев[1]

[1]Самарский государственный технический университет;
[2]Самарский университет им. Королева
г. Самара, Россия
email: parfenova.samgtu@yandex.ru

В данной работе рассмотрены современные функции буровых растворов и требования к ним в контексте геолого-технических условий бурения. Показано, что многокомпонентность и многофункциональность растворов при большом числе регламентируемых показателей усложняют их сопоставление и выбор оптимального состава. Обоснована необходимость системного управления качеством. Проанализированы подходы к интегральной оценке качества на базе функций желательности, вопросы планирования экспериментов (комбинационные квадраты, ротатабельные планы) и построения моделей свойств. Уточнены ограничения простых математических процедур и даны рекомендации по применимости линейных и нелинейных моделей. Сформулированы предложения по стандартизации предельных значений показателей, минимизации трудоёмкости экспериментальных работ и повышению результативности решений на стадии проектирования.

Ключевые слова: буровые растворы, управление качеством, функция желательности, планирование эксперимента, комбинационные квадраты, ротатабельное планирование, интегральная оценка, ISO 9000, ГОСТ 15467.

Функции буровых растворов и предъявляемые к ним требования определяются внешней средой, которую целесообразно абстрагировать через геолого-технические условия бурения. Даже для базовой оценки качества используется широкий набор прямых и косвенных показателей [1]. Сочетание многокомпонентности, многофункциональности и изменчивости условий приводит к тому, что буровой раствор представляет собой сложную технолого-физико-химическую систему, управление качеством которой требует формализованного подхода.

Отраслевые ориентиры – «быстрее, надёжнее, экономичнее» – в конечном счёте сводятся к повышению качества бурового раствора как ключевого носителя функций промывки, стабилизации ствола, выноса шлама и др. На практике же оценка качества часто ограничивается несколькими индикаторами (плотность, условная вязкость, показатель фильтрации, статическое напряжение сдвига, pH), которые в сходных условиях мало различаются. В результате выбор нередко делается в пользу наименее затратного рецепта без достаточных гарантий технологической устойчивости процесса [2].

Согласно ISO 9000:2015 качество трактуется как степень соответствия характеристик объекта установленным требованиям; в ГОСТ 15467-79 подчёркивается пригодность продукции удовлетворять заданные потребности по назначению. Эти определения непосредственно применимы к буровым растворам, где «характеристики» представлены системой показателей свойств. Однако совокупность таких показателей громоздка, а связи между ними и результатами бурения многоступенчаты, что затрудняет оптимизацию.

Проблематика управления качеством буровых растворов подробно рассматривалась многими авторами [1, 3, 4, 5, 6, 7, 8]. В литературе обсуждаются интегральные критерии на основе функций желательности [9-10], активные эксперименты и методы планирования (комбинационные квадраты [11-13], ротатабельные планы второго порядка [14]), а также построение моделей свойств (включая подходы Брандона и их альтернативы [15-17]). Научная значимость настоящего анализа состоит в критической оценке применимости этих инструментов в условиях высокой факторной размерности и выраженных физико-химических взаимодействий компонентов.

Требуется разработать подход к управлению качеством буровых растворов, который:

1. обеспечивает сопоставимость рецептур при большом числе показателей;
2. учитывает практические ограничения по объёму экспериментальных работ;
3. допускает корректный учёт нелинейностей и взаимодействий компонентов;
4. опирается на нормативно обоснованные целевые и предельные значения свойств.

Идеальным интегральным индикатором качества было бы отношение совокупного полезного эффекта к суммарным затратам, однако для буровых растворов «полезный эффект» трудно верифицировать даже по результатам эксплуатации, а на стадии проектирования — тем более [9]. Практически применимая

альтернатива – свёртка частных «желательностей» показателей в обобщённую функцию качества D как среднее геометрическое:

$$D = (d_1 * d_2 \ldots . d_j \ldots . d_m)^{1/m}, \qquad (1)$$

где d_j - безразмерные желательности по показателям y_j, а m - число регламентируемых параметров. Для y_j задаются односторонние или двусторонние ограничения y_{min}, y_{max} (НТД, эксперты, ЛПР).

Традиционно для шкалирования применяют уравнения Харрингтона, однако показано, что они не всегда обеспечивают объективность интегральной оценки [18]. В качестве улучшения предложен алгоритм [11], использующий для каждого показателя лишь два ориентира – «лучшее» и «предельно допустимое» – что упрощает настройку шкал и повышает интерпретируемость результатов.

Интегральная оценка носит относительный характер и критически зависит от выбранных нормативных реперов. Необходима разработка научно обоснованных диапазонов как для функциональных, так и для химических свойств; в противном случае свёртка опирается на эмпирические рекомендации, что снижает прозрачность принимаемых решений.

Оптимизация рецептуры требует наличия «технических характеристик» составов – массивов «состав → показатели» или систем моделей. Из-за огромного пространства рецептур объём натурных испытаний необходимо минимизировать, что приводит к использованию активных экспериментов.

Метод комбинационных квадратов обеспечивает равномерное покрытие факторного пространства при 3–5 уровнях факторов, позволяет получать нелинейные зависимости и оценивать вклад факторов [11-13]. Построение моделей по Брандону сопровождается многократными преобразованиями данных и высокими трудозатратами; альтернативные процедуры [14] позволяют получать более компактные и точные нелинейные модели без трансформаций, что подтверждено рядом исследований [16-17].

В типовой постановке такие модели явно или полностью не учитывают физико-химические взаимодействия между реагентами дисперсной системы; при наличии синергетических эффектов объясняющая способность снижается.

Ротатабельные планы второго порядка. При квадратичном планировании факторы варьируются фактически на пяти уровнях, что принципиально для описания нелинейностей и взаимодействий; ротатабельность формирует «равномерные» информационные контуры [14]. Недостаток – ограниченная масштабируемость по числу факторов: добавление реагентов резко увеличивает объём эксперимента.

Для задач с большим числом факторов полнофакторные схемы и «чистый» МНК малоэффективны; комбинационные квадраты полезны при умеренной размерности и слабых взаимодействиях, а ротатабельные планы – когда необходимо учесть взаимодействия, но число варьируемых компонентов невелико. Во многих прикладных ситуациях допустимо применение линейных моделей как компромисса между трудоёмкостью и точностью.

Интегральная оценка по D обеспечивает устойчивое ранжирование рецептур при близких значениях отдельных индикаторов; чувствительность к выбору шкал снижается при калибровке «лучших» и «худших» значений по НТД [9, 11]. Сокращение числа опытов при использовании комбинационных квадратов достигается без существенной потери точности в областях слабых взаимодействий; при выраженной синергии химических реагентов предпочтителен переход к ротатабельному плану [12-14]. Линейные модели демонстрируют достаточную

точность для эксплуатационных корректировок и предварительного отбора составов, что согласуется с ранее полученными результатами [16-17, 19].

Сопоставление подходов к интегральной оценке показывает, что классическое шкалирование по Харрингтону удобно внедрять, но чувствительно к выбору параметров и не гарантирует однозначности интегральной метрики при близких значениях показателей. Алгоритмы, основанные на калибровке «лучших» и «предельно допустимых» значений для каждого показателя, снижают субъективность задания шкал и повышают интерпретируемость свёртки – особенно на стадии проектирования, когда прямой полезный эффект количественно оценить затруднительно.

Сравнение схем планирования эксперимента выявляет различный профиль применимости. Комбинационные квадраты дают равномерное покрытие пространства факторов и приемлемую точность при умеренной размерности и слабых взаимодействиях, что делает их эффективными для широкого скрининга. Ротатабельные планы второго порядка лучше описывают нелинейности и парные эффекты, однако требуют жёстких ограничений по числу факторов; поэтому они предпочтительнее для локальной донастройки отобранных рецептур, а не для первичного перебора.

Сопоставление линейных и нелинейных моделей подтверждает очевидный компромисс между трудоёмкостью и точностью. Линейные аппроксимации обеспечивают достаточную предсказательность для оперативных решений и ранжирования близких по характеристикам составов; нелинейные модели целесообразно применять на заключительном этапе проектирования и при анализе чувствительности с учётом взаимодействий реагентов.

В целом сравнительный анализ указывает на рациональную связку методов: нормативно калиброванная интегральная метрика качества — для унифицированного сравнения рецептур; комбинационные квадраты — для быстрого и экономичного скрининга при ограниченной синергии; ротатабельное планирование — для точного учёта нелинейностей и взаимодействий в узком пуле кандидатов; по мере сужения поискового пространства — переход от линейных к нелинейным моделям. Такая конструкция повышает воспроизводимость решений, снижает экспериментальные издержки и обеспечивает ресурсно эффективный рост качества буровых растворов на стадиях проектирования и эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Демихов В. И. Средства измерения параметров бурения скважин : справ. пособие. М. : Недра, 1990. 269 с.

2. Мальцев А. В., Дюков Л. М. Приборы и средства контроля процессов бурения. М. : Недра, 1989. 253 с.

3. Балаба В. И. Строительство скважин: от повышения качества — к системе управления качеством // Надёжность и сертификация оборудования для нефти и газа. 2003. № 3. С. 7–14.

4. Булатов А. И., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению : в 4 кн. Кн. 2. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Недра, 1995. 272 с.

5. Сукуренко Е. И., Мхитаров С. И., Другоза В. А., Хлебников С. Р. Выбор компонентного состава бурового раствора при проектировании бурения скважин // Труды ВНИИ по креплению скважин и буровым растворам. Краснодар : ВНИИКРнефть, 1976. Вып. 11. С. 56–60.

6. Иогансен К. В. Спутник буровика : справочник. 3-е изд., перераб. и доп. М. : Недра, 1990. 303 с.

7. Морозов С. Т. Управление качеством скважин при их проектировании и строительстве // Нефтяное хозяйство. 1991. № 1. С. 9–11.

8. Рябченко В. И. Управление свойствами буровых растворов. М. : Недра, 1990. 230 с.

9. Bizanti M. S., Robinson S. W. Transport ratio can show mud-carrying capacity // Oil & Gas Journal. 1988. Vol. 86, no. 26. P. 39–43, 46.

10. Щеголевский Л. И. Комплекс реологических критериев для оценки технологических характеристик буровых растворов // Труды ВНИИ буровой техники. М. : ВНИИБТ, 1981. Вып. 53.

11. Рябченко В. И. Выбор оптимальных значений реологических параметров буровых растворов // Труды ВНИИ по креплению скважин и буровым растворам. Краснодар : ВНИИКРнефть, 1977. № 12. С. 12–17.

12. Фишер В. А., Молотков Ю. А. Влияние параметров промывочной жидкости на величину гидродинамического давления в скважине // Проблемы освоения нефтегазовых ресурсов Западной Сибири. Тюмень, 1989. С. 113–117.

13. Хаиров Г. Б. Экологически безопасная технология строительства глубоких разведочных скважин. М. : ВНИИОЭНГ, 1996. 203 с.

14. Филиппов Е. Ф., Гаврилова Л. В., Пенжоян А. А., Ярыш Е. Я. Выбор системы бурового раствора для бурения зон тектонически нарушенных горных пород // Совершенствование техники и технологии промывки скважин. Краснодар : ВНИИКРнефть, 1988. С. 35–38.

15. Леонов Е. Г., Исаев В. И. Гидромеханика в бурении. М. : Недра, 1987. 304 с.

16. Марамзин А. В., Фигурак А. А. Физические способы приготовления и регулирования технологических параметров промывочных жидкостей : обзор. Серия «Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства». М. : ВИЭМС, 1983. 45 с.

17. Мирзаджанзаде А. Х., Ширинзаде С. А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. М. : Недра, 1986. 278 с.

18. Задворных В. Н., Литвинов А. И. Особенности инженерной реометрии неньютоновских буровых растворов // Труды ВНИИ буровой техники. М. : ВНИИБТ, 1989. № 66. С. 125–141.

19. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложнённых условиях. М. : Недра, 1987. 269 с.

УДК 622.24

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ВЕРХНИХ ИНТЕРВАЛОВ СКВАЖИН

В.С. Базанов, К.А. Шиповский

ФГБОУ ВО «СамГТУ»
Самара, Россия
e-mail: pegas2008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема сальникообразования при бурении верхних интервалов скважин в условиях высокореактивных глинистых пород. Представлена усовершенствованная математическая модель прогнозирования сальникообразования, основанная на введении коэффициента электрохимического взаимодействия, интегрирующего влияние катионообменной емкости глин, дзета-потенциала частиц, ионной силы раствора и температурных факторов. Модель апробирована на скважине с условным номером №2518 Вынгапуровского месторождения и показала увеличение безопасного времени бурения в 20 раз при применении оптимизированной рецептуры бурового раствора.

Ключевые слова: сальникообразование, математическое моделирование, коэффициент электрохимического взаимодействия, буровые растворы, катионообменная емкость, глинистые породы, верхние интервалы скважин, прогнозирование осложнений, холинхлорид.

ADVANCED MATHEMATICAL MODEL FOR PREDICTING BIT BALLING DURING DRILLING OF UPPER WELL INTERVALS

V.S.Bazanov, K.A.Shipovskii
FGBOU «SamGTU»
Samara, Russia
e-mail: pegas2008@yandex.ru

Annotation. The article addresses the problem of bit balling during drilling of upper well intervals in highly reactive clay formations. An advanced mathematical model for predicting bit balling is presented, based on the introduction of an electrochemical interaction coefficient that integrates the influence of cation exchange capacity of clays, zeta potential of particles, ionic strength of the solution, and temperature factors. The model was validated using data from well №2518 of the Vyngapurovskoye field and demonstrated a 20-fold increase in safe drilling time when applying an optimized drilling fluid formulation.

Key words: bit balling, mathematical modeling, electrochemical interaction coefficient, drilling fluids, cation exchange capacity, clay formations, upper well intervals, complications prediction, choline chloride.

Сальникообразование при бурении верхних интервалов скважин представляет системную проблему для нефтегазовой отрасли, приводящую к значительному снижению механической скорости проходки и увеличению непроизводительного времени [1]. На месторождениях Западной Сибири проблема усугубляется наличием высокореактивных глинистых отложений с катионообменной емкостью 60 - 120 мэкв/100г [2]. Существующие технологические решения, включающие применение

ингибиторов глин и оптимизацию буровых растворов, демонстрируют ограниченную эффективность из-за отсутствия количественных методов прогнозирования развития осложнения [3, 4].

Современные подходы к моделированию сальникообразования включают вычислительную гидродинамику (CFD), эмпирические модели и аналитические решения [5, 6]. CFD-модели позволяют описать транспорт шлама в кольцевом пространстве, но не учитывают химические взаимодействия между глинистыми частицами и металлическими поверхностями [7]. Эмпирические подходы на основе искусственных нейронных сетей обладают высокой аппроксимирующей способностью, однако требуют больших объемов данных для обучения и представляют собой «черный ящик» без возможности физической интерпретации результатов [8]. Аналитические решения, основанные на теории Дерягина–Ландау-Фервея-Овербика (ДЛФО), разработаны для идеализированных коллоидных систем и требуют существенной адаптации для условий бурения [9, 10]. Анализ существующих методов выявляет необходимость разработки гибридного подхода, объединяющего физико-химические механизмы с возможностью практического применения в реальном времени.

Физико-химическая природа сальникообразования определяется электрохимическим взаимодействием между отрицательно заряженными глинистыми минералами и положительно заряженными металлическими поверхностями бурового инструмента. Разработанный коэффициент электрохимического взаимодействия $K_{эх}$ интегрирует пять ключевых механизмов:

$$K_{эх} = F_{CEC} * F_{\zeta} * F_I * F_T * F_{min},$$

где F_{CEC} – фактор катионообменной емкости;

- F_{ζ} – фактор дзета-потенциала;
- F_I – фактор ионной силы;
- F_T – температурный фактор;
- F_{min} – минералогический фактор.

Фактор катионообменной емкости определяется по формуле:

$$F_{CEC} = 1 + \alpha * \frac{CEC - CEC_0}{CEC_0} * (1 - \exp(-\frac{CEC}{CEC_{max}})),$$

где:

- CEC – фактическая катионообменная емкость (мэкв/100г);
- CEC_0 = 20 мэкв/100г – базовое значение для инертных глин;
- CEC_{max} = 150 мэкв/100г – максимальная емкость для чистого монтмориллонита;
- α = 0,5 – эмпирический коэффициент, определенный методом наименьших квадратов по данным 12 скважин месторождения.

Фактор дзета-потенциала F_{ζ} учитывает электростатическое взаимодействие:

$$F_{\zeta} = \exp(-\frac{(\zeta_{metal} - \zeta_{clay})^2}{2\zeta_0^2}),$$

где ζ_{metal} = +5 мВ для стали в щелочном растворе;

- ζ_{clay} = –35 мВ для монтмориллонита;
- ζ_0 = 30 мВ – характерный потенциал.

Фактор ионной силы раствора F_I основан на теории Дебая–Хюккеля:

$$F_I = \frac{1 + \beta_1\sqrt{I}}{1 + \beta_2 * I} * \exp(-\kappa * d),$$

где I – ионная сила раствора (моль/л);

- κ – параметр Дебая–Хюккеля;
- d = 1 нм – расстояние взаимодействия;
- β_1 = 0,3 и β_2 = 0,5 – эмпирические константы, откалиброванные по лабораторным данным измерения адгезии при различных концентрациях ингибиторов от 0 до 10%.

Температурный фактор F_T описывает влияние термической активации:

$$F_T = \exp(-\frac{E_a}{R * T}) * (\frac{T}{T_0})^n,$$

где E_a = 15 кДж/моль – энергия активации адгезионного процесса;

- R = 8,314 Дж/(моль∗К) – универсальная газовая постоянная;
- T – абсолютная температура;
- T_0 = 293 К;
- n = 0,5 – показатель степени, определенный регрессионным анализом по 47 образцам керна.

Минералогический фактор F_{min} учитывает различную адгезионную активность глинистых минералов:

$$F_{min} = \sum_i w_i * k_i,$$

где w_i – массовая доля i-го минерала;

- k_i – коэффициент адгезионной активности (монтмориллонит: k = 1,0; иллит: k = 0,6; каолинит: k = 0,3; хлорит: k = 0,4).

Динамическая модель накопления сальника описывается уравнением скорости:

$$\frac{dm}{dt} = A * \rho * ROP * \eta * K_{эх} * \Psi(t) * (1 - F_{оч}),$$

где A – площадь забоя (м^2);

- ρ – плотность шлама (кг/м^3);
- ROP – механическая скорость проходки (м/с);
- η – коэффициент налипания (0–1);
- $\Psi(t)$ – временная функция деградации;
- $F_{оч}$ – фактор самоочистки, зависящий от скорости потока в кольцевом пространстве.

Временная функция учитывает быстрые и медленные процессы накопления:

$$\Psi(t) = 1 + \lambda_1(1 - \exp(-\frac{t}{\tau_1})) + \lambda_2(1 - \exp(-\frac{t}{\tau_2})),$$

где λ_1 = 0,5 и τ_1 = 1800 с – параметры быстрой компоненты, определенные по динамике роста крутящего момента на роторе в первые 30 минут бурения;

- λ_2 = 1,5 и τ_2 = 7200 с – параметры медленной компоненты, установленные по анализу 120 циклов бурения.

Критическое время до накопления опасной массы сальника определяется как:

$$t_{крит} = \frac{m_{крит}}{\frac{dm}{dt} * (1 + 0{,}1\ln(\frac{CEC}{CE_0}))^2},$$

где $m_{крит}$ = 30 кг – критическая масса сальника, установленная из расчета удельной массы 3–5 кг/м проходки для стандартного интервала 10 м.

Модель была апробирована на скважине с условным номером №2518 Вынгапуровского месторождения. Интервал 0–360 м представлен четвертичными и палеогеновыми отложениями с содержанием монтмориллонитовых глин 40% и CEC = 90 мэкв/100г. Интервал 360–1401 м сложен отложениями от Люлинворской до Кузнецовской свит с CEC = 75 мэкв/100г [11].

Для интервала 0–360 м при использовании стандартного глинистого раствора (плотность 1160–1180 кг/м^3, условная вязкость 90–120 с, расход 42 л/с, pH 9–10) без специальных ингибиторов расчет показал следующие результаты:

- коэффициент электрохимического взаимодействия составил $K_{эх}$ = 0,0012 при ионной силе раствора I = 0,05 М (только от NaOH);
- скорость накопления сальника при механической скорости проходки 50 м/ч достигла 13,5 кг/ч;
- критическое время $t_{крит}$ = 1,68 часа.

Столь низкое значение соответствует промысловым наблюдениям о необходимости проведения промывок каждые 1,5–2 часа при стандартной технологии.

Применение комплексной оптимизации включало добавление 3% холинхлорида (30 кг/м^3), увеличение концентрации PAC до 3 кг/м^3 и введение ПАВ (2 кг/м^3). Это привело к кардинальному изменению параметров:

- коэффициент $K_{эх}$ снизился до 0,000119 – в 10 раз по сравнению с базовым вариантом;
- скорость накопления сальника уменьшилась до 0,65 кг/ч;
- критическое время возросло до 34,9 часов – в 20 раз.

Снижение коэффициента электрохимического взаимодействия объясняется резким увеличением ионной силы раствора до I = 0,4 М, что обеспечивает эффективное экранирование электростатических зарядов согласно теории Дебая–Хюккеля. Увеличение безопасного времени бурения позволяет пробурить весь интервал 360 м за расчетные 7,2 часа без риска критического сальникообразования.

Для интервала 360–1401 м проектный полимерглинистый раствор (плотность 1160–1180 кг/м^3, расход 55 л/с, pH 9–10) не содержал специальных ингибиторов, что при CEC = 75 мэкв/100г создавало критическую ситуацию. Расчет показал следующие параметры:

- $K_{эх}$ = 0,000897;
- скорость накопления 2,3 кг/ч;
- $t_{крит}$ = 10,17 часов при механической скорости 40 м/ч.

Это означает, что критическая масса сальника накапливается в пределах одной рабочей смены, что подтверждается практикой бурения на месторождениях Западной Сибири [12]. Применение аналогичной оптимизации с введением 3% холинхлорида увеличивает критическое время более чем в 4 раза, обеспечивая безаварийное бурение протяженных участков.

Заключение

Разработанная усовершенствованная математическая модель, основанная на коэффициенте электрохимического взаимодействия, позволяет перейти от реактивного устранения последствий к проактивному управлению рисками сальникообразования. Валидация на промысловых данных подтвердила высокую прогностическую способность модели – расчетные значения критического времени совпадают с фактическими наблюдениями. Ключевым результатом является возможность количественного расчета времени до критического накопления

сальника, что обеспечивает оптимальный выбор концентраций ингибиторов. Применение модели для оптимизации бурового раствора увеличивает безопасное время бурения в 20 раз для интервала 0–360 м и более чем в 4 раза для интервала 360–1401 м, что доказывает практическую ценность предложенного подхода для условий месторождений с высокореактивными глинистыми породами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дуркин В. В., Ионов И. В. Комплексное решение проблем сальникообразования при строительстве верхних интервалов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2013. № 4. С. 13-22.
2. Паршукова Л. А. Комплексный подход к проблеме устойчивости глинистых пород при бурении скважин // Булатовские чтения. 2017. Т. 3. С. 222-230.
3. Леушин И. Л., Сас В. Н., Билалов Р. Ф. Новые химические решения поддержания устойчивости стенок скважин и предупреждения сальникообразования при бурении // Бурение и нефть. 2014. № 3. С. 45-46.
4. Гайдаров М. М.-Р., Норов А. Д., Хуббатов А. А. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2013. № 7. С. 20-30.
5. Мохаммадпур М., Тораби Ф., Казвини Ф. CFD-моделирование поведения потока вокруг PDC долота: влияние наноусиленных буровых растворов на транспорт шлама и эффективность охлаждения // Journal of Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics. 2022. Т. 16. № 1. С. 1062-1084.
6. Ван Д., Ли Г., Ли Т. Модель загрязнения морской водой и влияние температуры, скорости потока и поверхностной энергии на загрязнение морской водой // Applied Thermal Engineering. 2016. № 95. С. 202-212.
7. Эпелле Е. И., Георгиоргис Д. И. CFD-моделирование и симуляция эффективности транспорта бурового шлама в кольцевых изгибах: влияние полидисперсности размеров частиц // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Т. 208. С. 109795.
8. Ли К., Чжао Д., Инь Д. Потенциал применения искусственного интеллекта и численного моделирования в исследованиях и разработке составов для гелевых свойств буровых растворов // Fluids. 2024. Т. 9. № 6. С. 403.
9. Гусман Е., Фернандес-Пенья Л., Ортега Ф. О применимости теории ДЛФО для прогнозирования стабильности глинистых коллоидов // Journal of Colloid and Interface Science. 2020. № 579. С. 129-136.
10. Момени А., Табатабаи-Нежад С. А., Моради С. С. Т. Экспериментальная оценка экологически безопасного бурового раствора для стабилизации глин в сланцевых формациях // Scientific Reports. 2025. № 15. С. 30088.
11. Ноздря В. И. Совершенствование ингибирующих буровых растворов для условий Западной Сибири // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2018. № 4. С. 45.
12. Михеев М. А., Уляшева Н. М., Хегай В. К., Близнюков В. Ю. Некоторые вопросы бурения под кондуктор на площадях северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 8. С. 5-9.

УДК 622 245.422

ПОЛИМЕРМОДИФИЦИРОВАННЫЕ БЛОКИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОЧНОСТИ И ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ В СРЕДЕ АГРЕССИВНЫХ ФЛЮИДОВ

Д.Р. Камаев, О.А. Нечаева, М.В. Власов, Е.А. Камаева

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: kamaev.dr@samgtu.ru, nechaeva.oa@samgtu.ru, glavexpertsamara@mail.ru, kamaeva.ea@samgtu.ru

Аннотация. В статье представлены результаты комплексных исследований полимерных блокирующих составов, вводимых в воду затворения тампонажных цементов, с целью повышения прочности, герметичности и коррозионной стойкости цементного камня в условиях агрессивных пластовых флюидов. Изучены механизмы гелеобразования и формирования внутрицементной полимерной матрицы, снижающей открытую пористость и перекрывающей капиллярно-трещинные каналы. Проведена оценка реологических характеристик модифицированных растворов, их стабильности при пластовых температурах, совместимости с ПЦТ-I-G и функциональными добавками, а также стойкости к минерализованным и сульфатсодержащим средам, включая H_2S. По данным СЭМ и поэлементного анализа зафиксировано уплотнение микроструктуры и формирование дополнительных гидросиликатных и гидроалюминатных фаз. Эксперименты подтвердили рост прочности на сжатие на 15–25% и многократное снижение газопроницаемости цементного камня и зоны контакта (в 3–10 раз) при сохранении технологической подвижности. Моделирование трещиноватого коллектора (1–2 мм) показало эффективную кольматацию и устойчивое подавление фильтрации. Показано, что применение полимерных блокирующих систем, как на пресной, так и на солёной воде обеспечивает долговременную герметизацию и снижает риск межколонных и межпластовых перетоков, повышая надёжность цементирования в сложных геолого-технических условиях. Ключевыми факторами эффективности являются контролируемое гелеобразование, совместимость с цементной матрицей и стойкость к агрессивным флюидам.

Ключевые слова: цементный камень, агрессивные флюиды, коррозионная стойкость, блокирующие реагенты, прочность цементного камня, газопроницаемость.

Введение. Развитие нефтегазовой отрасли сопровождается неизбежным наращиванием объемов бурения и эксплуатации скважин в средах с усложняющимися геолого-техническими условиями. В подобных сценариях возрастает вероятность межпластовых перетоков, проникновения агрессивных флюидов и преждевременной деградации цементного камня, что приводит к нарушению герметичности обсадных колонн и снижению уровня промышленной безопасности. Базовым материалом для крепления стволов традиционно выступает портландцемент (ПЦТ), сочетающий

доступность и технологичность. Однако длительная эксплуатация выявила его ограничения: под воздействием пластовых, в том числе высокоминерализованных и химически активных сред, цементный камень демонстрирует снижение прочности, рост газо- и водопроницаемости, формирование каналов фильтрации и трещиноватости, что в итоге повышает риск утраты контроля над продуктивными интервалами и возникновения аварийных ситуаций [1,5].

Ключевым фактором, обусловливающим снижение долговечности цементного камня в агрессивных условиях, является внутренняя пористость и развитая капиллярная система, обеспечивающая миграцию коррозионно-активных компонентов через цементное кольцо. Для типичного ПЦТ характерен сравнительно высокий уровень проницаемости; по завершении гидратации и на стадии усадки нередко инициируется образование микротрещин. Дополнительно материал проявляет ограниченную стойкость в сульфатных, кислых и щелочных средах. Совокупность этих факторов ведет к эволюции структуры гидратационных фаз, усилению коррозионных процессов и разрушению изоляционных барьеров, что, в свою очередь, способствует развитию межпластовых перетоков и снижению эффективности освоения и эксплуатации месторождений.

В контексте современного скважинного строительства приоритетным направлением выступает модификация тампонажных растворов для повышения их эксплуатационной надежности и ресурса. Одним из наиболее перспективных подходов является введение в воду затворения полимерных блокирующих реагентов [2]. Такие композиции демонстрируют способность существенно снижать проницаемость цементного камня, повышать его структурную целостность и устойчивость к химически агрессивным средам. В тех случаях, когда традиционные минеральные и химические добавки не обеспечивают требуемого уровня защиты при повышенных температурах и давлениях, а также в присутствии агрессивных флюидов, применение полимерных реагентов позволяет качественно усилить барьерные функции цементной матрицы. Органические и синтетические полимеры, вводимые на стадии затворения, вовлекаются в процесс структурообразования: они заполняют микропоровое пространство, регулируют кинетику и направленность гидратации, формируют внутриматриксную водонепроницаемую полимерную сеть, тем самым увеличивая устойчивость материала как к механическим нагрузкам, так и к химическому воздействию.

Таким образом, изучение эффективности внедрения полимерных блокирующих реагентов в состав цементных растворов, а также комплексная оценка их влияния на структурные, физико-механические и барьерные характеристики цементного камня представляют собой актуальное и научно значимое направление. Развитие данного подхода способствует повышению надежности изоляции ствола и межколонного пространства, снижению вероятности межпластовых перетоков и, как следствие, улучшению операционной безопасности и устойчивости технологических процессов в нефтегазовой промышленности.

Принцип действия блокирующих составов для ликвидации зон поглощения.

Блокирующие композиции функционируют на основе комплекса полимерных реагентов, инициирующих направленное структурообразование непосредственно после контакта с водонасыщенными средами. Проникая в пористо-трещинные коллекторы и локальные зоны повышенной проницаемости, такие системы формируют пространственно-сетчатую гелевую структуру за счет физико-химического взаимодействия компонентов раствора с минеральной матрицей породы. Результатом является существенное снижение фильтрационных утечек цементного раствора, рост водонепроницаемости и подавление миграции пластовых флюидов [3,4]. Сформированная полимерная матрица характеризуется высокой плотностью, эластичностью и адгезией к стенкам пор и трещин, что обеспечивает эффективную герметизацию микроразрушений и повышение структурной целостности цементного камня. Важной особенностью является стабильное гелеобразование в широком диапазоне температурно-барических условий; при этом реагенты проявляют устойчивость к минерализованным, солёным и кислым пластовым водам. Благодаря высокой технологической адаптивности и совместимости с иными химическими модификаторами полимерные блокирующие составы демонстрируют эффективность в разнообразных геолого-промысловых условиях, обеспечивая долговременную изоляционную стойкость и снижение риска перетоков.

Возможность применения совместно с цементными растворами.

Ключевым преимуществом полимерных блокирующих систем является их интеграция с классическими цементными растворами. Возможны два технологических формата применения:

1. использование в качестве самостоятельного изолирующего этапа перед основным цементированием (предварительное «пломбирование» зон поглощения)

2. совместное применение в составе цементной системы в роли функциональной добавки, повышающей герметизирующие и блокирующие свойства.

В первом формате блокирующий раствор нагнетается до подачи цементного состава, локально кольматируя поглощающие интервал(ы); это позволяет далее проводить основное цементирование без риска ухода разжиженного тампонажного раствора в продуктивные или высокопроницаемые горизонты. Во втором формате введение блокирующего компонента в воду затворения либо прямое дозирование в цементную смесь повышает стабильность цементного камня в минерализованных и агрессивных средах при сохранении требуемой реологии. Сформированное цементное кольцо приобретает дополнительные барьерные (гидроизоляционные) и прочностные характеристики, включая снижение газо- и водопроницаемости, и повышение устойчивости к трещинообразованию.

Полимерные системы демонстрируют высокую совместимость со стандартными портландцементами, облегчёнными и специализированными тампонажными составами, не вступая в нежелательные реакции с пластификаторами, замедлителями и ускорителями твердения. Это обеспечивает достижение нескольких технологических эффектов одновременно: уменьшение фильтрации, повышение водонепроницаемости и усиление структурной целостности цементного камня.

Дополнительным преимуществом является сохраняемая эффективность в широком диапазоне температур и давлений, а также при наличии агрессивных флюидов (солёные, минерализованные и кислые воды). Применение полимерных блок-систем способствует увеличению прогнозируемой долговечности тампонажного камня, снижению вероятности разрушения кольматирующих поясов и, что особенно существенно, повышению надёжности изоляции в условиях трещиноватых и неоднородных пород.

Методическое обеспечение исследования тампонажных растворов и цементных камней.

Для оценки влияния блокирующих реагентов на основе синтетических полимеров на прочностные характеристики и химическую стойкость цементного камня выполнен комплекс лабораторных испытаний, дополненный морфологическими и физико-химическими исследованиями образцов, полученных при использовании различных составов воды затворения. Экспериментальный план включал систематическую вариацию рецептур с последующей сравнительной интерпретацией результатов.

В качестве базового вяжущего применялся портландцемент ПЦТ-IG-CC. Контрольные серии изготавливались с использованием воды затворения стандартного состава; в опытных сериях к воде затворения вводились блокирующие полимерные добавки в заданных концентрациях. Все образцы готовили по единому регламенту: одинаковые параметры затворения, формования и твердения при строго фиксированных температурно-влажностных условиях, что обеспечивало сопоставимость полученных данных.

Рис. 1. Образование структуры блокирующего состава

Физико-механические показатели определяли по совокупности стандартных методик: измеряли открытая пористость и истинная плотность, предел прочности при сжатии, газопроницаемость и водоотдачу. Для анализа эволюции микроструктуры применяли сканирующую электронную микроскопию (СЭМ), а также химико-аналитические процедуры, направленные на идентификацию продуктов гидратации и оценку остаточного содержания введённых реагентов. Критериальными параметрами практической применимости модифицированных цементных камней

служили величины газопроницаемости и долговечности при воздействии моделированных агрессивных сред, в частности сульфатсодержащих растворов.

Табл. 1. Физико-механические характеристики тампонажных растворов для цемента марки ПЦТ-I-G при Т=20 ^{0}С

Состав	ВЦО	Растекаемость, мм	Плотность кг/м^3	Водоотдача, см^3/30 мин	$\sigma_{пр}$, МПа	Время загустевания, час	Сроки схватывания час. начало	конец
1. ПЦТ-IG + Пресная вода затворения	0,44	180	1800	199	2,7	2-20	3-30	6-00
2. ПЦТ-IG+9%Полиэкосил+0,05%ПолиТЩР на пресной воде	0,44	250	1830	30	2,95	2-10	3	5-40
2. ПЦТ-IG +6%ПЕК + 0,1%Polyox на пресной воде	0,44	200	1840	19	2,8	2-55	5-10	6
4. ПЦТ-IG+9%Полиэкосил+0,05%ПолиТЩР на соленой воде	0,44	240	1960	92	3,1	2-50	3-40	6
5. ПЦТ-IG +6%ПЕК + 0,1%Polyox на соленой воде	0,44	195	1950	17	2,92	4-10	6-30	7-10

Отдельные серии испытаний были посвящены определению плотности как тампонажных, так и блокирующих систем с использованием пикнометрического метода и рычажных весов под давлением; реологические характеристики (эффективная вязкость, статическое и динамическое напряжение сдвига) оценивали на ротационном вискозиметре. Дополнительно фиксировали параметры растекаемости и консистенции растворов [5].

Стабильность составов исследовали методом термостатирования при пластовой температуре в течение трёх суток с визуальным контролем признаков дестабилизации: осадкообразования, фазовых превращений и изменения окраски. Для анализа устойчивости к контактному воздействию агрессивных сред пробы экспонировали в пластовой воде и нефти, а также в растворах хлорида натрия и хлорида кальция; оценка состояния осуществлялась по истечении 24 и 72 часов выдержки.

Поэлементный количественный анализ цементного камня до и после экспозиции в агрессивных средах проводили с использованием электронного микроскопа JEOL, что позволило проследить миграцию ионов и трансформацию фазового состава, включая образование эттрингита и гипса [6].

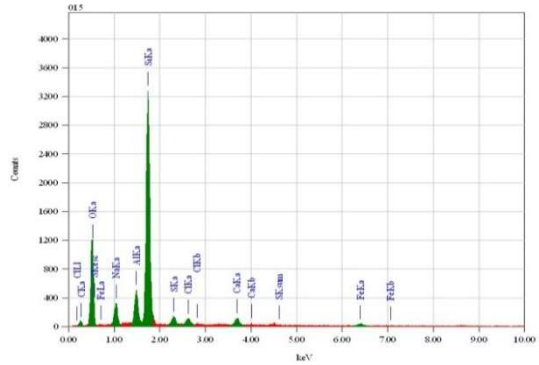


Рис.2. Поэлементный состав цементного камня ПЦТ-IG с обычной водой затворения до коррозионного воздействия

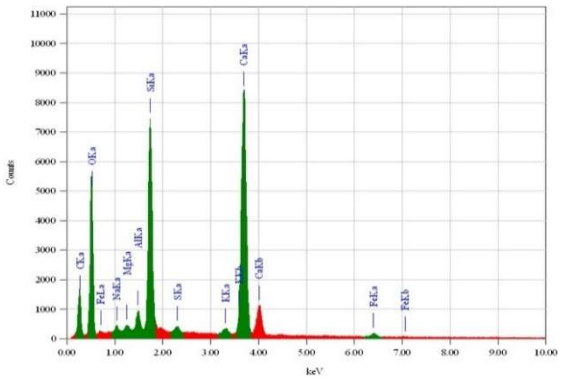


Рис.3. Поэлементный состав цементного камня после коррозионного воздействия с химически обработанной водой затворения

Для воспроизведения условий трещиноватых коллекторов в лабораторной среде применяли высокотемпературный фильтр-пресс, имитирующий искусственные трещины шириной 1–2 мм, что обеспечило оценку блокирующей эффективности исследуемых композиций. Газопроницаемость определяли при различных уровнях давления до и после воздействия сероводорода на протяжении 2 и 30 суток, что позволило сопоставить краткосрочную и среднесрочную устойчивость барьерных свойств.

Табл. 2. Газопроницаемость цементного камня и зоны контакта для цемента марки ПЦТ-I-G

Состав	Вода затворения	ВЦО	Коэффициент физической газопроницаемости, $м^2 \cdot 10^{-17}$		Коэффициент фазовой газопроницаемости, $м^2 \cdot 10^{-17}$	
			камня	зоны контакта	камня	зоны контакта
1. ПЦТ-IG + пресная вода затворения					34,0 24,0	4100,0
2. ПЦТ-IG+9%Полиэкосил+0,05%ПолиТЩР	пресная	0,44	18,6 15,7	2,50	0,98 0,92	21,4
3. ПЦТ-IG+9%Полиэкосил+0,05%ПолиТЩР	соленая	0,44	11,5 10,7	1,60	0,0768 0,0741	19,1
4. ПЦТ-IG +6%ПЕК + 0,01%Polyox	пресная	0,44	8,53 7,73	1,17	0,06314 0,0707	18,8
5. ПЦТ-IG +6%ПЕК + 0,01%Polyox	соленая	0,44	2,34 2,17	0,92	0,0074 0,00701	12,4

Обсуждение результатов исследования.

Комплекс лабораторных испытаний однозначно подтвердил существенное повышение эксплуатационных характеристик цементного камня при введении в воду затворения блокирующих реагентов полимерной природы. Микроструктурный анализ зафиксировал уменьшение среднего радиуса пор, сокращение доли открытой пористости и капиллярных каналов вследствие формирования внутриобъёмной полимерной фазы. Сформированный полимер-минеральный каркас выступает эффективным барьером для миграции агрессивных флюидов и газов, ограничивая диффузию и конвективный перенос в поровом пространстве [7,8].

Применение модифицирующих добавок обусловило рост предела прочности при сжатии на 15–25% относительно контрольных серий, приготовленных на стандартной воде затворения, а также существенное снижение газопроницаемости за счёт уменьшения общей и эффективной пористости. Зафиксировано уменьшение коэффициентов проницаемости в 3–10 раз по сравнению с немодифицированным цементом [9], что напрямую свидетельствует об усилении барьерных свойств и потенциальном увеличении ресурса цементного камня при длительном воздействии агрессивных сред.

Ключевой отличительной чертой полимермодифицированных систем является их высокая устойчивость к длительному контакту с растворами повышенной сульфатной агрессивности, кислыми композициями, а также к циклическим изменениям термобарических условий. Массовые потери материала при таких воздействиях не превышают 1–2%, тогда как для базовых составов уже на ранних этапах наблюдалось выраженное разрушение структуры. По данным микроскопии формируется более плотный и однородный микрорельеф с заметным снижением количества микротрещин и пор. Фазовый анализ фиксирует появление дополнительных прочных соединений — гидросиликатных и гидроалюминатных фаз, индуцируемых взаимодействием полимерного реагента с продуктами гидратации цемента. Указанные процессы объясняют как повышение химико-коррозионной и газокоррозионной стойкости, так и дополнительную герметизацию межпоровых каналов, что эффективно блокирует пути миграции агрессивных компонентов.

Серия экспериментов показала, что использование комплексных химических добавок сопровождается значительным снижением фильтрации тампонажного раствора, улучшением его тиксотропных характеристик и дополнительным ростом прочности при сжатии и изгибе. Испытания на устойчивость к сероводороду подтвердили, что модифицированные системы демонстрируют меньшую водоотдачу, пониженную проницаемость и стабильность механических показателей при длительной экспозиции в агрессивных средах.

Сопоставление с существующими решениями показывает, что внедрение современных полимерных реагентов и оптимизированных рецептур существенно повышает надёжность процессов цементирования и обеспечивает долговременную герметизацию изоляционного экрана. Данный эффект особенно критичен для сложных и истощённых месторождений, а также при освоении в экстремальных климатических и пластовых условиях. Одновременно выявлена необходимость углублённых исследований для адаптации технологий к различным типам агрессивных флюидов и расширенному диапазону температур и давлений, с обязательным учётом геолого-технической специфики конкретных скважин и месторождений.

В целом, применение комплексных модифицированных тампонажных составов в сочетании с соответствующими технологическими регламентами позволяет существенно увеличить срок эффективной службы цементного камня, повысить его герметизирующую способность и надёжно снизить риск межпластовых перетоков и аварийных событий [10]. Эти результаты являются критически важными для обеспечения долгосрочной и безопасной эксплуатации нефтегазовых скважин.

Заключение.

Проведённое исследование доказало, что введение блокирующих полимерных реагентов в воду затворения цементных растворов обеспечивает многократное улучшение эксплуатационных свойств цементного камня. Отмечены: резкое снижение газо- и водопроницаемости, рост прочности при сжатии и существенное увеличение долговечности при контакте с агрессивными пластовыми флюидами. Полимермодифицированный цемент эффективно предотвращает заколонные перетоки и надёжно изолирует продуктивные горизонты, сохраняя механическую целостность и герметичность цементного кольца на протяжении всего жизненного цикла скважины.

Таким образом, блокирующие составы целесообразно использовать как самостоятельные реагенты для первичной изоляции, так и как функциональные компоненты цементных смесей, повышающие эффективность цементации в сложных геолого-технических условиях. Их совместное применение повышает герметичность, прочность и долговечность крепи, минимизируя вероятность проявлений, аварийных ситуаций и межпластовых перетоков.

Следовательно, классический портландцемент без специальных модифицирующих добавок не обеспечивает требуемый уровень надёжности крепления скважин в условиях высокоминерализованных, коррозионно-активных и иных агрессивных сред. Использование блокирующих полимерных реагентов в воде затворения цементного раствора представляется перспективным направлением в технологии цементирования и гарантирует повышение эффективности и безопасности изоляционных работ на всех этапах эксплуатации нефтегазовых скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов, Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 131000 "Нефтегазовое дело" / Ф. А. Агзамов, Б. С. Измухамбетов, Э. Ф. Токунова. – Санкт-Петербург : Издательство "Недра", 2011. – 266 с. – ISBN 978-5-905153-11-2. – EDN QMZDWL.

2. Сравнение методов измерения прочности силикатных гелей, применяемых в водоизоляционных работах / В. Ю. Роднова, А. Ю. Царьков, О. А. Нечаева [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 51-56. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-51-56. – EDN WINIWW.

3. Никитин, В.И. Моделирование относительных фазовых проницаемостей фильтрата буровой промывочной жидкости и нефти / В. И. Никитин, Д. Р. Камаев // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 6(235). – С. 46-48. – EDN BCEOQM.

4. Никитин, В. И. Моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в продуктивный пласт с использованием эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей / В. И. Никитин, К. С. Купавых, М. М. Агрелкина // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 152-157. – EDN PQRBVX.

5. Двойников, М.В. Обоснование выбора методики расчета реологических параметров тампонажного раствора для крепления скважин / М. В. Двойников, В. И. Никитин, А. И. Коптева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 54-61. – EDN QBQPFH.

6. Живаева В.В. Создание модифицированного отечественного реагента для повышения коррозионной стойкости цементной оболочки / В. В. Живаева, Д. Р. Камаев // Бурение и нефть. – 2023. – № S1. – С. 57-59. – EDN CCRHEV.

7. Камаев Д.Р. Методика определения параметров тампонажного материала, подвергнутого влиянию агрессивного агента / Д. Р. Камаев // Актуальные проблемы недропользования : тезисы докладов XVIII Международного форума-конкурса студентов и молодых ученых, Санкт-Петербург, 15–21 мая 2022 года. Том 1. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 134-136. – EDN HIOSPJ.

8. Камаев, Д.Р. Планирование методики определения параметров тампонажного материала и свойств скважинных жидкостей для оценки времени сохранения эксплуатационных свойств камня за обсадной колонной / Д. Р. Камаев, В. В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 11(359). – С. 54-56. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-54-56. – EDN RJDPNP.

9. Kamaev, D.R. Study of the effect of corrosive-active agents on the plugging materialdestruction processes / D. R. Kamaev, V. V. Zhivaeva // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources : XVII International Forum-Contest of Students and Young Researchers. Scientific conference abstracts, St Petersburg, 31 мая – 06 2021 года. Vol. 1. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2021. – P. 62-64. – EDN WJOJMP.

10. Парфенов, К.В. Научно-практические подходы к обеспечению устойчивости горных пород в осложненных условиях строительства скважины / К.В. Парфенов, О.А. Нечаева, С.Н. Парфенова // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 34-38. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-2-34-38. – EDN YYAEUF.

ФОРМИРОВАНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Т.К. Потемкин, М.Г. Казазян

СамГТУ, г.Самара, Россия, tpotemkin55@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается генезис и формирование техногенных залежей углеводородов — искусственных скоплений, образовавшихся в результате утечек на объектах нефтегазовой инфраструктуры и вследствие технологических процессов добычи. Классифицированы основные типы залежей по источнику происхождения: в районе нефтебаз и НПЗ, связанные с добывающей инфраструктурой, а также внутрипластовые, формирующиеся при гидроразрыве пласта и заводнении. Описаны их ключевые параметры: глубина залегания, морфология и система оценки, включающая геометрические, технологические и инерционно-колебательные группы. Особое внимание уделено роли уровня грунтовых вод в миграции и формировании залежей легких нефтепродуктов. Подчеркивается, что техногенные залежи представляют собой сложные динамические системы, требующие комплексного подхода для оценки экологических рисков, разработки методов локализации и ликвидации, а также потенциального извлечения вторичного сырья.

Ключевые слова: техногенные залежи углеводородов, генезис, классификация, миграция, уровень грунтовых вод, LNAPL, гидроразрыв пласта, заводнение, экологические риски.

Проблема генезиса углеводородов исторически связана с конкуренцией парадигм их биогенного и абиогенного происхождения [1]. Однако с развитием нефтедобывающей промышленности сформировался принципиально иной тип объектов — техногенные залежи. Это искусственные скопления углеводородов, образовавшиеся в результате утечек и разливов на различных этапах технологической цепи, а также вследствие самих процессов добычи, кардинально изменяющих фильтрационные пути в пласте [2]. Изучение их генезиса критически важно для оценки экологических рисков и разработки эффективных методов рекультивации.

Формирование техногенных залежей происходит вследствие антропогенных воздействий, и их классификация напрямую связана с источником поступления углеводородов. Один из типов — залежи в районе нефтебаз и нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). Их генезис обусловлен длительной эксплуатацией объектов инфраструктуры, которая приводит к постоянным микропротечкам из резервуаров, трубопроводов, сливно-наливных эстакад. По состоянию на 2021 год в России официально действуют 37 НПЗ и более 200 крупных нефтебаз, многие из которых являются источниками формирования техногенных залежей [4]. Нефтепродукты фильтруются через грунт, достигают уровня грунтовых вод (УГВ) и формируют обширные линзы. Часто они представляют собой сложные многокомпонентные смеси (этилированные бензины, дизельное топливо, мазуты), формируются десятилетиями и имеют значительные объёмы. Например, в Саратовской области изучена залежь с запасами около 2000 тыс. т, сформировавшаяся за 70 лет [2]. Другой тип — залежи, связанные с добывающими скважинами и промысловой инфраструктурой. Их источниками являются негерметичность эксплуатационной колонны, приводящая к межпластовым перетокам, утечки с устьевого оборудования, а также шламовые амбары и амбары-накопители

нефтесодержащих отходов [5]. Состав таких залежей близок к составу природной нефти месторождения, и формируются они на значительных глубинах. Отдельно выделяются залежи, формирующиеся в результате технологических процессов добычи (внутрипластовые). При гидроразрыве пласта (ГРП) создаваемая сеть трещин может распространяться за пределы целевого интервала (рис.1). В результате нефть мигрирует по этим техногенным каналам и аккумулируется в тупиковых зонах, откуда её последующая добыча становится невозможной [3]. Таким образом, ГРП может создавать новые, «неизвлекаемые» техногенные скопления. Аналогично, при работе нагнетательных скважин (заводнении) из-за геологической неоднородности закачиваемая вода может обходить участки, насыщенные нефтью, образуя «языки обводнения». В результате часть нефти оказывается запертой в изолированных блоках, формируя техногенную остаточную залежь [3].

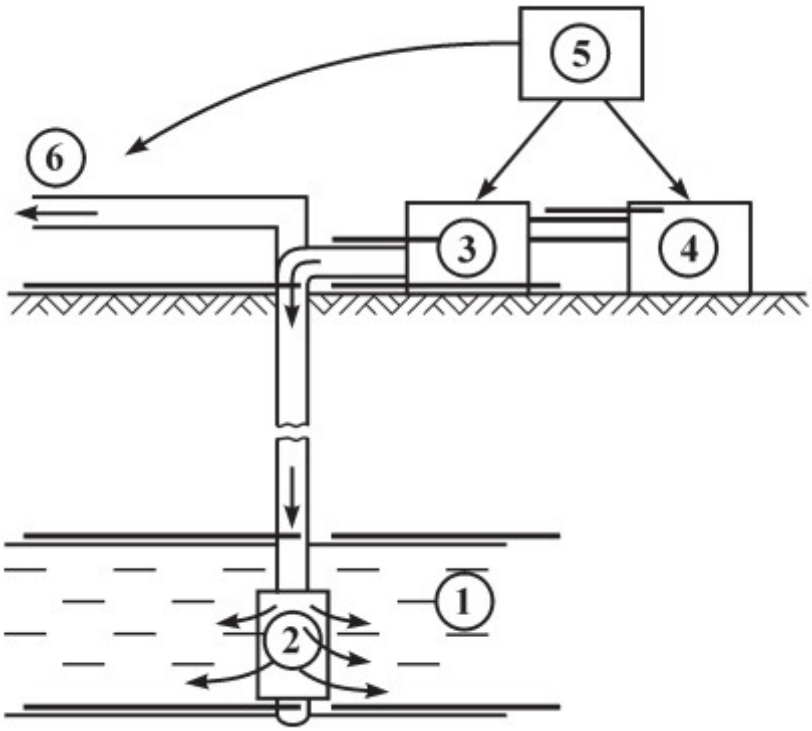


Рисунок 1. Технологическая линия искусственного формирования залежей нефти и газа в недрах земли.
1 - природная пластовая система; 2 - забойный узел распределения закачиваемого реагента;
3 - насосный блок; 4 - блок с реагентом; 5 - электронный блок управления технологическим циклом;
6 - система приема флюида из недр

Современные исследования интерпретируют техногенные залежи как сложные, динамические и многокомпонентные системы [6]. Технологическая группа включает тип области разгрузки подземных вод, который является ключевым фактором, поскольку паводково-меженный режим водных объектов служит причиной перемещения токсикантов. Инерционно-колебательная группа, описывающая залежь значениями амплитуды, периода и фазы колебаний, позволяет предложить рациональные режимы добычи или локализации с учётом гидрологического режима [2].

Поведение жидких углеводородов (LNAPL — Light Non-Aqueous Phase Liquids) в подземной среде фундаментально зависит от положения уровня грунтовых вод (УГВ). Механизм формирования линзы заключается в том, что углеводороды просачиваются через зону аэрации и, достигнув УГВ, растекаются горизонтально, формируя плавающую линзу. Колебания уровня грунтовых вод — ключевой фактор. При его повышении часть нефтепродуктов захватывается в порах породы выше УГВ (явление «смоляного чулка»). При понижении уровня ранее захваченные углеводороды вновь становятся мобильными. Этот процесс «дыхания» линзы приводит к её вертикальной растекаемости и увеличению площади загрязнения [7]. Кроме того, залежи часто находятся в зоне влияния поверхностных водотоков, являющихся областями разгрузки, что усложняет их поведение и требует учёта при разработке мероприятий по ликвидации [4].

Техногенные залежи углеводородов — это не только результат аварий и утечек на поверхности, но и прямое следствие технологий интенсификации добычи, таких как гидроразрыв пласта (ГРП) и заводнение [3]. Они представляют собой сложные динамические системы, поведение которых определяется инерционно-колебательными процессами в системе «залежь — область разгрузки» [2]. Комплексный подход к их оценке, включающий геометрические, технологические и инерционно-колебательные параметры, позволяет не только описать состояние залежи, но и определить рациональные методы её локализации и ликвидации. Выделение ресурсного этапа (извлечение свободных углеводородов) и восстановительного этапа (очистка грунтов) позволяет рассматривать эти объекты как источник вторичного сырья и как объект негативного воздействия, требующий незамедлительных мер по восстановлению геологической среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кучеров В.Г., Герасимова И.А. Генезис нефти и природного газа: конкуренция парадигм // Вопросы философии. 2019. № 12. С. 106–117.

2. Чертес К.Л., Тупицына О.В., Петренко Е.Н. Система оценки и охраны компонентов геосреды от техногенных воздействий залежей углеводородов // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. Самара, СамГТУ. 2023. № 1. С. 87–94.

3. Нестеров И.И. Генезис и формирование залежей углеводородного сырья // Геология нефти и газа. 2004. № 2.

4. Богданович А.М. Опыт локализации и ликвидации нефтяного загрязнения на одном из предприятий нефтекомплекса // Разведка и охрана недр. 2005. № 11. С. 57–59.

5. Быков Д., Чертес К., Петренко Е., Тупцына О., Пыстин В., Подячев А. Санация недр территории нефтеперерабатывающих заводов // Экология и промышленность России. 2019. № 23 (3). С. 9–13.

6. Мазанова Е.А., Анурина Ю.А. Проблемы загрязнения подземных вод на ОАО "Московский НПЗ" и пути их решения // Известия РАЕН. Технологии нефти и газа. 2011. № 2. С. 43–49.

7. Казазян М.Г., Бабицкая К.И., Тупицына О.В., Пименов А.А. Применение химических растворов селективного действия для ликвидации техногенных залежей углеводородов. Уфа, Нефтегазовое дело. №5 2025 г. С. 68-84.

УДК 622.24

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Д.А. Зюзина, К.А. Шиповский

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: daryakabaeva55@gmail.com

Аннотация. В данной статье рассмотрена задача применения геолого-геомеханического моделирования с целью прогнозирования и предупреждения поглощений бурового раствора. В программном комплексе «РН-СИГМА» проведен расчет устойчивости ствола скважины, построена одномерная геомеханическая модель 1D и безопасный коридор бурения. На основе полученных результатов предложены рекомендации для повышения эффективности строительства скважины.

Ключевые слова: поглощение бурового раствора, геолого-геомеханическое моделирование, одномерная геомеханическая модель, окно/коридор безопасного бурения.

Актуальность. На месторождениях Волго-Уральского региона по-прежнему остается актуальной проблемой в процессе строительства скважин наличие полных и катастрофических поглощений бурового раствора. Для повышения эффективности строительства скважин на месторождениях данного региона, необходимо разрабатывать мероприятия по прогнозированию и предупреждению поглощений промывочной жидкости. Помимо этого, важно точно устанавливать причины их возникновения. Одним из наиболее эффективных путей решения данной задачи является применение специализированных программных комплексов для геолого-геомеханического моделирования, которые позволяют производить построение геолого-геомеханических моделей для прогнозирования зон нестабильности и идентификации интервалов потенциальных осложнений при бурении [1,4].

Целью работы является повышение эффективности бурения скважин, используя геолого-геомеханическое моделирование для прогнозирования и предупреждения поглощений бурового раствора.

Одним из методов оптимизации процесса бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин является построение одномерной геомеханической модели (1D), другими словами, расчет устойчивости ствола скважины и ее анализ. Построение 1D модели позволяет определить зоны потенциальных осложнений и построить коридор безопасного бурения, опираясь на реальные геологические и геофизические данные [1,3].

Для построения 1D модели использовался программный комплекс (ПК) «РН-СИГМА». Данный ПК является эффективным инструментом для обеспечения процесса построения, калибровки и использования геомеханического моделирования для прогнозирования осложнений во время бурения. Функционал ПК «РН-СИГМА» позволяет выполнять полный цикл работ по сбору, анализу и предварительной обработке данных, в том числе по построению 1D моделей [2].

В качестве объекта исследования выступает интервал бурения (2778-3812м) на скважине N месторождения Самарской области.

Расчет устойчивости ствола скважины и построение безопасного коридора бурения производились на основе анализа данных геофизических исследований и ввода корреляций упруго-прочностных свойств горной породы.

Расчет 1D модели в ПК «РН-СИГМА» выполнен в три этапа, которые включают в себя:

1 этап. Загрузка исходных данных: траектории скважины, данных каротажа (DTp, DTs, GGKp), литологии скважины, а также точечных данных давления. Исходные данные получены со скважины.

2 этап. Расчет механических свойств и напряжений, необходимых для расчета устойчивости ствола скважины: синтетическая плотность, геостатическое давление, поровое давление, динамические упругие свойства: динамический модуль Юнга и коэффициент Пуассона, статические упругие свойства: статический модуль Юнга и коэффициент Пуассона, прочностные свойства, горизонтальные напряжения.

3 этап. Расчет устойчивости ствола скважины и формирование безопасного коридора бурения. Главной задачей при расчете устойчивости ствола скважины является построение безопасного коридора бурения. Окно безопасного бурения представляет собой график, на котором отображены значения плотностей поглощений, выброса, гидроразрыва пласта, и плотности обрушения породы [2,5].

На рисунке 1 представлены результаты расчета устойчивости ствола скважины и окно безопасного бурения.

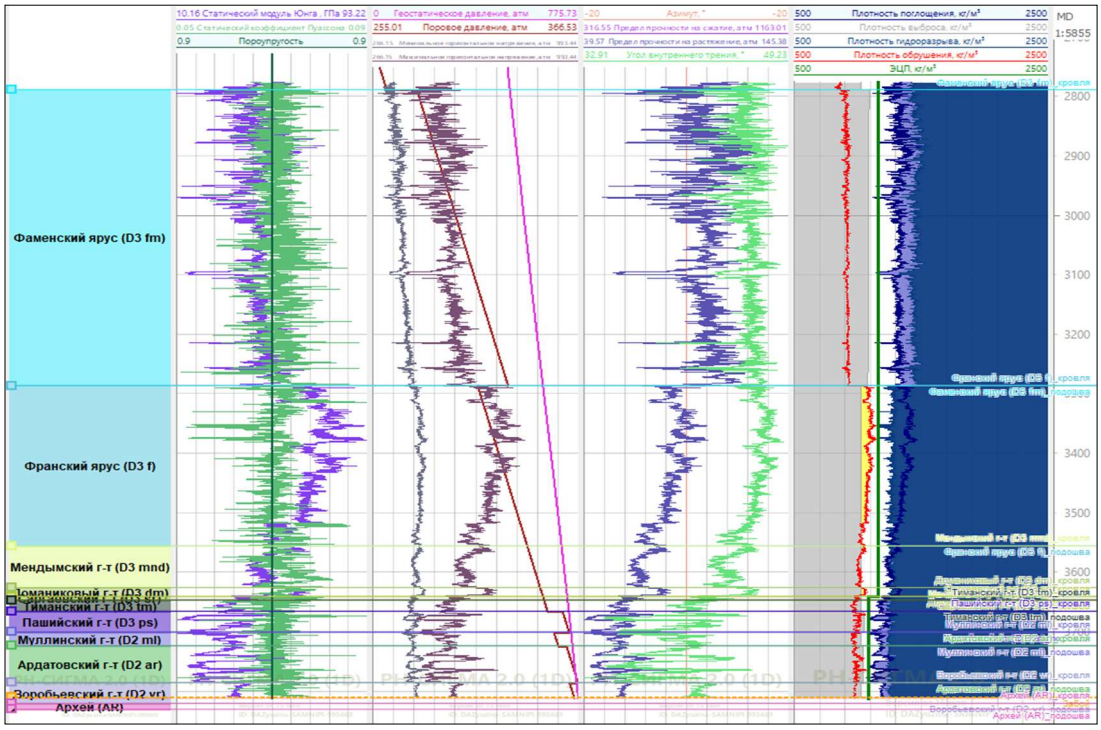


Рис. 1. Устойчивость ствола скважины и окно безопасного бурения

Исходя из рисунка 1, опираясь на результаты построения окна безопасного бурения, можно прогнозировать зоны возможных осложнений. В интервале (2789-3287м) фаменского яруса отмечается риск поглощений бурового раствора. В

интервале (3287-3520м) франского яруса отмечается риск поглощений бурового раствора и обрушения стенок скважины. Таким образом, при бурении скважины N месторождения по данной траектории будут встречаться осложнения в обозначенных интервалах. Для того, чтобы предупредить зоны нестабильных участков, необходимо оптимизировать траекторию скважины.

Следует отметить, что геологическая структура рассматриваемого интервала бурения (2778-3812м) представлена карбонатным массивом (известняки). Зачастую, бурение карбонатного массива осложняется полными и катастрофическими поглощениями промывочной жидкости. С учетом этого, в ходе расчета устойчивости ствола использовалась корреляция Ameen для известняков [2].

Корреляция Ameen (известняк) для расчета статических упругих свойств:

$$E_{st} = 86{,}094 \cdot e^{-5{,}34\phi} \quad (1)$$

E_{st} - статический модуль Юнга, ГПа;

ф - пористость.

Корреляция Ameen (известняк) для расчета прочностных свойств:

$$C_0 = 89{,}432 \cdot e^{-5{,}46\phi} \quad (2)$$

C_0 - предел прочности на одноосное сжатие, МПа;

ф - пористость.

Программный комплекс «РН-СИГМА» представляет большой набор корреляций для расчета устойчивости ствола скважины. Также имеется возможность создания и добавления новых корреляций, полученных в результате исследований. От выбора корреляции зависит точность расчета устойчивости ствола скважины, поэтому важно правильно подбирать корреляции, соответствующие геологической структуре рассматриваемого интервала бурения [2].

Выводы

1. Применение ПК «РН-СИГМА» позволяет производить построение 1D модели устойчивости ствола скважины и окна безопасного бурения.

2. С применением ПК «РН-СИГМА» идентифицированы зоны возможных осложнений для рассматриваемой скважины: поглощений бурового раствора в фаменском ярусе (2789-3287м), поглощений бурового раствора и обрушения стенок скважины во франском ярусе (3287-3520м).

3. В ходе расчета, правильно подобранная корреляция Ameen для известняков, соответствующая геологической структуре рассматриваемого интервала бурения (2778-3812 м), позволила идентифицировать зоны возможных осложнений.

4. Для снижения прогнозируемых рисков поглощений бурового раствора и обрушения стенок скважины при бурении фаменского и франского яруса, планируется произвести оптимизацию траектории скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ванюшкин, В. С., Парменова, А. А., Авдеева, К. В., Шиповский, К. А. Построение одномерной геомеханической модели в программе РН-СИГМА // Ашировские чтения. - Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2024. - С. 100-103.

2. Геомеханический симулятор «РН-СИГМА 2.0»: руководство пользователя / ПАО «НК «Роснефть».: М. 2024. - С. 435.

3. Зюзина, Д. А., Шиповский, К. А. Прогнозирование, предупреждение и ликвидация поглощений бурового раствора с использованием геолого-геомеханического моделирования // Ашировские чтения. - Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2024. - С. 141-142.

4. Парменова, А.А., Евдокимов, Д.В., Коваль М.Е. Анализ причин возникновения осложнений по ранее пробуренным скважинам и сопоставление с результатами моделирования устойчивости ствола скважины на примере месторождения Волго-Уральского региона // Ашировские чтения. - Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2025. - С. 129-136.

5. Построение одномерной геомеханической модели: лаб.практикум / К.А. Шиповский, К.В. Авдеева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2024. - 63.

ОБОСНОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

О.А. Нечаева, В.А. Кузнецова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
nechaevaoa@gmail.com , boykoviktoria@bk.ru

Аннотация. Широкое применение горизонтального бурения для освоения трудноизвлекаемых запасов, разработки низкопроницаемых коллекторов и доступа к месторождениям в труднодоступных районах (шельфовые зоны, территории с особым природоохранным статусом) сопряжено с рядом технологических сложностей. Строительство скважины на горизонтальном участке требует корректировки требований к параметрам бурового раствора. Подобный профиль скважины значительно увеличивает риски осложнений, связанных с изменением гидродинамического режима течения жидкости при эксцентричном положении бурильной колонны, и, как следствие, недостаточной очисткой забоя и зашламования ствола скважины.

Ключевые слова: реология, плоский профиль, инвертный буровой раствор.

Минимизация данных рисков требует целенаправленного подбора реологического профиля бурового раствора и определения на его основе критических технологических параметров.

Теоретическое обоснование выбора реологических параметров. Эффективность бурения горизонтальной скважины в значительной степени определяется способностью бурового раствора решать две задачи: эффективно транспортировать

шлам в условиях действия силы тяжести и обеспечивать стабильность ствола без создания избыточного давления на пласт [1,2].

Для бурения горизонтальных скважин целевым является наиболее «плоский» профиль, который определяется низким значением вязкости при высоких скоростях сдвига, и, наоборот, высоким значением вязкости при низких скоростях сдвига. Также важным аспектом является контроль значений прочности геля: важно определить интервал значений, при котором достигается удержание взвешенных частиц в состоянии покоя, а также максимально возможного для снижения давления на стенки скважины при начале циркуляции.

Важнейшим ограничением при проектировании реологии является давление, которое буровой раствор оказывает на стенки скважины. Превышение давления эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) над давлением гидроразрыва пласта (ГРП) недопустимо. Высокие значения пластической вязкости (ПВ) и динамическим напряжением сдвига (ДНС) приводят к росту репрессии на пласт, что лимитирует их максимально допустимые значения.

Моделью, комплексно описывающей поведение системы как при низких так и при высоких скоростях сдвига является модифицированная степенная модель Гершеля-Балкли [3,4]:

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n$$

где: τ_0 - начальное напряжение сдвига, Па; K – коэффициент консистенции, Па·с^n; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с$^{-1}$; n – показатель поведения течения.

На Рисунке 1 изображен график течения бурового раствора, представленного инвертной эмульсией плотностью 1,8 г/см^3, при различных температурах. Как было отмечено в работах [5,6] контроль реологических параметров промывочной жидкости на углеводородной основе осложняется в процессе бурения в виду зависимости параметров от температуры. Такое поведение определяется применением в качестве основы углеводорода, обладающего свойством разжижения или загустевания при изменении температуры.

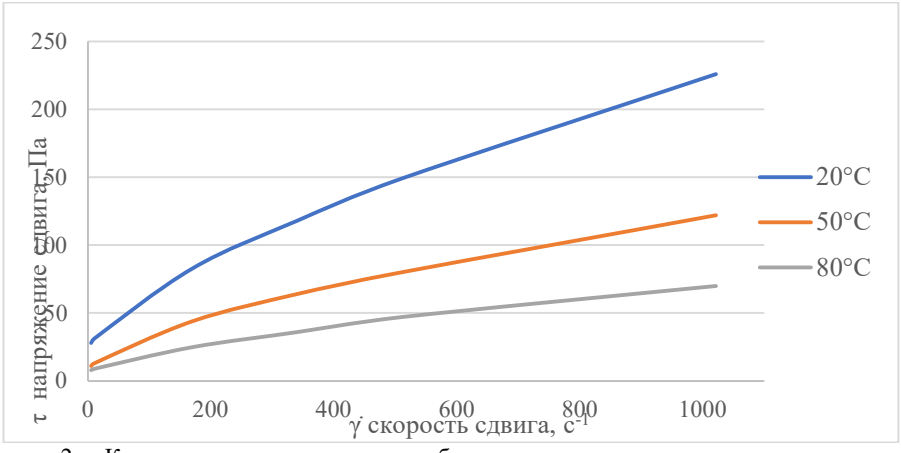


Рисунок 2. - Кривые течения эмульсионного бурового раствора при различных температурах

Ожидаемый реологический профиль характеризуется максимально низким значением показателя поведения течения ($n \rightarrow 0$) и достаточно высоким коэффициентом консистенции (K).

Показатель нелинейности (n): Чем ближе n к 1, тем ближе жидкость к Ньютоновской, для которой характерен параболический профиль скоростей в

кольцевом пространстве с максимальной скоростью в центре и практически нулевой у стенок. Снижение n (приближение к 0) способствует выравниванию профиля скорости, что обеспечивает эффективный транспорт частиц по всему сечению кольцевого пространства, минимизируя их контакт со стенками скважины.

Коэффициент консистенции (K): Повышение коэффициента K при снижении n позволяет обеспечить необходимую вязкость при высоких скоростях сдвига (на забое, в трубах) для гидравлического разрушения породы и очистки долота, одновременно сохраняя «притуплённый» профиль течения.

Ввиду высокой зависимости реологических параметров растворов на углеводородной основе от температуры необходим поиск решений для снижения показателя ПВ, который характеризуется tng угла наклона кривой течения и должен быть оптимизирован для достижения сбалансированного профиля, исключающего как избыточные, так и недостаточные реологические свойства [7]. При проектировании реологических свойств необходимо также учитывать показатель фильтрации буровых растворов [8,9].

Заключение. На основании проведенного теоретического анализа обоснована необходимость применения для бурения горизонтальных скважин буровых растворов, реологическое поведение которых оптимально описывается моделью Гершеля-Балкли. Целевой реологический профиль должен характеризоваться:

Сниженным показателем поведения течения ($n \rightarrow 0$) для выравнивания профиля скорости при ламинарном течении и улучшения выноса шлама.

Оптимально подобранным коэффициентом консистенции (K) для обеспечения необходимой несущей способности без создания избыточных гидравлических потерь.

Достаточным динамическим напряжением сдвига и стабильным отношением при низких скоростях сдвига, а также наличием не прогрессирующих значений гелеобразования статического напряжения сдвига 10 минут для гарантированного удержания выбуренной породы во взвеси в периоды прекращения циркуляции [10].

Такой подход позволяет теоретически обосновать выбор состава и параметров бурового раствора, направленный на минимизацию рисков при строительстве горизонтальных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Парфенов, К. В. Научно-практические подходы к обеспечению устойчивости горных пород в осложненных условиях строительства скважины / К. В. Парфенов, О. А. Нечаева, С. Н. Парфенова // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 34-38. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-2-34-38. – EDN YYAEUF.

2. Сараев, А. А. Влияние вращения бурильной колонны на качество очистки ствола скважины / А. А. Сараев, Д. В. Цаплин, О. А. Нечаева // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 1, № 1(16). – С. 81-89. – EDN WBBMUH.

3. Леушева Е.Л., Алиханов Н.Т., Бровкина Н.Н. Исследование реологических свойств безбаритового бурового раствора повышенной плотности // Записки горного института. - 2022. - №258. - С. 976-985.

4. Никитин, В. И. Анализ решения задачи о нахождении распределения скоростей при ламинарном движении нелинейно-вязкой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины / В. И. Никитин // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 964-975. – DOI 10.31897/PMI.2022.93. – EDN QYDZOY.

5. Меденцев С.В. Стабилизация реологического профиля буровых растворов на углеводородной основе // Территория нефтегаз. - 2010. - №10. - С. 28-30.

6. Комкова Л.П., Чиркунова А.С. Оптимизация реологических параметров буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения // Нефтегазовое дело. - 2023. - №Т.21, №4. - С. 29-36.

7. Никитин В.И., Двойников М.В., Купавых К.С., Пантелеева Т.А. Применение машинного обучения при моделировании параметров бурового раствора реологической модели Гершеля – Балкли для оптимизации промывки скважины // Записки Горного института. 2025. Т. 275. С. 70-80. EDN OLPTNY

8. Никитин, В. И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / В. И. Никитин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 29-31. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-29-31. – EDN EHUWHY.

9. Нечаева, О. А. Сравнение процесса фильтратоотдачи и свойств фильтратов различных типов буровых растворов / О. А. Нечаева, В. А. Кузнецова // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 114-118. – EDN MDROOX.

10. James Friedheim, Jim Friedheim PhD LLC and Arthur Hale, Aramco Services The History of Flat Rheology Drilling Fluids // American Association of Drilling Engineers. - Houston, Texas: 2024. - С. AADE-24-FTCE-027.

ВЫЯВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИНТЕРПРЕТАЦИЮ ДАННЫХ И ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

В.С. Ванюшкин, А.А. Парменова, Д.В. Евдокимов

Самарский государственный технический университет (ФГБОУ ВО «СамГТУ»)
г. Самара, Россия
e-mail: vanser.hp@mail.ru, alina_parmenova03@mail.ru

Аннотация. В данной статье проводится анализ воздействия состава и свойств бурового раствора на эффективность выполнения и интерпретации геофизических исследований. Приведено подробное описание влияния на определенные методы геофизических исследований скважин, рассмотрены принципы действия измерительных приборов. Сформулированы выводы о способах минимизации воздействия состава и свойств буровых растворов, как негативного фактора, на проведение и интерпретацию ГИС.

Ключевые слова: буровой раствор, ГИС, геофизические исследования, интерпретация, бурение, скважина, данные, факторы, параметры, причины, воздействие.

Добыча нефти и газа – многоэтапный процесс, эффективность и безопасность которого во многом зависят от достоверной геологической информации. Геофизические исследования скважин (ГИС) являются распространенным способом получения таких данных. Однако значимость промысловой геофизики определяется не только качеством измерений, на которые влияет комплекс факторов, но и корректностью последующей интерпретации полученных результатов.

Несмотря на высокотехнологичность методов геофизических исследований скважин, процесс интерпретации первичных данных во вторичные остается

существенным источником неопределенности. Результаты обработки одних и тех же каротажных кривых ГИС, в совокупности с неучтенными погрешностями, возникшими на этапе проведения исследований, в разных трактовках, могут привести к принятию отличных друг от друга решений.

Важно отметить, что строительство нефтяных и газовых скважин, как и добыча нефти и газа, – это сложный процесс, нуждающийся в углубленной опытно-промысловой и геологической информации, источником которой, в том числе, являются ГИС.

Цель интерпретации ГИС достигается путем решения следующих задач:

– расчленение геологического разреза;

– выделение продуктивных горизонтов;

– получение информации о фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов;

– получение информации о нахождении зон водонефтяного, газонефтяного контактов (ВНК, ГНК);

– получение информации о качестве цементного камня;

– получение значений давления, температуры и диаметра ствола скважины.

Основные методы геофизических исследований скважин включают в себя:

1. Электрические и электромагнитные – собственной поляризации (СП), кажущееся сопротивление (КС), микрозондирования (МЗ), боковой и микробоковой каротажи (БК И МБК), потенциалы вызванной поляризации (ВП), индукционный каротаж (ИК);

2. Радиоактивные методы – гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма-каротаж (ГГК), нейтронный каротаж (НК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым и надтепловым нейтронам (ННК-Т и ННК-Н);

3. Акустические и другие методы исследования скважин – акустический каротаж (АК), термометрия, магнитный, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК).

Используя перечисленные методы достигается получение первичной информации непосредственно со скважины. Однако использовать данную информацию без обработки (интерпретирования) не является возможным, так как сама первичная информация представляет собой графики (каротажи), строящиеся по глубине и имеющие определенное значение в каждой точке.

Каждый из методов имеет свой механизм исследования и получения результатов, исходя из чего можно сделать вывод о том, что в зависимости от механизма, определяется фактор, который даже при незначительном влиянии ведёт к появлению некорректной первичной или интерпретации её во вторичную информации.

Согласно ГОСТ 32358-2013, необходимо производить калибровку геофизических приборов с учётом скважинных условий. [1] Одной из основных составляющих внутрискважинных условий является буровой раствор, его компонентный состав и параметры (плотность, вязкость, удельное электрическое сопротивление, фильтрационные свойства, адсорбционный потенциал). [4] В связи с тем, что ГИС могут проводиться и в процессе бурения скважин, буровой раствор может выступать как фактор воздействия на получаемые данные методами ГИС и их дальнейшую интерпретацию.

Рассмотрим подробнее влияние параметров буровых растворов на конкретные методы геофизических исследований скважин.

Важный параметр, который необходимо учитывать при проведении геофизических исследований в скважине – плотность бурового раствора. Для эффективного ведения процесса бурения и снижения риска возникновения осложнений, на горные породы оказывается противодавление, создаваемое гидростатическим давлением столба жидкости.

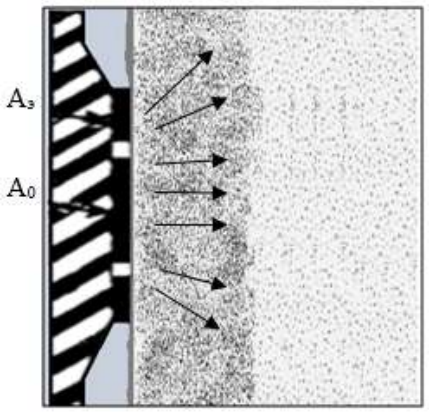


Рис. 1 – Принцип действия бокового микрозонда БМЗ

Влияние плотности:

1) Плотность бурового раствора ограничивает использование некоторых методов ГИС по причине того, что условия применения приборов не позволяют проводить исследования при высоких значениях данного параметра (как правило, не более 1,3-1,4 г/см^3). Помимо этого, у геофизического оборудования существуют ограничения по забойному давлению, формирующееся гидростатическим давлением столба жидкости;

2) При большой разнице между пластовым и забойным давлениями в проницаемых пластах возрастает риск возникновения дифференциального прихвата, особенно геофизического оборудования, принцип действия которого заключается в непосредственном контакте со стенками скважины, например, на таком принципе действия проводятся измерения микрозондом БКЗ (рис. 1); [3]

3) Повышение плотности бурового раствора приводит к увеличению знакопеременных напряжений, оказывающих действие на стенки скважины, что в конечном счете, при переносе давления со стенок скважины внутрь проницаемого пласта, приводит к возрастанию глубины проникновения фильтрата.

Фильтрационные свойства буровых растворов являются основной характеристикой и имеют прямую взаимосвязь с глубиной проникновения фильтрата в проницаемые пласты: чем интенсивнее фильтрация, тем глубже может проникать фильтрат (рис. 2). [6]

Влияние фильтрационных свойств:

1) Глубина проникновения фильтрата зависит от пористости и проницаемости породы, перепада давления и времени контакта бурового раствора с пластом. [6] Чем глубже фильтрат проникает в пласт, тем сильнее он изменяет его первоначальные, естественные свойства. Толщина фильтрационной корки напрямую зависит от объема фильтрата. Чем толще образуется корка на стенках скважины, тем менее эффективен процесс проведения и интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства пород в зоне проникновения изменяются за счет оттеснения первоначального флюида, возникновения сложного, в ряде случаев многофазного насыщения, окислительно-восстановительных процессов, закупорки пор (кольматации).

2) За счет взаимодействия фильтрата в проницаемом пласте с горными породами происходит изменение их электрических свойств. [6] Таким образом, электрическое сопротивление зоны проникновения может отличаться от основного пласта.

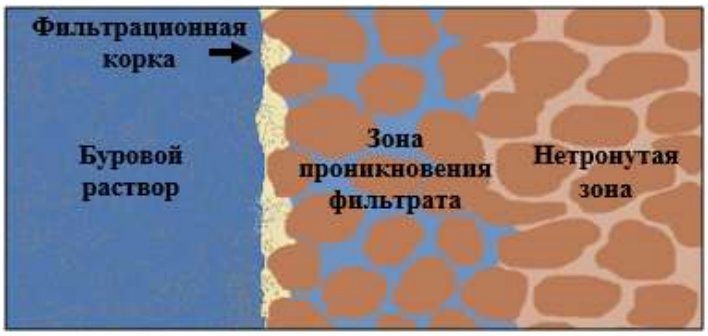


Рис. 2 Глубина проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт

Исходя из вышесказанного, стоит описать конкретные методы, требующие проведения дополнительных калибровок или имеющие ограничения при высоких значениях параметра, а именно:

a) Методы кажущегося сопротивления (КС) и собственной поляризации (СП): проведение исследования в зонах, где глубина проникновения фильтрата больше глубины исследования измерительного прибора, не будет отражать естественную характеристику;

b) Методы индукционного каротажа (ИК): при высокой фильтрации усложняется процесс интерпретации полученных данных за счёт увеличения зоны контакта зонда и фильтрата бурового раствора;

c) Методы бокового каротажного зондирования также, как и индукционный каротаж, требуют учёта радиуса проникновения фильтрата бурового раствора;

d) Методы микробокового каротажа (МБК) имеют минимальную зависимость от глубины проникновения фильтрата бурового раствора;

e) Методы нейтронного гамма-каротажа (НГК): высокая фильтрация бурового раствора может оказывать воздействие при выявлении газонасыщенных коллекторов. Проникая в породу, фильтрат вытесняет из порового пространства газ за счет высокой плотности и водородосодержания, что, в конечном итоге, может привести к некорректной интерпретации газонасыщенного пласта; [2]

f) Методы гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) также, как и при нейтронных методах могут привести к некорректному выделению пластов по плотности, за счет смешивания фильтрата с флюидом или замещения.

Для перечисленных методов используются конкретные приборы (АМК ГОРИЗОНТ-90, К1А-723 и др.), однако в их технических характеристиках есть ограничения по зонам и глубине исследования – при превышающих значениях глубины проникновения фильтрата бурового раствора замеры не позволяют получить корректные значения.

Ключевым параметром, взаимосвязанным с величиной фильтрации бурового раствора, выступает фильтрационная корка. Формирование фильтрационной корки на стенке скважины – процесс, напрямую влияющий на качество исследований и интерпретацию данных каротажа. Она действует как физический барьер между скважинным прибором и горной породой, что приводит к нескольким эффектам (рис. 1):

1. Образование промежуточного слоя, искажающего геометрию измерений для методов, требующих прямого контакта со стенкой скважины или точной геометрии ствола (МКЗ, кавернометрия);

2. Как правило, корка имеет низкое удельное электрическое сопротивление (УЭС), особенно если буровой раствор высокоминерализован. Это создает проводящую прослойку, которая препятствует прохождению измерительных токов электрических зондов, не позволяя им проникать глубоко в пласт;

3. Низкое УЭС корки перекрывает доступ измерительных зондов от полезного сигнала, исходящего от естественной зоны пласта, что приводит к значительному занижению показаний кажущегося сопротивления.

Наличие слишком толстой фильтрационной корки создает буферный слой между зондом и пластом. Толстая корка с низким УЭС становится основным проводящим объектом для измерительных токов. [2] Токи замыкаются через эту корку, не проникая в пласт. Это приводит к тому, что прибор регистрирует свойства самой корки, а не коллектора.

Влияние толстой фильтрационной корки на методы ГИС:

- Методы микробокового каротажа (МБК): зонд физически не может через корку измерить свойства зоны проникновения или пласта. Он измеряет УЭС самой корки;
- Метод бокового каротажа (БКЗ): фокусирующие токи системы БКЗ искажаются, данные сильно занижаются; [2]
- Методы самопроизвольной поляризации (ПС) и кажущегося сопротивления (КС): Толстая корка экранирует естественную разность потенциалов (ПС) и искажает измерения кажущегося сопротивления (КС).

b) Методы с минимальным влиянием корки:

- Методы микробокового каротажа (МБК): конструкция зонда МБК включает экранирующие электроды, которые фокусируют измерительный ток в узкий пучок, перпендикулярный стенке скважины. Это позволяет ему проводить измерения через корку и получать данные о свойствах прискважинной зоны пласта с высокой точностью;
- Методы акустического каротажа (АК): акустический сигнал способен проходить через корку, хотя ее толщина и состав могут вносить погрешности в измерение времен пробега волн;
- Ядерные методы (ГК, НГК, ГГК-П): эти методы измеряют естественное или наведенное излучение, для которого фильтрационная корка не является серьезным препятствием. Однако толщина корки может незначительно ослаблять сигнал, а также наличие ионов калия может негативно влиять на значения естественной радиоактивности горных пород при проведении измерений ГК.

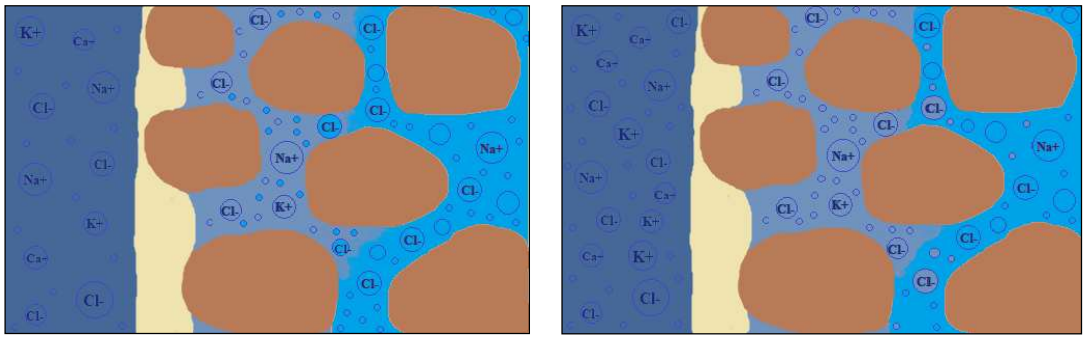
Следующая немало важная характеристика бурового раствора – его минерализация и, соответственно, удельное электрическое сопротивление (УЭС). Высокая минерализация бурового раствора приводит к низкому УЭС его фильтрата. В случае, когда УЭС фильтрата становится близким или равным УЭС пластовой воды, контраст между зоной проникновения и нетронутой зоной становится минимальным, что делают дальнейшую интерпретацию геофизических методов крайне затруднительной. Именно значительное отличие УЭС фильтрата от УЭС пластовой воды является основой для выделения пластов.

Рассмотрим несколько случаев:

1) Низкая минерализация (пресные буровые растворы, УЭС БР > УЭС пластовой воды) является наиболее благоприятным условием для интерпретации. В водонасыщенных коллекторах формируется зона повышенного проникновения с высоким УЭС. При превышении степени минерализации пластовой жидкости над степенью минерализации фильтрата в результате их взаимодействия происходит осмотический переход – насыщение фильтрата ионами (рис. 3, а). В ходе данного процесса УЭС фильтрата снижается. В нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторах, где флюид не проводит ток, зона проникновения также имеет высокое УЭС, но ее радиус меньше;

2) Высокая минерализация (УЭС БР ≤ УЭС пластовой воды) вызывает резкое снижение эффективности традиционных электрических методов (ПС, МКЗ, БКЗ и др.). [4] В этом случае УЭС фильтрата и пластовой воды выравниваются (рис. 3, б). В водонасыщенных коллекторах зона проникновения исчезает, а в продуктивных коллекторах, как правило, формируется только зона понижающего проникновения, но ее контраст с нетронутой зоной слаб.

В процессе бурения могут применяться ингибирующие буровые растворы для стабилизации глинистых горных пород. В качестве основы в таких растворах могут выступать соли калия (KCl), натрия (NaCl), кальция (CaCl), магния (MgCl) и другие, которые являются сильными электролитами, что может привести к снижению УЭС бурового раствора и его фильтрата, вызывая негативные последствия, описанные в пункте 2. [5]



а б

Рис. 3 – а) Насыщение фильтрата бурового раствора ионами пластовой жидкости;
б) Выравнивание минерализации фильтрата бурового раствора при взаимодействии с пластовой водой, имеющей меньшую степень минерализации

Рассмотрим влияние минерализации на методы проведения ГИС:

a) Низкая минерализация:
   - Метод самопроизвольной поляризации (ПС): способствует выделению нефтегазонасыщенных коллекторов отрицательными аномалиями на каротажных диаграммах;
   - Метод микрозондирования (МКЗ): способствует выделению нефтегазонасыщенных коллекторов положительными аномалиями кажущегося сопротивления.

b) Высокая минерализация:

- Методы самопроизвольной поляризации (ПС) и микрозондирования (МКЗ). Вследствие механизма, описанного в пункте 2, разность между промытой и непромытой зоной сводится к минимальной, из-за чего аномалии для интерпретации практически отсутствуют; [3]
- Методы индукционного каротажа (ИК): при низком УЭС фильтрата эффективность интерпретации полученных данных снижается, так как прибор фиксирует суммарную проводимость и сигнал искажается проводимостью промытой зоны и самим буровым раствором; [3]
- Метод бокового каротажного зондирования (БКЗ): фокусирующая система электродов минимизирует влияние бурового раствора и позволяет лучше исследовать зону проникновения фильтрата по сравнению с методом ИК.

Отметим также, что на метод гамма-каротажа (ГК) оказывает влияние наличие в буровом растворе ионов калия (K^+), которые имеют природный радиоактивный изотоп (K^{40}), искажающий показания естественной радиоактивности пород по ГК.

Существенное влияние на качество и интерпретацию данных ГИС оказывают наличие примесей в буровом растворе и пластовых флюидов – хлор (Cl), бор (B), кадмий (Cd), литий (Li) и другие. Данные элементы обладают высокими микропоперечным сечением захвата тепловых нейтронов. В результате нейтронный каротаж (НК) или нейтронный гамма-каротаж (НГК), из-за исключительной способности захватывать тепловые нейтроны, регистрирует не естественные свойства пород, а сильно искаженный влиянием элементов сигнал. Прямые измерения НГК становятся неэффективными для оценки естественных свойств пород и, соответственно, это приводит к существенным ошибкам в определении коллекторских свойств: например, породы с высокой пористостью будут интерпретироваться как плотные, и наоборот.

Бор и хлор являются наиболее распространенными элементами в составе глинистых пород и пластовых высокоминерализованных флюидах. Когда в среде содержание подобных элементов высокое, тогда тепловые нейтроны не успевают диффундировать и попадают на детектор в недостаточном количестве, что фиксируется как область с низкой кажущейся пористостью.

Поэтому без учета химического состава и примесей в буровом растворе возможна неверная интерпретация продуктивных пластов и других горных пород.

Влияние примесей буровых растворов на ГИС:

a) Методы нейтронного гамма каротажа (НГК): из-за высокой концентрации примесей в буровом растворе прибор регистрирует вторичное гамма-излучение, возникшее при захвате замедлившихся тепловых нейтронов элементами горных пород. Буровой раствор, содержащий значительное количество таких элементов, как Cl, B и т.д., будет воздействовать на распространение тепловых нейтронов таким образом, что они не будут достигать горной породы и взаимодействовать с ней. [3]

b) Методы импульсного нейтронного-нейтронного каротажа (ИННК): наличие примесей влияет на временные характеристики затухания нейтронного поля, в результате чего искажаются получаемые данные. [3]

c) Методы кажущегося сопротивления (КС), бокового каротажа (БК), зондирования (ЗС): высокое содержание солей (Cl, Na) снижает УЭС бурового раствора и приводит к занижению результатов кажущегося сопротивления горных пород, особенно при использовании микрозондов.

d) Гамма-каротаж (ГК): присутствие в большом количестве соединений с повышенной естественной радиоактивностью приводит к повышению фоновых значений гамма-излечения. [3]

e) Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П): элементы, применяющиеся для утяжеления буровых растворов (например, барит ($BaSO_4$)), влияют на плотностные измерения. Из-за того, что барит сам по себе имеет высокую плотность и эффективное атомное число, его наличие в зоне исследования прибора может вызвать завышение измеряемой объемной плотности породы, что делает данные о пористости некорректными.

f) Методы Акустического каротажа (АК): наличие газовой примеси в буровых растворах занижает скорость распространения упругих волн и измеренное интервальное время в горных породах, а также затрудняет интерпретацию данных для определения естественных свойств коллекторов.

Проведенный анализ влияния бурового раствора на ГИС демонстрирует, что состав и свойства промывочной жидкости являются критически важным фактором, определяющим достоверность геофизических исследований. Однако необходимо понимать, что проблемы возникают тогда, когда влияние бурового раствора не учитывается на этапах проектирования, проведения измерений и интерпретации данных.

Буровой раствор – необходимый компонент строительства скважин и внутрискважинных условий. Как видно из приведенного анализа, он оказывает влияние на результаты практически всех методов ГИС:

– на измерения свойств пласта: формирование некачественной фильтрационной корки, глубина проникновения фильтрата влияют на методы электрических, акустических, радиоактивных измерений свойств горных пород;

– на прямые измерения: воздействие параметров бурового раствора (плотности, минерализации, УЭС, примеси) на работу скважинных приборов. Высокая минерализация искажает электрические методы (КС, БК, ИК), наличие примесей негативно влияют на корректность данных нейтронных методов (НГК, ННК, ИННК), утяжелители (барит) – данные плотностных измерений (ГГК).

При выборе системы и свойств бурового раствора, в зависимости от назначения скважины, необходимо найти баланс между технологической эффективностью строительства скважины и качеством информации, которую необходимо получить методами ГИС. Например, при бурении разведочной скважины, зачастую требуется максимальный объём информации, получаемый полным комплексом ГИС для подробного изучения геологического разреза и свойств продуктивных пластов, в связи с чем возникает необходимость подбора состава и свойств буровых растворов, учитывающих данную особенность. При строительстве скважин иного назначения, например, эксплуатационных, получение геологической информации имеет вторичное значение и подбор методов геофизических исследований может осуществляться исходя из используемых систем буровых растворов и внутрискважинных условий.

Получение достоверной геологической информации заключается не в полном устранении влияния буровых растворов на горные породы, а в его комплексном учете. Помимо тщательного подбора состава с вниманием на планируемое использование приборов ГИС, необходимо производить обязательную калибровку оборудования с учетом:

– конкретных параметров используемого раствора, корректного выбора методов ГИС, наименее подверженных влиянию определенных свойств и составов бурового раствора;

– применения поправок и современных программных комплексов для интерпретации, в которых учитывается влияние бурового раствора;

– глубины проникновения фильтрата;

– фильтрационной корки и др. [1]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 32358-2013. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования, и работы в скважинах. Общие требования: межгосударственный стандарт: издание официальное: утверждён и введён в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 ноября 2013 г. № 2050-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 32358-201: введён впервые: дата введения 2015-01-01 / разработан Техническим комитетом по стандартизации ТК431 «Геологическое изучение, использование и охрана недр». Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский и проектный институт мониторинга природных ресурсов» (ООО «НИПИ МПР»): Москва: Стандартинформ, 2014.

2. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.В. Климов, А.В. Шостак; ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 220 с

3. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 122 с.

4. Исламгалиев Д. В., Ратушняк А. Н. Влияние бурового раствора на величину потенциала спонтанной поляризации при каротаже скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2021. — № 11-1. — С. 46—54.

5. Кошелев В.Н., Гвоздь М.С., Растегаев Б.А., Ульшин А.В., Фаткуллин Т.Г. Выбор раствора для разбуривания глинистых пород // Бурение и нефть. - 2015. - №09 URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=62011 (дата обращения: 29.10.2025)

6. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. - М.; , 2013. – 95 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗА МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Д.А. Кузнецов, П.А. Гаранин

Самарский государственный технический университет,
г. Самара. Россия
E-mail: denis.kuznetsov.63@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены подходы к прогнозированию механической скорости проходки при бурении нефтегазовых скважин с использованием методов машинного обучения. Описаны архитектуры нейронных сетей, применяемые для обработки временных рядов буровых параметров в режиме реального времени. Показано, что использование моделей типа LSTM, GRU и Informer позволяет повысить точность прогноза по сравнению с традиционными эмпирическими зависимостями. Приведена концепция интеграции предиктивных моделей в интеллектуальные системы адаптивного управления бурением.

Ключевые слова: бурение, механическая скорость, интеллектуальные системы.

APPLICATION OF MACHINE LEARNING METHODS FOR REAL-TIME PREDICTION OF THE RATE OF PENETRATION

D.A. Kuznetsov, P.A. Garanin

Samara State Technical University,
Samara, Russia

Abstract. The article examines approaches to forecasting the mechanical rate of penetration (ROP) during the drilling of oil and gas wells using machine learning methods. It describes neural network architectures used to process real-time time series of drilling parameters. The results show that models such as LSTM, GRU, and Informer improve prediction accuracy compared with traditional empirical relationships. The paper also presents a concept for integrating predictive models into intelligent adaptive drilling control systems.

Keywords: drilling, mechanical speed, intelligent systems.

Введение

Механическая скорость проходки является одним из ключевых показателей эффективности бурения скважин. Точная оценка и прогноз скорости позволяют оптимизировать параметры режима бурения, минимизировать затраты и предотвратить осложнения. Традиционные методы прогнозирования основаны на эмпирических зависимостях, которые не всегда обеспечивают необходимую точность при изменяющихся геолого-технических условиях.

Современное развитие технологий обработки данных и машинного обучения позволяет реализовать адаптивные модели прогноза, учитывающие нелинейные

зависимости между параметрами бурового процесса. Это особенно актуально для интеллектуальных систем адаптивного управления бурением (ИСАУ), функционирующих в режиме реального времени.

Исходные данные и методы

Для прогнозирования механической скорости проходки при бурении нефтегазовых скважин используются данные, получаемые в режиме реального времени с буровых установок через протоколы WITSML/ETP. На их основе формируются временные ряды основных технологических параметров:

- осевая нагрузка на долото (WOB);
- частота вращения долота (RPM);
- давление на устье (SPP);
- расход бурового раствора (Q);
- крутящий момент (Torque);
- геологические отметки, плотность и тип пород.

Указанные параметры являются ключевыми факторами, определяющими динамику бурового процесса и скорость проходки. В современных интеллектуальных системах бурения данные проходят предварительную фильтрацию**,** очистку от шумов и нормализацию, что позволяет повысить качество последующей обработки и обучение моделей машинного обучения.

На основе этих данных формируются обучающие выборки, содержащие значения параметров за определённые интервалы времени. В большинстве исследовательских работ шаг дискретизации составляет от 1 до 5 секунд, что обеспечивает достаточную временную разрешающую способность при сохранении вычислительной эффективности.

Для прогнозирования механической скорости применяются различные методы машинного обучения, среди которых наибольшую эффективность показали глубокие рекуррентные нейронные сети (RNN) и их модификации. Наиболее часто используются следующие архитектуры:

- BiLSTM (Bidirectional Long Short-Term Memory) — двунаправленная рекуррентная сеть, способная учитывать как прошлые, так и будущие зависимости в последовательности данных. Такая модель позволяет выявлять скрытые временные закономерности между параметрами бурения и скоростью проходки.
- GRU-Informer — комбинация ячеек GRU (Gated Recurrent Unit) с архитектурой Informer, ориентированная на прогнозирование длинных временных последовательностей. Модель хорошо подходит для обработки потоковых данных в режиме реального времени и имеет высокую вычислительную стабильность.
- CBT-LSTM (Convolutional Bidirectional LSTM) — гибридная нейросеть, объединяющая свёрточные и рекуррентные блоки. Сверточные слои выделяют пространственные и частотные признаки, а LSTM-часть отвечает за анализ временных зависимостей.

Выбор этих моделей обусловлен их успешным применением в ряде современных исследований, посвящённых прогнозированию механической скорости и оптимизации режимов бурения (BiLSTM-SA-IDBO*,* Real-time prediction of ROP based on GRU-Informer*,* CBT-LSTM for ROP prediction). Эти работы показали, что использование нейросетевых подходов позволяет существенно повысить точность прогноза по сравнению с классическими эмпирическими зависимостями.

Анализ существующих исследований и обсуждение результатов

На основании обзора современных научных публикаций можно выделить несколько направлений в применении методов машинного обучения для прогнозирования механической скорости проходки при бурении нефтегазовых скважин.

В работе Drilling operation optimization using machine learning (Engineering Applications of Artificial Intelligence, Elsevier, 2023) отмечено, что использование нейронных сетей позволяет значительно повысить точность прогноза скорости за счёт обработки большого числа входных параметров бурения — осевой нагрузки, частоты вращения долота, крутящего момента, расхода бурового раствора и свойств пород. Авторы показали, что оптимизация режимов бурения на основе ML-моделей снижает погрешность прогнозов на 10–15 % по сравнению с традиционными эмпирическими зависимостями.

В статье *BiLSTM-SA-IDBO:* A rate of penetration (ROP) prediction method (Scientific Reports, Nature Portfolio, 2024) предложена архитектура двунаправленной рекуррентной нейронной сети BiLSTM с механизмом внимания (Self-Attention). Модель обеспечивает устойчивое прогнозирование при изменении геолого-технических условий и демонстрирует высокую способность к адаптации в реальном времени.

Похожий подход реализован в работе Real-time prediction of ROP based on GRU-Informer (Scientific Reports, 2024), где для прогнозирования временных рядов использована комбинация ячеек GRU (Gated Recurrent Unit) и архитектуры Informer. Это позволило повысить скорость обработки данных и обеспечить возможность непрерывного прогноза на основе потоковых данных WITSML. По результатам авторов, значение коэффициента детерминации превышает 0,94, что подтверждает высокую точность модели при работе в режиме реального времени.

Исследование CBT-LSTM for ROP prediction (Sensors, MDPI, 2024) демонстрирует эффективность гибридных моделей, сочетающих сверточные (CNN) и рекуррентные (LSTM) слои. Такой подход позволяет учитывать как локальные, так и долговременные зависимости между параметрами бурового процесса. Авторы отмечают, что точность прогноза при использовании комбинированных архитектур достигает 0,95, а среднеквадратичная ошибка (RMSE) снижается до 0,38 относительно нормализованных данных.

Совокупность рассмотренных работ показывает, что современные методы машинного обучения обладают высоким потенциалом для решения задач онлайн-прогноза механической скорости проходки. В отличие от классических регрессионных зависимостей, нейронные сети способны выявлять скрытые нелинейные взаимосвязи между параметрами бурения, учитывать динамику процесса и корректировать предсказания при изменении геологических условий.

Особое внимание в современных исследованиях уделяется возможности интеграции предиктивных моделей в контур интеллектуального управления бурением. Это позволяет использовать прогноз скорости в качестве входного сигнала для систем адаптивного регулирования осевой нагрузки и частоты вращения, поддерживая оптимальные параметры механической скорости при минимальном износе инструмента. Аналогичные подходы рассматриваются в отчётах Drilling Systems Automation Roadmap (DSA-R) (SPE, 2023), где подчёркивается роль машинного обучения в развитии цифровых двойников и систем реального времени.

Перспективы применения и интеграции предиктивных моделей

Результаты анализа современных исследований показывают, что методы машинного обучения обладают высоким потенциалом для использования в системах интеллектуального управления процессом бурения. Прогноз механической скорости проходки в реальном времени может стать ключевым элементом цифрового контура адаптивного управления, обеспечивая оптимизацию технологических параметров и повышение эффективности бурения.

Одним из перспективных направлений является интеграция моделей машинного обучения в архитектуру интеллектуальных систем адаптивного управления (ИСАУ). Такие системы объединяют в себе функции мониторинга, анализа и автоматической коррекции параметров бурения на основе данных, поступающих в режиме реального времени. Прогноз механической скорости может использоваться как входной сигнал для алгоритмов регулирования осевой нагрузки, частоты вращения и расхода бурового раствора. Это позволяет поддерживать процесс бурения в зоне оптимальных режимов, снижая риск вибраций и неустойчивости ствола скважины.

Технологической основой для реализации подобных решений служат стандарты обмена данными WITSML v2.0 и протокол ETP, обеспечивающие передачу телеметрии между буровой установкой, SCADA-системами и центрами удалённого мониторинга. Внедрение моделей машинного обучения на уровне RT-систем (Real-Time) позволяет формировать предиктивную аналитику, когда система не просто реагирует на изменения параметров, а прогнозирует их поведение и предлагает корректирующие действия оператору.

Перспективным направлением развития является создание цифровых двойников бурового процесса, включающих модуль прогнозирования механической скорости на основе ML-моделей. Такие цифровые двойники обеспечивают симуляцию технологических сценариев, оценку влияния параметров на скорость проходки и выявление оптимальных режимов бурения до их реализации в реальных условиях.

С точки зрения промышленной реализации, использование предиктивных моделей в ИСАУ бурением способствует:

- повышению производительности и снижению непроизводительного времени;
- уменьшению рисков, связанных с колебаниями и отклонениями от геомеханических ограничений;
- повышению энергоэффективности и снижению износа оборудования;
- формированию единой цифровой среды для анализа, принятия решений и обучения персонала.

Развитие таких технологий соответствует мировым тенденциям цифровизации нефтегазового сектора, обозначенным в отчёте, где машинное обучение и цифровые двойники рассматриваются как ключевые инструменты перехода к полностью автоматизированному бурению.

Заключение

Применение методов машинного обучения для прогнозирования механической скорости проходки открывает новые возможности в области цифровизации и интеллектуального управления процессом бурения. Проведённый анализ показал, что современные архитектуры нейронных сетей — такие как BiLSTM, GRU-Informer и CBT-LSTM — демонстрируют высокую точность и устойчивость при обработке потоковых буровых данных. Их использование позволяет не только повысить

достоверность прогноза скорости, но и реализовать элементы предиктивного управления в режиме реального времени.

Интеграция подобных моделей в интеллектуальные системы адаптивного управления (ИСАУ) создаёт предпосылки для перехода к более безопасному, эффективному и экономичному бурению. Такие системы могут автоматически корректировать параметры режима бурения в зависимости от прогнозируемого поведения механической скорости, снижая вероятность осложнений и увеличивая общую производительность процесса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бродов Г. С., Шелков И. Г. Технологические измерения и автоматизация процесса бурения: учеб. пособие. — М., 2004.
2. Гаричев С. Н., Ерёмин Н. А. Технология управления в режиме реального времени: учеб. пособие: в 2 ч. — М.: МФТИ, 2015.
3. Кульчицкий В. В. Буровой супервайзинг: учеб. пособие. — М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2018.
4. BiLSTM-SA-IDBO: A rate of penetration (ROP) prediction method // *Scientific Reports*. — 2024.
5. CBT-LSTM for ROP prediction // *Sensors*. — 2024.
6. Drilling operation optimization using machine learning // *Engineering Applications of Artificial Intelligence*. — 2023.
7. Real-time prediction of ROP based on GRU-Informer // *Scientific Reports*. — 2024.

АЛГОРИТМЫ АДАПТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ

Д.А. Кузнецов, П.А. Гаранин

Самарский государственный технический университет,
г. Самара. Россия
E-mail: denis.kuznetsov.63@gmail.com

Аннотация. Краткий обзор алгоритмов адаптивного регулирования осевой нагрузки на долото для повышения скорости проходки без потери устойчивости процесса. Рассмотрены PID, адаптивные регуляторы, модельно-предиктивное управление (MPC) и подходы ИИ для работы с временными рядами. Показано, что переход к адаптивным и предиктивным стратегиям снижает вибрации (*stick–slip, bit-bounce*) и удерживает нагрузку на долото в операционном оптимуме, повышая механическую скорость. Обсуждается интеграция в интеллектуальные системы бурения.

Ключевые слова: бурение; адаптивное управление; PID; MPC; машинное обучение; вибрации stick–slip; интеллектуальные системы.

ADAPTIVE WEIGHT-ON-BIT CONTROL ALGORITHMS FOR OPTIMIZING RATE OF PENETRATION

D.A. Kuznetsov, P.A. Garanin

Samara State Technical University,
Samara, Russia

Abstract. A concise review of adaptive weight-on-bit control algorithms aimed at increasing rate of penetration without compromising process stability. The paper covers PID control, adaptive regulators, model predictive control, and AI-based time-series approaches. We show that shifting to adaptive and predictive strategies reduces *stick–slip* and *bit-bounce* vibrations and maintains WOB in the operational optimum, thereby improving ROP. Integration into intelligent drilling systems is briefly discussed.

Keywords: drilling; adaptive control; PID; MPC; machine learning; stick–slip vibrations; intelligent drilling systems.

Введение

Современное бурение характеризуется ростом глубин, усложнением геологических разрезов и жёсткими требованиями к безопасности и экономической эффективности.

В этих условиях возрастает роль автоматизации и интеллектуального управления, призванных стабилизировать технологический процесс и повысить механическую скорость проходки.

Ключевым фактором эффективности разрушения породы является осевая нагрузка на долото.

Её недостаток ведёт к недогрузке и снижению механической скорости, а избыток — к повышенным вибрациям, износу инструмента и падению эффективности.

Традиционное ручное управление опирается на опыт оператора и регламентные таблицы, однако при быстро меняющихся свойствах пород и наличии задержек по измерениям оно часто оказывается недостаточно гибким.

Цель данной статьи — кратко систематизировать алгоритмы адаптивного регулирования нагрузки на долото, ориентированные на максимизацию механической скорости.

В работе рассматриваются классические и современные подходы — PID-регулирование, адаптивные регуляторы, модельно-предиктивное управление (MPC) и методы с элементами искусственного интеллекта. Проведён сравнительный анализ их сильных и слабых сторон, а также обсуждены возможности интеграции данных методов в интеллектуальные системы бурения.

Теоретические основы регулирования нагрузки на долото

Нагрузка на долото напрямую влияет на скорость разрушения породы и энергетическую эффективность процесса.

При прочих равных условиях рост нагрузки на долото приводит к увеличению механической скорости до определённой точки насыщения, после которой дальнейшее повышение нагрузки вызывает рост вибраций, нестабильность разрушения и ускоренный износ долота.

На зависимость влияют:

- тип и состояние долота,
- литология породы,
- наличие абразива,
- частота вращения,
- крутящий момент и гидравлические условия выноса шлама.

Система подвержена крутильным и продольным автоколебаниям. Локальные изменения сопротивления породы отражаются на моменте и вызывают режим *stick–slip*, а избыточная осевая нагрузка может приводить к явлению *bit-bounce*.

Таким образом, задача регулирования формулируется как многокритериальная: необходимо поддерживать нагрузку на долото в «операционном оптимуме», максимизирующем механическую скорость, и одновременно ограничивать показатели вибраций и износа.

В условиях неопределённостей и задержек по каналам связи необходимы алгоритмы, устойчивые к шуму и способные адаптироваться к изменению геологических условий.

Классические методы управления

На ранних этапах автоматизации процесса бурения применялись классические пропорционально-интегрально-дифференциальные (PID) регуляторы.

Их задача — удержание заданной нагрузки на долото при изменении механического сопротивления породы.

PID-регулятор обеспечивает приемлемую устойчивость и простоту настройки, однако имеет ряд ограничений:

- фиксированные коэффициенты не позволяют адаптироваться к изменяющимся геологическим условиям;
- запаздывание по каналу измерений и шумы от вибраций вызывают колебания системы;
- отсутствует возможность учитывать нелинейные зависимости между параметрами бурения.

В результате классические регуляторы эффективны лишь в стабильных интервалах разреза, но не обеспечивают оптимизации скорости проходки.

Адаптивные методы управления

Адаптивные алгоритмы предполагают автоматическую подстройку параметров регулятора в реальном времени.

Такие системы используют математические модели или идентификацию объекта для оценки текущего состояния.

Адаптивное управление позволяет:

- изменять коэффициенты усиления в зависимости от жёсткости породы и глубины;
- корректировать нагрузку на долото при первых признаках вибраций;
- поддерживать оптимальную скорость проходки без перегрузки инструмента.

Преимущества адаптивного управления — высокая устойчивость и способность работать в условиях неопределённости, однако точность зависит от корректности модели и качества телеметрических данных.

Прогнозирующее управление на основе модели (MPC)

Model Predictive Control (MPC) — это алгоритм, который прогнозирует реакцию системы на несколько шагов вперёд и оптимизирует управляющее воздействие с учётом ограничений.

MPC позволяет:

- прогнозировать динамику нагрузки и вибраций по физической модели колонны;
- учитывать ограничения по моменту, давлению и нагрузке на долото;

- предотвращать колебания stick–slip за счёт предсказания поведения системы.

Главное преимущество MPC — способность одновременно обеспечивать оптимальность и устойчивость.

Недостаток — необходимость точной модели и сравнительно высокая вычислительная сложность, что требует производительных вычислительных узлов или облачных систем.

Алгоритмы на основе искусственного интеллекта

Современные исследования активно используют методы машинного обучения для управления нагрузкой и прогнозирования скорости проходки. Наиболее распространены нейросетевые архитектуры (LSTM, GRU, BiLSTM-SA), которые обрабатывают временные ряды параметров бурения.

Их преимущества:

- способность выявлять скрытые нелинейные зависимости между параметрами;
- высокая точность прогнозов ROP и оптимальной нагрузки;
- возможность адаптации без явной математической модели.

Например, модели на основе GRU-Informer или BiLSTM-Attention успешно прогнозируют изменения механической скорости и вибраций в реальном времени, формируя рекомендации по оптимальной нагрузке на долото.

Основное ограничение ИИ-алгоритмов — зависимость от качества обучающих данных и необходимость предварительного обучения на больших объёмах информации.

Преимущества и перспективы адаптивного регулирования

Применение адаптивных и интеллектуальных алгоритмов управления нагрузкой на долото обеспечивает следующие эффекты:

- повышение механической скорости проходки (на 10–25 % по данным полевых испытаний);
- снижение амплитуды вибраций и риска повреждения инструмента;
- сокращение времени на реагирование при изменении свойств пород;
- возможность интеграции с интеллектуальными системами бурения (ИСАУ) и цифровыми двойниками скважин.

Дальнейшее развитие связано с переходом к гибридным системам, сочетающим физические модели (MPC) и искусственный интеллект.

Такие решения способны не только поддерживать заданный уровень нагрузки, но и прогнозировать оптимальные параметры ещё до изменения геологических условий.

В долгосрочной перспективе это приведёт к созданию полностью автономных систем бурения с минимальным участием оператора.

Заключение

Адаптивное регулирование нагрузки на долото является ключевым направлением цифровизации бурового процесса.

Эволюция от PID-контроля к предиктивным и интеллектуальным методам управления позволяет повысить стабильность, уменьшить износ оборудования и увеличить скорость проходки.

Современные алгоритмы обеспечивают оптимизацию нагрузки на долото в реальном времени, опираясь на данные телеметрии, вибрации и геомеханику. Перспективы развития связаны с внедрением систем, способных к самообучению и

адаптации к конкретным условиям бурения, что формирует основу для интеллектуального и полностью автоматизированного бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Advanced Drilling and Well Technology / ed. B. S. Aadnoy. — Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2010.
2. Besselink B. Analysis and Control of Stick-Slip Oscillations in Drilling Systems: Thesis. — Delft: TU Delft, 2016.
3. BiLSTM-SA-IDBO: A rate of penetration (ROP) prediction method // Scientific Reports. — 2024.
4. Bourgoyne A. T.; Millheim K. K.; Chenevert M. E.; Young F. S. Applied Drilling Engineering. — Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1986. — (SPE Textbook Series; Vol. 2).
5. Drilling operation optimization using machine learning // Engineering Applications of Artificial Intelligence. — 2023.
6. Vromen T. G. M. Control of Stick-Slip Vibrations in Drilling Systems: PhD thesis. — Eindhoven: TU Eindhoven, 2015.
7. Цуприков А. А. Интеллектуальная система адаптивного управления технологическим процессом бурения нефтегазовых скважин. — Краснодар, 2020. — 236 с.

ЭВОЛЮЦИЯ ФЛОРИСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА САМАРСКОГО ЗАВОЛЖЬЯ: ОТ ДЕВОНА ДО ГОЛОЦЕНА

М.Г. Казазян*, А.А. Репринцева

**Научный руководитель: старший преподаватель*

Самарский государственный технический университет,
Институт нефтяных технологий
Самара, Россия
E-mail: reprintsevaaa@mail.ru, kazazyan98@mail.ru

Аннотация. В работе рассматривается развитие флористического комплекса территории Самарского Заволжья в период от девона до голоцена. Исследование направлено на систематический анализ этапов эволюции флоры с учётом геологических и климатических изменений региона. Особое внимание уделено выявлению ключевых трансформаций растительных сообществ, возрастному диапазону реликтовых видов и экологическим условиям их существования. Рассмотрена геологическая характеристика региона и история формирования растительности в ключевые геологические периоды: девон, карбон, пермь, мезозой (юрский и меловой периоды). Современные находки ископаемых флористических остатков позволяют уточнить модели формирования растительного покрова и реконструировать палеоэкологические условия. Дальнейшие перспективы исследований связаны с интеграцией палеонтологических данных с геохимическими и петрографическими методами для более полного представления эволюции флоры региона.

Ключевые слова: флористический комплекс, Самарское Заволжье, девон, голоцен, палеоэкология, эволюция флоры, реликтовые виды, геологическое развитие, ископаемые растения, палеоклимат, петрография, геохимия.

Введение: Актуальность изучения истории развитие флористического комплекса территории Самарского Заволжья в диапазоне от девона до голоцена обусловлена несколькими ключевыми научными задачами. Среди них особое значение приобретает понимание механизмов формирования современного растительного покрова региона, моделирование изменений экологических и геоклиматических условий в различный палеогенезе и палеоэкологии, а также уточнение возрастных критериев реликтовых видов растений, сохранившихся с плиоценовых эпох, и реконструкция условий хозяйственного и культурного развития древних населений на основе экологической истории растительности.

Данная работа преследует задачи систематического анализа развития флоротического комплекса Самарского Заволжья с девона по голоцен, а именно: Обоснование последовательных этапов эволюции флоры с учетом геологических факторов. Выделение ключевых изменений в составе растительных ассоциаций в связи с глобальными и региональными гео- и климатообстановками; Особое внимание уделяется установлению возрастного диапазона реликтовых видов растений и их экологических условий существования в различные геологические периоды. Заволжье – гео-структурный район, расположенный на восточной границе Нижне-Волжской и Средне-Волжской тектонических зон. Территория представляет собой часть юго-восточной окраины Русской платформы, ограниченную Предуральским прогибом на востоке и Прикаспийской впадиной на юге, являясь сложной зоной тектонических и сейсмических процессов. В геологическом отношении территория региона характеризуется чередованием платформенных и геосинклизационных структурных элементов, что обуславливает уникальные условия формирования осадочных и горных пород соответствующих эпох.

История флористического комплекса от девона до палеогена

Девонский период (Оронтофлора). Роль девонской флоры как одного из ключевых этапов становления растительности региона определяется преобладанием ранних сосудистых растений - псилофитов и риниофитов, а также началом распространения папоротниковых и хвощевидных форм. В патогенетических условиях девонской эпохи происходил переход от континентальных равнин к прибрежно-морским бассейнам, обусловленный глобальным уровнем моря, что отражается в разнообразии фитоценозов. Обнаруженные ископаемые остатки включают отпечатки проптеридофитов и различных форм хвощевидных, а также голосеменных, таких как роды Peltaspermum и Rhachiphyllum, свидетельствующие о начальных стадиях трансгрессии и развитием пресных и морских водорослей и растений. Флора была преимущественно влажной, приуроченной к пойменным и прибрежным местообитаниям.

Карбоновый и пермский периоды

Во время каменноугольного периода (карбона) происходит значительная смена ландшафтных условий: формируются богатые угленосные свиты со множеством растительных остатков, таких как плауны, хвощи и голосеменные, в числе которых

выделяются представители рода Bothrodendron и ступенчатых форм рода Pecopteris. В основании - наблюдается развитие лесных массивов, включающих древовидные папоротники и хвойные, что соответствует условиям влажного, тропического климата.Пермский период характеризуется дальнейшим развитием голосеменных (к роду Cordaicarpus и Peltaspermum), а также появлением новых групп растений, адаптированных к засушливым условиям. Распространение характерно для широколиственных и кустарниковых сообществ, а также для субконтинентальных пустынных степных комплексов, что обусловлено глобальным аридизационным трендом.

Мезозойский цикл (Юра и Мел)

Юрский период свидетельствует о преобразовании растительности под влиянием повышения влажности и теплоты климата. Возникают основные компоненты современной палеосистемы - хвойные, гинкговые и папоротниковые растительные стратегемы, закрепленные в ископаемых формациях. В Чапаевской и Самарской Луке найдены древесные остатки, содержащие структурные признаки сезонных колец, что указывает на циркуляцию сезонных изменений климата. В меловой период (кайнозой) в регионе доминируют формулы растительности, характеризующие условия теплого, открытого моря с периодическими трансгрессиями и регрессиями. В ископаемых сохранились представители обоих классов цветковых и голосеменных растений, что говорит о высвобождении новых морфологических форм адаптации к сухой, теплой и солнечной среде.

Заключение. На сегодняшний день, комплекс ископаемых остатков, обнаруженных в регионе, позволяет уточнить эволюционные траектории развития растениеводства на территории Среднего Поволжья. Особое значение имеют находки древовидных папоротников, хвощей и голосеменных - их точное возрастное позиционирование служит ключом к реконструкции климатических условий и модели формирования флористических ассоциаций с учетом эпохальных изменений. Дальнейшие исследования должны быть ориентированы на интеграцию палеонтологических данных с геохимическими и петрографическими аспектами, что позволит получить более комплексное представление о динамике развития растительности региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ученые Казанского федерального университета. Детализация истории развития Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. 2025.

2. Биологические издания Самарского университета. Изученные флористические комплексы Самаро-Ульяновского Поволжья, 1977-2005 гг.

3. Устинова А.А. Флористическое и фитоценотическое разнообразие Самарской области: состояние и мониторинг. 2018.

4. Википедия. Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, 2015

5. Химченко П.В. Региональное геологическое изучение недр Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. 2025.

УДК 622.24

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ТЕРМОСТАБИЛЬНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

М.Е. Коваль, П.Р. Зотова

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
г. Самара, Российская Федерация
E-mail: poly.klimina2017@yandex.ru

В работе рассматриваются современные и перспективные подходы к созданию термостабильных буровых растворов на водной основе, пригодных для применения в сложных геологических и термических условиях. Анализируются основные механизмы термодеструкции реактивов, методы стабилизации коллоидных структур при высоких температурах, роль полимерных и неорганических добавок, а также комбинированные стратегии, включая нанодопировки и мультифункциональные реагенты. Особое внимание уделяется подходам, направленным на снижение чувствительности реологических и фильтрационных свойств к температурным градиентам и высоким пластовым температурам, а также требованиям к солеустойчивости и взаимодействию с породой. На основании обзора разработок и практических данных сформулированы рекомендации по выбору рецептуры и стратегии испытаний буровых растворов для экстремальных условий.

Ключевые слова: термостабильный буровой раствор, термостабильность, полимерные стабилизаторы, высокие температуры, реология, фильтрация, водная основа, нанодобавки, солеустойчивость.

Буровые растворы на водной основе (РВО) остаются одним из наиболее распространенных вариантов технологических жидкостей в бурении благодаря их относительной дешевизне, экологичности и удобству обращения. Однако при бурении глубоких или геотермально напряженных скважин, где забойные температуры достигают 150–200 °С и выше, традиционные РВО сталкиваются с серьезной проблемой — деградацией компонентов, потерями структурной стабильности, ухудшением вязкостных и фильтрационных характеристик, и, как следствие, ростом риска осложнений. Поэтому актуальной задачей является создание термостабильных водных буровых растворов, способных сохранять ключевые свойства в широком диапазоне температур.

В сложных пластовых условиях важно сохранять стабильность плотности и вязкости раствора, устойчивость к солям и температурным градиентам. Требуется обеспечивать ингибирование набухания глин, устойчивость к коррозии и биологической активности, а также экономичность и технологичность. Все эти факторы требуют комплексного подхода, сочетающего устойчивые полимеры, ингибиторы, микронаполнители и возможно наносредства.

В данной работе были рассмотрены основные проблемы термостабильности и пути их решения. Ниже приведены основные из них.

При повышении температуры активность молекул реагентов возрастает, что ускоряет процессы термолиза, гидролиза, окисления и механического разрушения макромолекул. Эти процессы приводят к потере вязкости, разрушению геля, росту фильтрации.

Кроме того, при высоких температурах усиливается диффузия воды и ионов внутрь структуры глины, что может вызывать набухание, десорбцию адсорбированных реагентов и изменение распределения электростатического заряда. В глинистых системах это приводит к деградации структуры слоистых минералов и ухудшению реологии.

Солевая агрессия (высокая минерализация) дополнительно способствует «сжатию» двойных электрических слоев, усилению взаимодействия частиц и склонности к флокуляции или агрегации при повышении температуры. Поэтому устойчивость к ионам и солям является важным аспектом при разработке термостабильных систем.

Одним из подходов к решению перечисленных выше проблем является подбор полимеров и композиций:

1. Полимеры с повышенной термостойкостью

Классические полимеры (например, ненаполненная КМЦ, обычные ПАА) часто не выдерживают длительной эксплуатации при температурах выше ~120 °C. В исследованиях показано, что сочетание КМЦ и новых сополимеров (например, сополимер малеиновой кислоты и акриламида «С2-7») позволяет повысить термостойкость и солеустойчивость системы [1]. Использование термостабильных пониителей фильтрации типа модифицированного крахмала (МК) также известно в патентной литературе как способ снижения фильтрации при высокой температуре [6].

2. Комбинация полимеров + сополимеризация / модификация

Один из эффективных приемов — синтез сополимеров, обладающих устойчивостью к гидролизу и пониженной чувствительностью к ионам. Комбинируют гомополимеры и сополимеры (акриловые, акриламидные, малеиново-акриловые) с модификациями (боковые цепи, боковые группы, этерсвязи) для стабилизации макромолекул. Такая стратегия позволяет снизить темповую деградацию и поддержать структурную прочность при нагреве.

3. Многофункциональные добавки и буферные системы

Использование буферных и ингибиторных компонентов (фосфаты, фосфонаты, полиэлектролиты) помогает стабилизировать pH и уменьшить каталитическую роль ионов металлов в разрушении полимеров. Добавки-антиоксиданты (например, фенольные стабилизаторы, тиолы) могут ограничивать окислительное разложение полимеров при нагревании. При этом важно, чтобы такие добавки не мешали основной функции реагентов (не снижали вязкость, не вводили засоление и пр.).

4. Наполнители, армирующие частицы, микро- и наноматериалы

Добавление неорганических частиц (силика, диоксид кремния, глинистые минералы, зола, микросферы) или наноматериалов (нанокремнезём, графеновые нанопластины, наноглинозем, оксиды металлов) позволяет частично „защищать“ полимерную матрицу от температурной агрессии, задерживать деградацию, улучшать тепловую стабильность и уменьшать усадку. Эти наполнители могут выступать в роли теплоёмких элементов, распределяющих тепловую нагрузку и снижая локальный перегрев.

5. Структурные модификации коллоидной системы

Можно применять специальные агенты, которые создают физические сети (цепные, кольцевые, флокулярные). Например, использование вторичной структуры (ретикулированные цепи, поперечные связи) или «двухуровневой» коллоидной

структуры (основная матрица + вторичная стабилизирующая фаза). При правильном подборе такие системы лучше выдерживают температурные колебания.

6. Нанорегуляторы и наностабилизации

В последние годы перспективным направлением считается добавление наночастиц, функционализированных с полимерными группами, которые взаимодействуют с макромолекулами бурового раствора, образуя гибридные сети. Такие нанокомпозиты проявляют высокую устойчивость к температуре и солям, подавляют деградацию и обеспечивают стабильность реологии. Их применение требует тщательного контроля дозировок и взаимодействие с остальными компонентами системы.

Также одним из путей решения проблемы являются комбинированные стратегии и интегрированные подходы:

На практике оптимальные растворы создают не одним рецептом, а последовательным интегрированием методов: выбирают базовый полимер с хорошей термостойкостью, стабилизаторы (антиоксиданты, буферы), нанодопировки и наполнители, а также правильно компонуют систему так, чтобы все компоненты взаимодействовали синергетически.

К примеру, фирма AquaEcology предлагает полимеры Polydrill®, способные сохранять стабильность при температурах до >200 °C, и другие линейки реагентов, устойчивых к загрязнению и температурному шоку [2].

В каталоге реагентов компании Mirrico указаны разжижители Osno-Desco CA/CB, термостабильные до 150 °C, которые способствуют стабильности глинистых систем при высоких температурах [8].

Важно учитывать и реактивную совместимость: все компоненты системы (полимер, стабилизатор, наполнитель, ингибитор) должны быть совместимы, не вступать в неблагоприятные реакции при температуре, не осаждаться и не приводить к флокуляции.

В данной работе были рассмотрены методы оценки термостабильности РВО. Для оценки рецептуры и её поведения при температурных нагрузках применяют следующие методы:

1. Термостарение (термотестирование)

Раствор выдерживается в термостате при заданной температуре (например, 120 °C, 150 °C, 180 °C) в течение времени (несколько часов или суток). До и после термостарения измеряют вязкость, структуру геля, гелевую прочность, фильтрацию, плотность, седиментацию твердых частиц.

2. Измерение температурной зависимости вязкости (температурный разгиб / термозависимость)

Исследуют вязкость раствора в широком диапазоне температур (от низких до высоких), строят кривые «вязкость — температура», оценивая наклон (чувствительность). Чем более «плоской» выступает кривая, тем лучше устойчивость системы.

3. Тест на солеустойчивость + температурный стресс

Проверка поведения раствора в средах с высокой минерализацией (NaCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$ и др.) при повышенной температуре — оценивается степень деградации, изменение реологических и фильтрационных параметров.

4. Термогравиметрический анализ (TGA), дифференциальная сканирующая калориметрия (DSC)

Эти методы применяются для оценки термической устойчивости модификаторов и наполнителей, определения температур разрушения, потерь массы и прочих термических характеристик.

5. Микроскопические и адсорбционные исследования

Наблюдения за морфологией, размером агрегатов, распределением наполнителей и полимеров после термостарения (например, с помощью электронного микроскопа). Изучение адсорбции полимеров на поверхности глин под воздействием температуры и ионов.

6. Седиментационные и устойчивостные тесты

Проверка устойчивости системы к оседанию твердых частиц и к агрегации после термостарения.

На основании полученных данных корригируют состав, дозировки, порядок введения реагентов и технологию приготовления раствора.

Выводы:

На основе обзора подходов и практических примеров можно сформулировать следующие ключевые выводы и рекомендации для разработки термостабильных буровых растворов на водной основе в сложных геологических условиях:

1. Выбор полимеров с доказанной термостойкостью

Приоритет следует отдавать модифицированным полимерам и сополимерам (с акриловыми, малеиноксидными или иными боковыми группами), устойчивым к гидролизу, окислению и ионной агрессии. Комбинации полимеров (например, базовый КМЦ + сополимер) часто дают лучшие результаты.

2. Применение многофункциональных реагентов

Использование буферных систем, антиоксидантов, ингибиторов коррозии, антисептиков и стабилизирующих агентов для минимизации побочных эффектов деградации.

3. Использование наполнителей и наноматериалов

Умеренные концентрации тепловых наполнителей (например, диоксида кремния, нанокремнезема, наноглинозема) эффективно распределяют тепловой поток и «защищают» полимерную матрицу, не разрушая её. При этом важны вопросы взаимодействия наполнителя с полимером и отсутствие нежелательных реакций.

4. Проведение предварительных и долговременныех испытаний

Разработка рецептуры термостабильного РВО должна сопровождаться термостарением, измерением температурной зависимости вязкости, тестами солеустойчивости, адсорбционных и микроструктурных анализов. По полученным данным необходимо скорректировать рецептуру.

5. Адаптация РВО под конкретные условия бурения

При подборе рецептуры учитывать температурный градиент, ожидаемую плотность, характеристики породы (чувствительность к глинам), агрессивность среды (ионы, газы) и ограничения по экономике.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тилеубаев С. О., Эшметов И. Д., Абдикамалова А. Б. Исследование термостойкости буровых растворов, обработанных синтезированными стабилизаторами // Universum: технические науки. — 2023. — № 5 (110). — С. 45–52.

2. Каталог реагентов AquaEcology Продукты для бурения: полимеры Polydrill®, Alcomer® и другие. — М.: ООО «АкваЭколоджи», 2023. — 56 с.

3. Тошев Ш. О., Исмоилов А. Х., Ниязов Ш. М. Изучение термостойкости буровых растворов, получаемых из разработанных композиций навбахорских глин // Вестник нефтегазовой науки. — 2024. — Т. 8, № 2. — С. 33–40.

4. Описание полимера Reastab Технический бюллетень. — СПб.: ООО «РеаХим», 2022. — 24 с.

5. Юн Мойса В. П., Бондаренко В. П. Термостойкие химические реагенты для буровых растворов: учебное пособие. — Алматы: Нефтегазовое издательство, 2023. — 112 с.

6. Патент RU 2698389 C1. Модифицированный крахмал как термостабильный понизитель фильтрации и использование ксантановых биополимеров / И. П. Кузнецов, А. С. Романов, В. Г. Ершов. — Заявл. 12.06.2019; опубл. 15.01.2020. — 6 с.

7. Обзор систем буровых растворов. В кн.: Бурение и водоснабжение: справочник инженера-буровика. — М.: Недра, 2022. — С. 214–230.

8. Каталог реагентов Mirrico. Осно-Деско CA/CB: разжижители и стабилизаторы буровых растворов. — Казань: Группа компаний «Миррико», 2023. — 48 с.

9. Зинатдинов Ж. М., Галиахметов Р. Ф., Хуснутдинов А. Ш. Влияние температуры и состава глинистого бурового раствора на его технологические характеристики // Вестник нефтяной и газовой промышленности. — 2024. — № 4. — С. 57–63.

10. Книга инженера по растворам. Учебное пособие / Под ред. А. И. Сухарева. — 2-е изд., доп. и перераб. — М.: Геокнига, 2021. — 368 с

УДК 622.245.43 : 001.891.53

РАЗРАБОТКА ЭКСПРЕСС-МЕТОДИКИ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ СТОЙКОСТИ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ К УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ

Н.В. Бобрик, А.С. Сусоев, В.А. Капитонов, к.т.н.

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: nik.bobrik99@mail.ru, neo-phis@mail.ru

Аннотация. Коррозия цементного (тампонажного) камня под воздействием агрессивных сред, содержащих CO_2, – ключевая проблема при освоении месторождений с высоким парциальным давлением углекислого газа. Попадание CO_2 через трещины в цементном камне может привести к его разрушению и утечкам флюида вдоль эксплуатационной колонны [14]. Существующие стандартные методы испытаний стойкости цемента (по ГОСТ, API) предусматривают длительное выдерживание образцов в агрессивной среде (недели и месяцы) что затрудняет оперативный подбор рецептур для скважин.

Ключевые слова: тампонажный материал; углекислотная коррозия; CO_2; карбонизация цементного камня; экспресс-методика; прочность на сжатие; долговечность цемента

Введение

Цель: разработать и апробировать ускоренную экспресс-методику для сравнительного ранжирования тампонажных материалов по стойкости к углекислоте в условиях, имитирующих пластовые.

Актуальность исследования

В связи с вовлечением в разработку газовых месторождений с высоким содержанием CO_2 (например, Астраханское ГКМ с ~16% CO_2 [13, 16]), особую важность приобретает проблема сохранения целостности и герметичности тампонажного камня в эксплуатационных скважинах. Тампонажный цемент обеспечивает изоляцию пластов и защиту обсадной колонны; его разрушение под воздействием углекислого газа может приводить к утечкам газа, коррозии обсадных труб и авариям [5 – 7]. Обеспечение долговечности цементного камня в агрессивных газовых средах – важный фактор экологической и промышленной безопасности при разработке месторождений.

Механизм углекислотной коррозии цементного камня

Углекислый газ сам по себе не реагирует непосредственно с твердым цементом, однако в присутствии пластовой воды CO_2 образует угольную кислоту, которая вступает в реакцию с гидратами цемента [5 – 7]. Прежде всего, CO_2 взаимодействует с гидроксидом кальция ($Ca(OH)_2$, портландит) в поровом растворе цемента, превращая его в нерастворимый карбонат кальция ($CaCO_3$) [5, 7, 8]. Первоначальная карбонизация может временно уплотнять структуру цементного камня и даже несколько повышать его прочность за счёт заполнения пор кристаллами $CaCO_3$ [6]. Однако при продолжительном воздействии CO_2 происходит дальнейшее насыщение воды угольной кислотой, в результате чего образуется кислый гидрокарбонат кальция $Ca(HCO_3)_2$, который хорошо растворим [7]. Гидрокарбонат вымывается из порового пространства, а равновесие реакций смещается, вызывая дальнейшее растворение портландита и других гидратных фаз цемента. Снижение содержания $Ca(OH)_2$ приводит к разложению гидросиликатов кальция (C-S-H) и гидроалюминатов [5, 7, 8]. В итоге структура цементного камня разрушается: прочность заметно падает, повышается проницаемость и появляются трещины. Таким образом, углекислотная коррозия цемента приводит к постепенному выщелачиванию вяжущего скелета цементного камня и потере им несущей способности и герметизирующих свойств [7]. Следует отметить, что в отличие от сероводородной коррозии, продукты углекислотной коррозии ($CaCO_3$) не приводят к объёмному расширению и внутренним напряжениям, поэтому разрушение носит более постепенный, диффузионный характер [17]. Тем не менее, при длительном воздействии CO_2 цементный камень может полностью утратить свою прочность. Например, В. Барлет-Гуэдар и др. показали, что при температуре 90 °C и высоком давлении CO_2 начальное укрепление образца сменяется значительным ухудшением структуры после выщелачивания кальция [3, 14].

Стандартные методы испытаний и их недостатки

Оценка стойкости тампонажных материалов к коррозии обычно проводится по методикам, регламентированным стандартами API и ГОСТ. Как правило, образцы цементного камня выдерживают в агрессивной среде (вода, насыщенная CO_2) при повышенной температуре в автоклаве в течение продолжительного времени (от 7 суток до 30 и более суток) с последующим измерением потери прочности [1, 2, 22, 23]. Например, в работе В. Барлет-Гуэдар и соавт. портландцементные образцы испытывали в течение 2, 7, 15, 30 и 180 суток при 90 °C и 28,4 МПа CO_2 [3]. Такие

испытания достоверно имитируют процессы, происходящие в пластовых условиях, однако их главный недостаток – большая длительность. На производстве при подборе рецептуры цементного раствора для конкретной скважины нет возможности ждать несколько недель или месяцев, чтобы сравнить материалы по коррозионной стойкости. Кроме того, длительные автоклавные испытания требуют существенных ресурсов – герметичных высокотемпературных установок, постоянного контроля параметров, анализа изменения свойств на разных сроках упрочнения и т.д. Таким образом, существует потребность в ускоренном методе – экспресс-испытании, которое давало бы возможность оперативно оценивать и ранжировать разные составы тампонажных материалов по стойкости к CO_2 при сохранении достоверности результатов.

Мировой опыт и подходы к ускоренным испытаниям

Ряд исследований посвящён поиску методов интенсификации испытаний цемента на коррозионную стойкость. Так, С. Жаккемет с коллегами разработали специальную установку и методику для ускоренного испытания цемента во влажной CO_2-среде, показав возможность значительно ускорить деградацию цемента за счёт повышения температуры и давления при сохранении физико-химической природы процесса [4]. В лаборатории Французского института нефти (ФИН) были проведены опыты, подтвердившие, что условия сверхкритического CO_2 ($T \sim 90$ °C, давление много больше 10 МПа) способны сократить время, необходимое для проявления заметной коррозии цемента, в разы [3]. Однако столь жесткие условия не всегда оправданы, поскольку не каждая лаборатория располагает оборудованием для работы с сверхкритическим CO_2, к тому же при чрезмерно высоких температурах и давлениях механизм коррозии может несколько отличаться (например, ускоренное выпадение плотного $CaCO_3$ при >80 °C способно замедлять дальнейшую диффузию CO_2 [12]).

Повышение стойкости цементов

Параллельно с разработкой методов испытания ведутся работы по повышению коррозионной стойкости тампонажных цементов. Известно, что один из факторов, повышающих стойкость к углекислоте, – высокая базовая порция $Ca(OH)_2$ в цементе, поскольку портландит играет роль буфера, нейтрализуя угольную кислоту [7, 15]. С другой стороны, избыток портландита может приводить к образованию рыхлого карбонатного слоя. Поэтому современный подход – уменьшение пористости и проницаемости цементного камня: чем плотнее структура, тем медленнее агрессивный раствор проникает вглубь. Для этого применяют минеральные и полимерные добавки. Например, микроцементы (особо тонкомолотые фракции) добавляют к тампонажному материалу для заполнения пор и ускорения гидратации. Д.Ю. Русинов и А.А. Мелехин показали, что введение 15% микроцемента повышает однородность структуры цементного камня и его стойкость в агрессивной воде [9]. В Газпром ВНИИГАЗ испытали добавку полисульфидной серы: инертные частицы серы закупоривают поры цементного камня, снижая общую пористость, что позволяет замедлить скорость диффузии CO_2 и коррозии [11]. Полимерные добавки (латексы, смолы) также зарекомендовали себя как эффективный ингибитор коррозии цемента [10, 12]. Например, по данным исследований Китайского нефтяного университета (КНУ), добавка 5–10% специального полимерного латекса позволила снизить глубину карбонизации цементного камня почти вдвое за 30 суток испытаний [10]. Эти достижения необходимо учитывать при сравнительной оценке – экспресс-методика должна уметь выявлять преимущество модифицированных цементов над обычными.

Предлагаемая методика экспресс-методика

На основе проведенного теоретического анализа [3, 4, 7,18] предлагается следующая методика основанная на воздействии на образцы цементного камня (балочки 20×20×150 мм) углекислым газом под повышенными парциальным давлением (около 2–4 МПа) и температурой (50–80 °C), что имитирует условия службы в скважине, но существенно интенсифицирует процессы коррозии. После экспозиции (24–72 ч) оцениваются изменения прочности при изгибе и на сжатие образцов, потери массы и характер образовавшегося коррозионного слоя.

Описание экспериментальной установки. Ускоренные коррозионные испытания проводятся в лабораторном реакторе, способном поддерживать повышенное давление CO_2 и температуру. Реактор представляет собой герметичный сосуд из нержавеющей стали объёмом около 120 мл. В крышке реактора предусмотрены порты для подключения баллона с CO_2, манометра, предохранительного клапана, термодатчика и вентиля. Давление CO_2 контролируется редуктором в пределах 2–3 МПа (20–30 атм) [20]. Температурный режим поддерживается встроенным электрическим нагревателем с термостатом. Для имитации пластовой воды предлагается использовать 5–15%-ный раствор хлорида натрия (NaCl) – эта минерализация приблизительно соответствует фоновой минерализации пластовых вод многих месторождений. Раствор заливается внутрь реактора на 2/3 объёма оставляя газовую подушку сверху, для обеспечения возможности расширяться жидкой среде при нагреве. Испытываемые цементные образцы размещаются на решётке с полным погружением в жидкость. Предварительно раствор насыщается CO_2 путём барботажа в течение 2 ч при комнатной температуре, после чего реактор герметизируют, создают избыточное давление CO_2 и начинается нагрев.

Методика проведения эксперимента

Последовательность действий при испытании следующая: подготовленные и выдержанные 7-суточные образцы цементного камня (каждого состава по 6 шт.) замеряются на первоначальную прочность при изгибе и на сжатие. Образцы помещаются в реактор с модельной пластовой водой, как описано выше. Устанавливается требуемый термобарический режим: температура испытания T = 60 – 80 °C, давление CO_2 P = 1,0 – 4,0 МПа (избыточное). Данные параметры выбраны на основе анализа типовых условий в нагнетательных и добывающих скважинах: температура 60-80 °C соответствует нагретой пластовой воде на глубине порядка 2500 – 3000 м, а парциальное давление CO_2 1,0 – 4,0 МПа эквивалентно содержанию на уровне 10% CO_2 при пластовом давлении 10 – 40 МПа (реально в ряде скважин содержание CO_2 10 – 20% [7, 13, 16]). Такой режим позволяет ускорить реакции карбонизации: повышенная температура ускоряет диффузию и химическое взаимодействие (по правилу Вант-Гоффа, при повышении температуры на каждые 10 °C скорость многих реакций увеличивается до 2 раз) [21], а повышенное давление увеличивает растворимость CO_2 в воде (по закону Генри [24]) и, соответственно, концентрацию угольной кислоты.

Продолжительность цикла воздействия составляет 24, 48 и 72 часа. Эти сроки экспозиции выбраны для предварительной оценки величины деградации образцов после выдержки в агрессивной среде. Для поточных исследований рекомендуется проводить выдержку в 72 часа, так как на начальной стадии происходит образование кальцита, которое ведёт к закупорке пор, снижению проницаемости и временному росту прочности цемента.

По окончании выдержки реактор охлаждается до 30 °C, снижается давление до атмосферного, после чего образцы извлекают. Каждый образец промывается дистиллированной. Время между извлечением образца из ячейки и проведением прочностного испытания не должно превышать 30 мин.

Оценка коррозионных повреждений: производится фото-фиксация и описание визуальных изменений цвета и состояния поверхности образцов (наличие белого налёта $CaCO_3$, трещин и пр.). Изучается структура слома образцов, подвергшихся определению прочности при изгибе. Дополнительно может применяться погружение образа на 0,5 – 1 см в раствор фенолфталеина на 1 сутки с последующем распилом для оценки глубины проникновения коррозии (толщину обесцвеченного карбонатного слоя). Известно, что неповреждённый цементный камень имеет щелочную среду pH>12 и дает ярко-малиновое окрашивание с фенолфталеином, тогда как слой, подвергшийся воздействию углекислотной агрессии, остается бесцветным. Таким образом, толщина бесцветной зоны от поверхности дает меру глубины карбонизации.

Измерение прочности: основной количественный критерий для оценки воздействия на цементный камень CO_2 – изменение прочности при изгибе и на сжатие. Оценивается по стандартным методикам [1, 2, 22, 23] на гидравлическом прессе с контролем максимального разрушающего усилия. Для каждой серии из 6 образцов рассчитывается средняя прочность после воздействия, а затем относительное сохранение прочности (% от исходной до испытания).

Для сравнения с результатами действующей методики, параллельно проводят традиционные испытания для тех же составов цемента: аналогичные серии образцов выдерживаются при более мягких условиях – T = 35–40 °C, давление CO_2 = 0,1 МПа (приближенно условия стандартного теста по ГОСТ [1, 2] но в ускоренном масштабе) в течение 4 недель. Это позволит сравнить результаты экспресс-методики со стандартным методом.

Ожидается, что реализованная методика позволит получать репрезентативные результаты в сжатые сроки, что особенно важно на стадии проектирования тампонажных работ для скважин с аномально высоким содержанием CO_2.

Плюсы и минусы методов

Стандартный метод (длительное выдерживание) обладает несомненной достоверностью – образцы проходят полный цикл взаимодействия с CO_2, включая медленные стадии диффузии и выщелачивания, поэтому такие тесты считаются эталонными при оценке абсолютной долговечности цемента. Недостаток – неприемлемая длительность для практических целей, особенно когда нужно протестировать несколько составов параллельно. Новый экспресс-метод позволит существенно сократить продолжительность испытаний, что является главным преимуществом для прикладных задач.

Ограничением экспресс-метода является то, что он оценивает сравнительную стойкость тампонажного камня к агрессивному воздействию CO_2 (ранжирование), но не позволяет прогнозировать срок службы материалов в пласте. Иными словами, если по стандартному испытанию можно экстраполировать скорость коррозии и сделать вывод, сколько лет цемент прослужит при данных условиях, то по ускоренному тесту такой прямой вывод сделать сложнее – требуется установление корреляционных зависимостей результатов исследований с фактическим межремонтным периодом скважин. Тем не менее, для скрининга рецептур на этапе НИОКР экспресс-метод

бесценен: он быстро отсеет заведомо плохие варианты и позволит сфокусироваться на наиболее перспективных для дальнейших подробных испытаний.

Заключение

Предложенная установка и режим испытаний (реактор 80 °C, давление CO_2 в интервале 1–3 МПа, 72 часа) позволят сократить время испытания в 3–5 раз по сравнению с традиционными методами, при этом сохраняется репрезентативность процесса коррозии (характер образующихся продуктов и снижение прочности аналогичны долговременным испытаниям).

Методика рекомендуется к применению на стадии подбора рецептур тампонажных растворов для скважин с высоким содержанием CO_2. Она позволит оперативно оценивать множество вариантов составов на лабораторном этапе, значительно снижая трудоёмкость и продолжительность исследований. В частности, при проектировании цементирования на месторождениях с высоким содержанием CO_2 (как Астраханское, Карачаганакское и др.) данный подход даст возможность быстро отобрать наиболее стойкие системы цементного камня.

Для дальнейшего развития темы представляет интерес калибровка экспресс-метода относительно полевых данных и долгосрочных прогнозов. Необходимо накопить статистику для корреляции между ускоренными тестами и реальным состоянием цементного камня в скважинах через годы эксплуатации. Это позволит количественно прогнозировать срок службы цементного камня, исходя из результатов экспресс-испытаний.

Ещё одним направлением будущих работ является более глубокий анализ микроструктуры корродированных образцов (с использованием рентгеноспектральный микроанализ (РСМА), рентгенофазы и т.д.) – это поможет уточнить, не возникают ли при ускоренной коррозии какие-либо особенности (например, аморфные фазы), влияющие на долговременную прочность.

Общие выводы: Коррозия тампонажного цемента под воздействием CO_2 – серьёзная проблема для скважин с агрессивными газовыми средами, требующая быстрого решения на стадии проектирования. Предложенная экспресс-методика позволит существенно ускорить лабораторную оценку стойкости цементных материалов, что повысит эффективность подбора составов и в конечном итоге будет способствовать обеспечению долговременной герметичности скважин и промышленной безопасности. В дальнейшем её можно расширить для испытаний других агрессивных факторов (например, совместная CO_2+H_2S коррозия) и для тестирования инновационных противокоррозионных добавок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Методы испытаний: [введен в действие с 01.10.1998] / Разработан ЦНИИМС. – М.: Издательство стандартов, 1998. – 38 с.

2. ГОСТ 34532-2025. Цементы тампонажные. Методы испытаний: [введен в действие с 01.06.2026 с правом досрочного применения] / Разработан ФГБУ ВО «МГУ». – М.: Издательство стандартов, 2025. – 48 с.

3. Барлет-Гуэдар, В. Решение проблемы деградации цементного камня скважин в среде, богатой CO_2 / В. Барлет-Гуэдар, Г. Риммеле, Б. Гоффе, О. Поршери // Международный журнал контроля парниковых газов = International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2009. – Т. 3, № 2. – С. 206–216. – DOI: 10.1016/j.ijggc.2008.09.008.

4. Жаккемет, С. Новая экспериментальная методика для моделирования геологического хранилища $H_2S + CO_2$: применение к изучению старения цементного камня скважин / С. Жаккемет, А. Пезар, О. Разин и др. // Нефть и технология газа = Oil & Gas Science and Technology. – 2005. – Т. 60, № 1. – С. 193–207. – DOI: 10.2516/ogst:2005013.

5. Кери, Дж. У. Анализ и характеристики цементного камня из скважины SACROC с 30-летним воздействием CO_2 в условиях геологического хранилища на западе Техаса / Дж. У. Кери, Р. Л. Свец, Р. Л. Григ, Дж. Чжан, В. Кроу // Международный журнал контроля парниковых газов = International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2007. – Т. 1, № 1. – С. 75–85. – DOI: 10.1016/S1750-5836(07)00032-3.

6. Кутчко, Б. Г. Деградация цементного камня нефтяных скважин под воздействием CO_2 при геологическом хранении / Б. Г. Кутчко, Б. А. Стразиса, Д. А. Зомбак и др. // Экология и технология окружающей среды = Environmental Science & Technology. – 2007. – Т. 41, № 13. – С. 4787–4792. – DOI: 10.1021/es062828f.

7. Маммадов, О. Комплексный обзор анализа деградации цементного камня в условиях скважин: применение в CCS/CCUS/CO_2-EOR / О. Маммадов, А. А. Махмуд, А. Аль-Ясери, М. Аль Рамадан // ACS Omega. – 2025. – Т. 10, № 27. – С. 28515–28533. – DOI: 10.1021/acsomega.4c11295.

8. Мелехин, А. А. Тампонажные работы в нефтяных и газовых скважинах / А. А. Мелехин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Серия: Машиностроение, материаловедение. – 2017. – Т. 19, № 3. – С. 60–75.

9. Русинов, Д. Ю. Повышение коррозионной стойкости тампонажного камня путем введения микроцемента / Д. Ю. Русинов, А. А. Мелехин // Вестник Национального технического университета (Украина). – 2017. – № 2 (75). – С. 85–92.

10.Чжан, Й. Коррозионные характеристики полимерно-модифицированного цементного камня нефтяных скважин при воздействии CO_2 и кислых растворов / Й. Чжан, Х. Лю, Дж. Ван и др. // Полимеры = Polymers. – 2024. – Т. 15, № 8. – Статья 1803. – DOI: 10.3390/polym15081803.

11.Применение полисульфидной серы для повышения коррозионной стойкости тампонажного цемента / Газпром ВНИИГАЗ // Тезисы молодежной конференции. – 2023. – С. 45–53. – URL: https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/7d/893/tezisy-molodezhka_2023-v04.pdf (дата обращения: 06.11.2025).

12.Полимерные добавки и их влияние на коррозионную стойкость цементного камня в условиях CO_2 хранилища // Актуальные проблемы в сфере материалов и конструкций: материалы симпозиума. – 2023. – С. 112–125. – URL: https://www.mdpi.com/2073-4360/16/15/2187 (дата обращения: 06.11.2025).

13.Астраханское газоконденсатное месторождение [Электронный ресурс] // СГА (Советская геоэкологическая ассоциация). – URL: https://www.sga-i.ru/projects/69 (дата обращения: 06.11.2025).

14.Барлет-Гуэдар, В. Деградация скважинного цемента в условиях, богатых CO_2 [Электронный ресурс] // ScienceDirect. – URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0950061824001405 (дата обращения: 06.11.2025).

15.Вещества в составе цемента. Механизм и процессы углекислотной коррозии цементного камня [Электронный ресурс] // Портал о цементе VOscem.ru. – URL: https://www.voscem.ru/articles/cement-sostav/korroziya/uglekislaya-voda/ (дата обращения: 06.11.2025).

16.Википедия. Астраханское газоконденсатное месторождение [Электронный ресурс] // Википедия: свободная энциклопедия. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Астраханское_ газоконденсатное_месторождение (дата обращения: 06.11.2025).

17.Повышение коррозионной стойкости цементного камня как направление повышения экологической безопасности работ в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] // CyberLeninka. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-korrozionnoy-stoykosti-tsementnogo-kamnya-odno-iz-napravleniy-povysheniya-ekologicheskoy-bezopasnosti-rabot-v-neftegazovoy/viewer (дата обращения: 06.11.2025).

18.Методы ускоренного определения стойкости цемента к CO_2-коррозии [Электронный ресурс] // ResearchGate. – URL: https://www.researchgate.net/figure/Picture-of-the-CO-2-reactor-in-open-position-with-cement-cores-placed-on-three-levels_fig1_223054476 (дата обращения: 06.11.2025).

19.Воздействие температуры и давления на коррозию цементного камня под воздействием CO_2 [Электронный ресурс] // MDPI Journals. – URL: https://www.mdpi.com/2073-4360/16/15/2187 (дата обращения: 06.11.2025).

20.Реотест. Оборудование для испытаний цемента. Автоклав для испытаний цемента Е070 [Электронный ресурс] // Официальный сайт ООО «РеоТест». – URL: https://reotest.ru/ cement/avtoklav-dlya-ispytanij-cementa-e070/ (дата обращения: 06.11.2025).

21.Ван-т-Гофф, Я. Г. Уравнение Вант-Гоффа и его применение к расчету влияния температуры на скорость химических реакций [Электронный ресурс] // LibreTexts Chemistry. – URL: https://chem.libretexts.org/Courses/Millersville_University/CHEM_341-_Physical_Chemistry_I/09:_Chemical_Equilibria/9.06:_Temperature_Dependence_of_Equilibrium_Constants_-_the_van_t_Hoff_ Equation (дата обращения: 06.11.2025).

22.API 65-2019 (или ревизия). Рекомендуемая практика тестирования цемента скважин = Recommended Practices for Testing Well Cements. – American Petroleum Institute, 2019.

23.API Specification 10A. Спецификация по цементам и добавкам к цементам для использования в скважинах = Specification for Cements and Cement Additives for Use in Wells. – American Petroleum Institute.

24.Закон Генри. Растворимость газов в жидкостях при повышенных давлениях [Электронный ресурс] // Wikipedia. – URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Henry's_law (дата обращения: 06.11.2025).

ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА: ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, СУЩЕСТВУЮЩИЕ РЕШЕНИЯ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

М.Е. Коваль к.т.н, Д.В. Евдокимов, Н.А.Каликин

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. В статье рассматриваются причины возникновения поглощений промывочной жидкости при строительстве нефтяных и газовых скважин, приведена классификация поглощений, рассмотрены методы и технологические решения для предупреждения и ликвидации поглощений промывочной жидкости. Проведен обзор новых технологий, направленных на предупреждение и ликвидацию поглощений буровых растворов. Рассмотрены методы сбора и применения промысловых данных и лабораторных исследований.

Ключевые слова: бурение, поглащение промывочной жидкости, методы решения, предупреждение и ликвидация поглощений.

Цель работы – обзор применяемых и новых разработанных технологий, направленных на повышение эффективности строительства скважин.

Задачи

1. Рассмотреть причины возникновения поглощений
2. Провести обзор принятых подходов классификации поглощений
3. Рассмотреть существующие методы предупреждения и ликвидации поглощений
4. Провести обзор новых и перспективных технологий борьбы с поглощениями

Ключевые слова: бурение нефтяных и газовых скважин, буровой раствор, осложнения, поглощение, новые технологи, база данных.

Введение

Поглощение – потеря промывочной жидкости в скважине за счёт ухода по поглощающим каналам в проницаемый пласт под воздействием перепада давления. Поглощение бурового раствора является одним из наиболее распространенных и дорогостоящих осложнений при строительстве скважин. Это осложнение характеризуется полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе проводки скважины.

Борьба с поглощениями сопровождается значительными материальными потерями, а также может приводить к снижению количества добываемых углеводородов вследствие ухудшения коллекторских свойств продуктивных горизонтов и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. По ряду регионов, издержки на борьбу с поглощениями составляют свыше 85% всех затрат на борьбу с осложнениями.

Причины возникновения поглощений бурового раствора

Причины возникновения поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы: геологические и технологические.

Геологические

В общем понимании, геологическое осложнение – состояние скважины, в результате которого произошло нарушение непрерывности технологического

процесса, вследствие выявленного несоответствия фактических геологических условий, относительно проектных при соблюдении технологических режимов, обозначенных в проектной документации, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, дополнительных затрат времени и ресурсов.

Геологические причины поглощений, чаще всего ассоциируются со следующими факторами:

- Тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания. Наличие в разрезе кавернозных, трещиноватых или крупнозернистых структур. Полное (катастрофическое) поглощение возникает, как правило, при разбуривании пластов, обладающих развитой естественной кавернозностью и трещиноватостью, образующей разветвленную сеть трещин большого простирания. С наибольшей вероятностью, катастрофические поглощения встречаются в карбонатных породах.
- Градиент гидроразрыва. Гидроразрыв пласта может стать причиной катастрофического поглощения, приводя к образованию сети искусственных трещин значительных размеров (длина 50–100 м, раскрытость от 1–2 до 80–100 мм и более);
- Пластовое давление. В пластах с аномально низким пластовым давлением даже сравнительно небольшая репрессия (0,5–1,5 МПа) может вызвать интенсивные поглощения;
- Наличие других сопутствующих осложнений, таких как обвалообразование, нефтегазоводопроявления и прочие.

Технологические

Технологические причины осложнений при бурении скважин связаны с отклонениями от установленных параметров процесса. К технологическим причинам можно отнести:

- несоответствие свойств промывочной жидкости установленным требованиям. Существенное влияние оказывают плотность, реологические и структурно-механические свойства бурового раствора;
- не корректный выбор режимов бурения, промывки, спуско-подъёмных операций и восстановления циркуляции.

В общем понимании, все обозначенные факторы так или иначе провоцируют превышение гидродинамического давления над давлением раскрытия трещин и в итоге над давлением начала поглощения, что влечёт за собой начало осложнения.

Классификация поглощений по интенсивности

Существует несколько способов ранжирования поглощений по различным признакам, но наиболее часто применяется классификация поглощений в зависимости от их интенсивности:

- Умеренное (низкой интенсивности): до 5 м³/ч, без потери циркуляции.
- Частичное (низкой интенсивности): 5–30 м³/ч, без потери циркуляции (или от 1,6 до 16 м³/час, соответствует рыхлым породам и узким трещинам).
- Среднее: 30–60 м³/ч, без потери циркуляции (или более 16 м³/час, соответствует широким трещинам).
- Полное: 60–100 м³/ч — с небольшим падением уровня жидкости в скважине и частичной или полной потерей циркуляции.
- Высокоинтенсивная: более 60 м³/ч.
- Катастрофическое: более 100 м³/ч — со значительным падением уровня и полной потерей циркуляции. Соответствует кавернозным пластам, пластам с большим количеством трещин, системам трещин с большими апертурами. [1]

Решения, применяемые для борьбы с поглощениями

Профилактические мероприятия (предупреждение)

Основной способ предупреждения поглощений — снижение репрессию вплоть до равновесия давлений или депрессии на поглощающий пласт. Снизить отрицательное влияние технологических факторов можно изменением параметров бурового раствора (плотность, реологические и структурно-механические свойства), а также корректировкой режимов бурения и промывки.

При вскрытии и прохождении зоны поглощения применяют комплекс профилактических мероприятий, включающий контроль и регулирование эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП). Изменение технологических режимов (снижение механической скорости бурения, снижение подачи промывочной жидкости буровыми насосами), периодическая превентивная прокачка не большого объёма бурового раствора с повышенным содержанием карбоната кальция крупного помола или материалов для борьбы с поглощениями, так называемых пачек.

Одним из превентивных методов предупреждения поглощений на этапе планирования скважины можно рассматривать - минимизацию зенитного угла при бурении. Это позволяет не только уменьшить протяженность зоны поглощения, но и использовать роторные компоновки при бурении, что в свою очередь позволяет бурить скважину при низком расходе промывочной жидкости и прокачивать кольматационные составы с различными фракциями материалов, что невозможно при наличии в КНБК забойного двигателя.

Технологии ликвидации поглощений

Условно, можно выделить несколько основных способов ликвидации поглощений.

Технология применения кольматационных составов

Технология применения тампонажных и быстротвердеющих материалов

Установка перекрывающих устройств и колонн

Специальные технологии

Бурение без циркуляции бурового раствора

До 90% всех случаев поглощений ликвидируется с помощью технологии применения кольматационных составов.

Кольматация – процесс естественного проникновения или искусственного внесения частиц в поры и трещины горных пород, а также осаждения в них химических веществ, способствующий уменьшению их водо или газопроницаемости.

Кольматационнные материалы различаются по форме, размеру, а также материалу изготовления.

Гранулированные материалы – материалы, размер частиц которых по всем направлениям приблизительно одинаков, форма частиц близка к сферической. Такие материалы предназначены для закупоривания поглощающих каналов, либо их устьев.

Хлопьевидные (пластинчатые, чешуйчатые) – материалы, частицы которых имеют два длинных геометрических размера и один короткий. Это частицы в виде пластинок, чешуек или хлопьев. Материалы такой формы способствуют созданию мостиковых структур.

Объёмные – материалы, представляющие собой агломерацию волокнистых и гранулированных материалов, формирующие объёмную пространственную структуру. Применяются при большой интенсивности поглощения.

Отдельно в этом списке можно выделить группу волокнистых материалов, длина одного волокна которых много больше диаметра. Разность размеров позволяет

сформировать фильтрационный экран за счет хаотичного сплетения волокон и частично обеспечит проникновение в раскрытые трещины. Примером такого материала может PLA fiber от компании «Промышленная химия».

Смесевые – материалы, которые содержат в себе набор материалов из частиц разной формы и размера.

Для обеспечения эффективности работы кольматационных составов необходим подбор их фракционного состава под условия поглощающего пласта – геометрическую форму, размеры пор и трещин, апертуру (раскрытость). Для этого необходима достоверная геологическая информация, характеризующая поглощающий пласт, такая как количество трещин, раскрытость, направление, угол залегания, тип и так далее. Эту информацию можно получить с помощью исследований керна, а также выполнения специальных методов геофизических исследований скважин, таких как микроимиджер (FMI) и аккустический имиджер.

Специальные методы применяются, как правило, при полных или катастрофических поглощениях с прерыванием процесса углубления скважины.

Технология применения тампонажных и быстротвердеющих материалов.

Суть технологии заключается в закачке тампонажных растворов в зону поглощения с последующей задавкой. Возможно применение стандартных тампонажных растворов, применяющихся для цементирования обсадных колонн, а также:

- Облегчённых цементных растворов;
- Тампонажных растворов с высокими тиксотропными свойствами;
- Тампонажные растворы с наполнителями;
- Пеноцементов.

Технология установки тампонажных растворов, в том числе объёмы, интервалы установки, режимы закачки и продавки, давление и объёмы задавки определяются исходя из фактических параметров и протяжённости зоны поглощения.

Для изоляции зон катастрофического поглощения институтом «Гипровостокнефть» разработаны высокоструктурированные тампонажные системы. В их основу положена концепция создания надежного изолирующего экрана в приствольной части пласта путем удержания смеси от растекания (гравитационных сил, перетоков). Разработано два типа смесей: с комплексными свойствами (нетвердеющие и твердеющие) и предельно структурированные смеси для намыва твердых и плотных наполнителей. [2]

Технология с ликвидации поглощений геосинтетической оболочкой (УЛПЖ). Разработана для ликвидации поглощений путем перекрытия каверн и трещин высокопрочной тканевой геосинтетической оболочкой, заполняемой тампонажным раствором и разбуриваемой после затвердевания. Образцы тканей выдерживают давление до 120 кг/см². [8]

Отдельно можно отметить технологию применения быстротвердеющих составов. Это перспективная технология, принцип работы которой, основывается на образовании в интервале поглощения твёрдого вещества, являющегося результатом контролируемой по времени реакции. До момента реакции, такие составы обладают низким вязкостным профилем, что позволяет доставить их в интервал поглощения. Быстротвердеющие составы характеризуются контролируемым быстрым набором прочности, с точностью до минуты. Время загустевания системы зависит от пластовой температуры в зоне использования, что является усложняющим фактором применения технологии. Примером такой системы может служить состав QUICK-

STONE (ГК «Миррико»). Тонкодисперсный порошок органоминерального происхождения, который быстро переходит в твердое состояние и легко разбуривается, обладает контролируемым набором прочности. Состав является кислоторастворимым и применяется в продуктивных пластах. [6]

Стоит также упомянуть о том, что установка цементных мостов, чаще всего является необходимым условием для закрепления ранее установленных в интервал поглощения кольматационных составов. Это позволяет предотвратить вымыв кольматационного материала и возобновление изолированного ранее поглощения.

Установка перекрывающих устройств и колонн:

- Профильные перекрыватели и промежуточные колонны. Установка перекрывающих труб, в том числе профильных перекрывателей или технической колонны, является одним из самых эффективных способов изоляции зон поглощения, однако требует существенных дополнительных финансовых и временных затрат на реализацию.

- Перекрывающие устройства с сеткой. Эластичная сетчатая оболочка (капроновая, нейлоновая, металлическая) устанавливается в интервале поглощения и расширяется под действием закачиваемой тампонажной смеси с наполнителем, связывая оболочку с породой после затвердения.

Применение специальных технологий ликвидации поглощений.

В рамках данной статьи, в качестве специальных технологий, представлены способы ликвидации поглощений, имеющие принципиальные отличия от описанных выше либо с трудом поддающиеся систематизации.

К ним можно отнести:

- Технология закачки соляро-бентонитовой смеси. Один из старейших способов ликвидации катастрофических поглощений. Принцип заключается в закачке смеси диспергированного в углеводородной среде бентонита в зону поглощений и образовании высоковязкой массы, закупоривающей каналы.

- Быстрофильтрующиеся составы – формируют в зоне поглощения изоляционный экран за счёт высокой фильтратоотдачи с последующим заполнением пор, трещин и уплотнением смеси под действием перепада давления. Возможно применение в комбинации с другими технологиями.

- Применение сшивающихся полимерных составов. Подразумевает под собой применение двухкомпонентной смеси, состоящей из полимерной основы и сшивателя, в роли которого, чаще всего выступает ацетат хрома. За счёт реакции в интервале поглощения образуется сшитый гель, перекрывающий поглощающие каналы. Примера таких систем являются продукты: PlugCORE-ADS от АО НИЦ «Энергоресурс», OsnoPlug S от ГК «Миррико»

- Особое место занимает набирающая популярность технология «химической кольматации». Данная технология позволяет ликвидировать поглощения малой и средней интенсивности, преимущественно в высокопористых пластах с аномально низким пластовым давлением. Заключается в последовательной закачке в скважину крепителя (чаще всего силиката натрия) и активатора. Имея высокую проникающую способность, вещества проникают вглубь поровых каналов с последующим необратимым отверждением (рис. 1). Данная технология недорога в использовании, однако требует высокий уровень внимательности и ответственности при установке. На рисунке 1 представлен продукт реакции химической кольматации на керамических дисках.

Рис. 1. Результат испытаний составов для химической кольматации

Бурение без циркуляции:

- Бурение без выхода бурового раствора на поверхность (при полном поглощении) целесообразно в устойчивых породах (известняках, доломитах, песчаниках). Экономически целесообразно при использовании воды в качестве бурового раствора.

- При наличии рисков ГНВП при полном замещении скважины на техническую воду возможно применение метода «плавающего столба раствора», когда в затрубное пространство бурильной колонны выше зоны поглощения доливается буровой раствор расчётной плотности, а в трубное пространство подаётся вода, которая поглощается вместе со шламом.

- Бурение с контролем давления является одним из способов бурения с поглощением. Для снижения ЭЦП в данном случае применяется газообразный азот, а также давление может поддерживаться устьевым герметизатором.

- Аэрированные буровые растворы и пены. Используются для снижения плотности промывочных жидкостей (до 0,1–1 г/см³) и уменьшения репрессии, что позволяет успешно проходить зоны поглощений. Предлагается модернизация технологии PMCD с использованием пенных растворов на безводной основе для газовых коллекторов с АНПД, чтобы минимизировать воздействие на фильтрационные характеристики. [10]

Новые технологии и совершенствование методов борьбы с поглощениями

Совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение.

Инновационные тампонажные и кольматационные составы

Разработаны рецептуры и технология получения гелевых систем (на основе полимеров, например, ПАА, и сшивателей типа хромокалиевых квасцов) с использованием наполнителей и без них. Примером такой системы может является Поликарбоблок от ЗАО «Полицелл», применяется для ликвидации поглощений промывочных жидкостей в интервалах продуктивных пластов [3]

Сшивающийся тампонажный изоляционный материал (СТИМ). Разработан Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». Представляет собой комбинацию цементной суспензии и сшитого геля, что позволяет предотвратить растекание цементного раствора в условиях высокой раскрытости поглощающих каналов. [4]

CAVE-BLOCK (ГК «Миррико»). Вязкоупругий органоминеральный состав для ликвидации катастрофических поглощений без выхода циркуляции, формирующий плотную пробку. [7]

Цифровые технологии и лабораторные исследования

Цифровизация производственных процессов способствует повышению контроля выполняемых на буровой операций.

Системы контроля притока/поглощения (высокоточная расходометрия) позволяют в автоматическом режиме определять моменты, предшествующие осложнениям, и проводить опережающие действия. Программные пакеты позволяют оперативно подбирать фракционный состав кольматантов на основе теории идеальной упаковки (например, OptiBridge) и выполнять гидравлические расчеты (MarCS Engineer, DiPCEngineer).

Внедрение систем сбора данных и лабораторных исследований оказывает значительное положительное влияние на эффективность ликвидации поглощений за счет оптимизации планирования, прогнозирования рисков, за счет систематизации и повышения качества подбора кольматационных составов.

Многие компании, участники рынка ТЭК в России, проводят внедрение и уже начали использование информационно-аналитической систем сбора данных и прогнозирования осложнений, которые основаны на анализе статистических данных, что позволяет значительно улучшить управление процессом бурения и ликвидации осложнений.

Основными плюсами этого направления при проектировании и строительстве скважин являются единые базы данных, которые содержат подробную информацию, о месторождение, глубине, интенсивности поглощения, объеме и компонентном составе кольматирующего состава, а также

В настоящее время для создания баз данных важно учитывать влияние фактических характеристик применяемых материалов, что достижимо путём выполнения специальных лабораторных исследований кольматационных материалов и составов перед промышленным применением. Однако системные лабораторные испытания зачастую не проводятся по причине отсутствия корректных методик и оборудования. На сегодняшний день актуальной задачей остаётся разработка и внедрение отраслевых методик тестирования и требований к кольматационным материалам, учитывающих не только физические свойства, такие как фракционный состав, размер, форма, но и эффективность конкретного продукта.

Стандартизация материалов для борьбы с поглощениями, в том числе, позволит устранить проблему, связанную с тем, что материалы, имеющие одно и то же наименование по паспорту качества могут иметь совершенно разные характеристики у разных производителей, в том числе эффективность.

Выводы

Строительство нефтяных и газовых скважин сложный, динамически развивающийся процесс, который на прямую зависти как от геологических факторов, так и от технологических. Соблюдение программы строительства скважин,

параметров и технологических режимов, указанных в проектной и рабочей документации является одним из главных факторов предупреждения возникновения поглощения бурового раствора.

При возникновении поглощения важно определить тип поглощения. Совместно с технологическими службами и сервисным компаниями разработать план по ликвидации возникшего поглощения.

Проведение комплекса профилактических мероприятий при планировании и бурении скважины снижают риск возникновения поглощений бурового раствора.

В настоящее время возросло количество исследований и промышленных испытаний новых технологических решений по предупреждению и ликвидации поглощений промывочной жидкости. Нефтегазодобывающие и сервисные компании предлагаю современные эффективные способы по ликвидации поглощений, разработанные с учетом развития технологии строительства скважин в целом и развития химической технологии. Ведется разработка и внедрение новых компонентов буровых растворов, блокирующих составов, а также использование передовых разработок в области цифровизации технологического процесса.

Современные базы данных используются для поиска взаимозависимостей, позволяющих прогнозировать риск поглощения на стадии проектирования и бурения. Алгоритмы расчета вероятности осложнений и затрат на их ликвидацию используют ключевые параметры. Разработка методик и внедрение системной практики лабораторного тестирования технологий, перед применением в полевых условиях является одним из способов эффективного сокращения непроизводительного времени при строительстве скважин

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Харитонова А.А., Н.Г. Квеско / Методы ликвидации осложнений при бурении скважин на Куюмбинском лицензионном участке // Международный научно-исследовательский журнал. - 2016. - №5-6. - С. 99-101.

2. Савенок О.В., Аль Маари Маджд. Методы исследования и ликвидации катастрофических поглощений буровых растворов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 21-50.

3. Исследование и совершенствование буровых технологических жидкостей с использованием гель-технологий / Е.И. Ищенко, Л.Д. Шейх-Али [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 11. – С. 40-45.

4. Технология ликвидации поглощений сшивающимся тампонажным материалом на основе цемента и сшитого полимера / А.С. Овчинников, П.А. Мардашов [и др.] // Записки Горного института. – 2023. – Т. 264. – С. 867-877.

5. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Ишбаев Р.Г., Ложкин С.А., Петров Д.В. Ликвидация поглощений технологией BIT-SBC компании ООО НПП «БУРИНТЕХ» // Бурение и нефть. – 2019. – № 10. – С. 32-35.

6. Технология QUICK-STONE – уникальное решение для широкого спектра проблем при бурении скважин [Электронный ресурс] // ГК Миррико. – URL: https://mirrico.ru/press-center/news/ (дата обращения: 22.10.2025).

7. Технология для ликвидации поглощений CAVE-BLOCK [Электронный ресурс] // ГК Миррико. – URL: https://mirrico.ru/services-products/products/caveblock/ (дата обращения: 22.10.2025).

8. Цинк А.А., Исаев А.А., Лисин А.А. Разработка техники и технологии ликвидации зон поглощения с применением геосинтетической оболочкой // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 8 (109). – С. 80-84.

9. Карпов Е.О., Чернобровкин П.И. Особенности поглощений при бурении с управляемым давлением (MPD): современные решения и практический опыт // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – № 1. – С. 12-18.

10.Шаляпин Д.В., Колесников В.Г., Телков А.П. Оптимизация технологии бурения на сбалансированном давлении с использованием аэрированных буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 7-17.

11.Высокоингибирующие буровые растворы на водной основе (HPWBM) для строительства сложных скважин / К.В. Котилевский [и др.] // Бурение и нефть. – 2021. – № 6. – С. 28-33.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕСФЕРИЧНОСТИ ЧАСТИЦ ШЛАМА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОЧИСТКИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ CFD-МОДЕЛИРОВАНИЯ

Д.А. Пак, К.А. Шиповский

Самарский государственный технический университет (СамГТУ), Самара, Россия
E-mail: dmitrijpak@list.ru

Аннотация. В работе представлена усовершенствованная гидродинамическая модель для оценки эффективности транспорта бурового шлама в затрубном пространстве горизонтальных скважин. Модель основана на Эйлеровом-Эйлеровом (EE) подходе с применением Кинетической теории гранулярных течений (KTGF). Представлена модификация модели межфазного взаимодействия Сямлал-О'Брайен путем введения коэффициента сферичности (ψ) для учета реальной, неидеальной формы частиц шлама. Выполнена верификация модели на независимых экспериментальных данных, подтвердившая точность прогноза потерь давления (MAPE = 8,1%) и концентрации шлама (MAPE = 10,3%). Разработанная модель позволяет научно обосновать выбор параметров бурового раствора и режимов циркуляции с учетом морфологии выбуренной породы.

Ключевые слова: горизонтальные скважины; транспорт шлама; CFD-моделирование; Эйлеров-Эйлеров подход; модель Сямлал-О'Брайен; коэффициент сферичности (ψ); реология; гидродинамика.

EVALUATION OF THE EFFECT OF PARTICLE NON-SPHERICITY ON ANNULAR CLEANING EFFICIENCY USING CFD MODELING

D.A. Pak, K.A. Shipovskiy
Samara State Technical University(SSTU), Samara, Russian Federation

E-mail: dmitrijpak@list.ru

Abstract. This paper presents an enhanced hydrodynamic model for evaluating the efficiency of drilling cuttings transport in the annular space of horizontal wells. The model is based on the Eulerian-Eulerian (EE) approach with application of the Kinetic Theory of Granular Flow (KTGF). The main scientific novelty lies in the modification of the Syamlal-O'Brien interphase interaction model by introducing a sphericity coefficient (ψ) to account for the real, non-ideal shape of cuttings particles. The model was verified against independent experimental data, confirming the accuracy of pressure loss prediction (MAPE = 8.1%) and cuttings concentration (MAPE = 10.3%). The developed methodology enables scientifically justified selection of drilling fluid parameters and circulation regimes taking into account the morphology of drilled cuttings.

Key words: horizontal wells; cuttings transport; CFD modeling; Eulerian-Eulerian approach; Syamlal-O'Brien model; sphericity coefficient (ψ); rheology; hydrodynamics..

Актуальность. Эффективная очистка затрубного пространства от выбуренной породы является ключевым фактором успеха при бурении горизонтальных скважин. Накопление шлама в кольцевом канале приводит к прихватам бурильного инструмента и росту гидравлических потерь.

Ключевой проблемой существующих гидродинамических моделей, используемых при проектировании, является нереалистичное допущение об идеальной сферической форме частиц шлама ($\psi = 1$). В то время как несферическая форма частиц ($\psi < 1$) значительно изменяет их гидродинамическое сопротивление и скорость осаждения. В частности, допущение о сферичности может приводить к значительной недооценке коэффициента сопротивления. Это идея формирует актуальную научную и практическую задачу.

Целью данной работы является повышение точности прогнозирования эффективности транспорта шлама в горизонтальных скважинах за счет усовершенствования модели межфазного взаимодействия Сямлал-О'Брайен путем модификации ее для учета коэффициента сферичности (ψ).

Для решения поставленной задачи была разработана аналитико-численная 3D-методика на основе Эйлерова-Эйлерова подхода и KTGF. Новизна модели заключается в модификации коэффициента межфазного обмена K_{ls} в модели Сямлал-О'Брайен (SO), который описывает силу сопротивления. Модификация вводится через поправочный множитель:

$$\eta = \frac{1}{\psi},$$

где ψ – коэффициент сферичности.

Усовершенствованный коэффициент K'_{ls} увеличивается при уменьшении ψ (несферичности), что корректно увеличивает расчетную силу сопротивления и замедляет прогнозируемую скорость осаждения.

Численная реализация и верификация включает:

- геометрия: модель охватывает сложный профиль скважины (вертикальный, наклонный, горизонтальный участки) с эксцентриситетом $e = 0{,}6$;

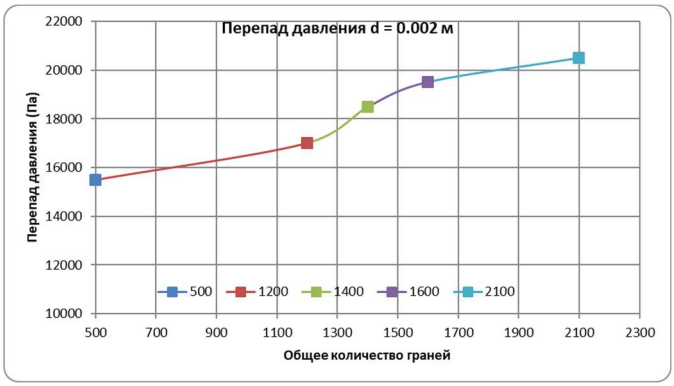
- реология: учтены неньютоновские свойства бурового раствора (модели Power Law и Гершеля-Балкли), поскольку модель Гершеля-Балкли обеспечивает наиболее точное описание реологии буровых растворов;

- дискретизация: проведено исследование сеточной независимости (рисунок 1),

в результате чего выбрана оптимальная гексаэдральная сетка на 665 600 элементов.

Результаты исследования сеточной независимости для перепада давления представлены на рисунке 1 (а и б), демонстрируя, что при количестве граней свыше 1600 (сетка 80×20) решение выходит на плато, подтверждая достоверность выбранной детализации.

а)



б)

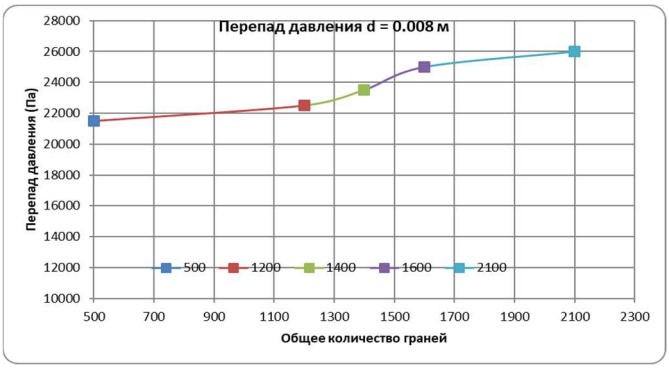


Рисунок 1 – Результаты исследования сеточной независимости по перепаду давления для частиц $d = 0{,}002$ м (а) и $d = 0{,}008$ м (б)

Для подтверждения адекватности модели была выполнена верификация на двух независимых наборах экспериментальных данных

.

Критерий сравнения	Источник данных	MAPE (средняя ошибка)
Потери давления (ΔP)	Sorgun (2010) [1]	8,1%
Объёмная доля шлама (α_s)	Duan et al. (2008) [2]	10,3%

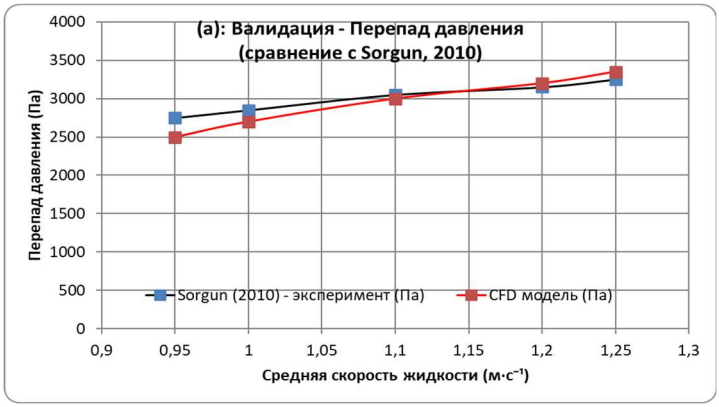


Рисунок 2 – Валидация: Перепад давления d в сравнении с Sorgun, 2010 [1]

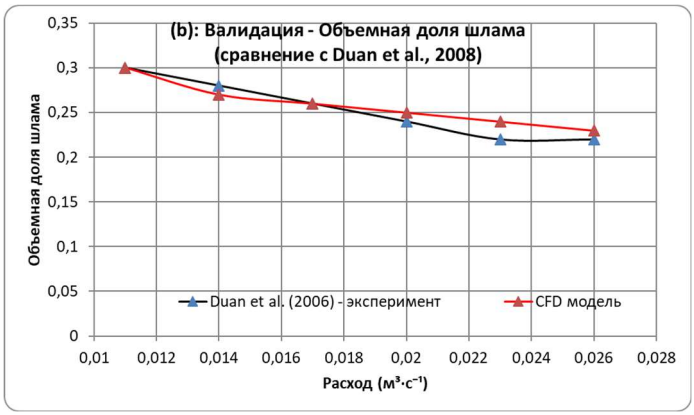


Рисунок 3 – Валидация: Объемная доля шлама в сравнении с Duan et al., 2008 [2]

Полученная точность (8–10%) находится в диапазоне, характерном для современных CFD-моделей многофазных течений, что подтверждает её адекватность.

Численные эксперименты показали, что учёт несферичности частиц существенно влияет на прогнозируемые характеристики транспорта шлама. При снижении коэффициента сферичности с $\psi = 1{,}0$ (идеальная сфера) до $\psi = 0{,}6$ (типичные обломки породы) наблюдается:

- увеличение расчётных потерь давления на 40-45%;
- снижение прогнозируемой скорости осаждения частиц на 35-40%;
- уменьшение концентрации шлама в придонной зоне на 25-30%.

Эти результаты подтверждают необходимость учёта реальной формы частиц при проектировании режимов циркуляции, поскольку использование стандартного допущения о сферичности может приводить к неоправданно оптимистичным прогнозам эффективности очистки затрубного пространства.

Заключение

Разработанная модель является эффективным инструментом для оперативной оценки гидродинамики и транспорта шлама в затрубном прстранстве. Численно доказано, что учет коэффициента сферичности необходим для повышения точности проектных расчетов.

Гидродинамическая модель для оценки эффективности транспорта бурового шлама позволяет научно обосновать выбор типа и плотности раствора, определяя оптимальные режимы циркуляции, что критически важно для предотвращения

осложнений и снижения стоимости строительства горизонтальных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Озбайоглу М. Е., Соргун М., Саасен А. и др. Эффективность очистки ствола скважины облегченными буровыми растворами при горизонтальном бурении с депрессией на пласт // Journal of Canadian Petroleum Technology, Т. 49, № 4, 2010. С. 21–26.

2. Дуан М., Миска С. З., Ю М. и др. Критические условия для эффективного транспорта твердых частиц размера песка в горизонтальных и сильно наклоненных скважинах // SPE Drilling & Completion, Т. 24, № 2, 2008. С. 229–238.

ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА СВЯЗИ

К.Д. Дёмин, Е.В. Ермолаев, П.А. Гаранин

Самарский государственный технический университет
г.Самара, Россия

Одной из сложностей, влияющих на эффективность бурения скважины, является передача информации от забойного оборудования на поверхность. Широко применяемый гидравлический канал связи характеризуется низкой скоростью передачи данных и ограниченной устойчивостью к помехам. Разрабатываемая модель способна изменять параметры детекции, передаваемые по этому каналу, что снижает количество ошибок и ускоряет процесс бурения, минимизируя влияние помех от бурового оборудования на декодирование.

Ключевые слова: Телеметрическое оборудование, гидравлический канал связи, параметры детекции, качество передачи данных.

INVESTIGATION OF IMPROVING THE DATA TRANSMISSION QUALITY OF THE HYDRAULIC COMMUNICATION CHANNEL

K.D. Demin, E.V. Ermolaev, P.A Garanin

Samara State Technical University
Samara, Russia

One of the difficulties affecting the efficiency of drilling a well is the transfer of information from the downhole equipment to the surface. The widely used hydraulic communication channel is characterized by a low data transfer rate and limited resistance to interference. The developed model is able to change the detection parameters transmitted through this channel, which reduces the number of errors and speeds up the drilling process, minimizing the impact of interference from drilling equipment on decoding.

Keywords: Telemetry equipment, hydraulic communication channel, detection parameters, data transmission quality.

Передача данных в телеметрических системах на сегодняшний день еще не решена до конца и представляет собой важную задачу. При высоком уровне помех

полностью сигнал отфильтровать не удается. Разработка модуля управления во время бурения параметрами детекции предоставит возможность решения этой проблемы тем самым повысит эффективности и точность наклонно-направленного бурения.

За основу идеи рассмотрим оборудование нефтесервисных компаний в области наклонно-направленного бурения, таких как Halliburton, Baker Hughes. Для управления роторно-управляемой системы (РУС) используют устройство передачи команд. Данное устройство создает импульс сброса давления. Прибор измерения затрубного давления обнаруживает эти импульсы и вычисляет время между ними. Связь по гидроканалу позволяет управлять параметрами РУС.

Учитывая выше сказанное, возможность разработки модуля управления параметрами детекции сигнала гидравлического канала связи, по принципу работы с устройством управления РУС, позволит во время бурения изменить рабочую частоту сигнала и уйти от частоты помех бурового оборудования.

Устройство будет располагаться в емкостном блоке буровой установки с возможностью вмонтирования его к нагнетательной линии манифольда.

На рисунке 1 представлена схема расположения разрабатываемого модуля управления параметрами детекции на буровой установке.

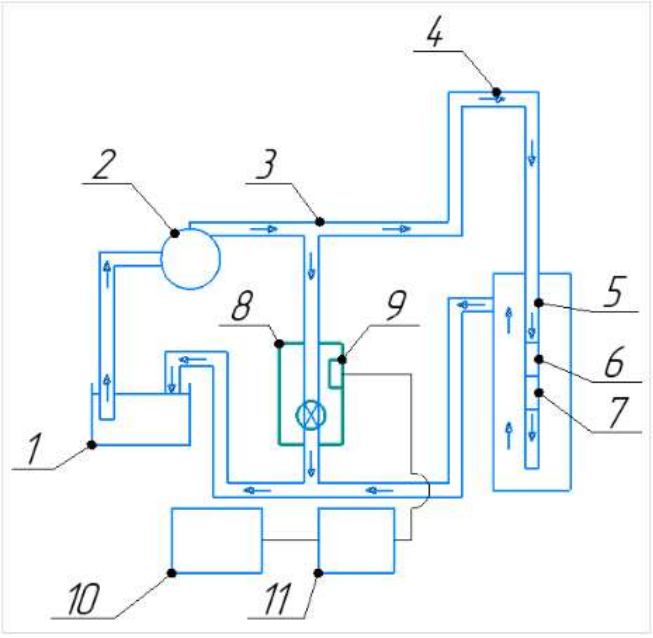


Рисунок 1. Схема расположения разрабатываемого модуля управления параметрами детекции на буровой установке

Где, 1 – емкость бурового раствора; 2 – буровой насос; 3 – манифольд; 4 – вертлюг; 5 –КНБК; 6 – контроллер пульсатора; 7 – пульсатор; 8 – модуль управления параметрами детекции; 9 – блок приема команд; 10 – программа ПК; 11 – блок коммуникации

Алгоритм работы модуля управления параметрами детекции будет следующим. Сигнал, поступающий на вход в виде аналоговой величины, проходит через несколько последовательных этапов фильтрации. Ключевым из них является синхронизирующий сигнал, соответствующий частоте работы насосов. Это позволяет отделить шумы, создаваемые насосами, от полезного сигнала. Фильтр синхронизирует

сигнал от датчика давления с сигналом от счётчика хода насоса и вычитает шумы на основной и гармонических частотах из результирующего сигнала.

На рисунке 2 показан входной сигнал от датчика давления (Absolute Signal), полученный на внешнем входе, а также сигнал, обработанный высокочастотным фильтром (Delta Signal), и сигнал, прошедший через фильтр (FIR Signal), который представляет собой результат конечной импульсной характеристики.

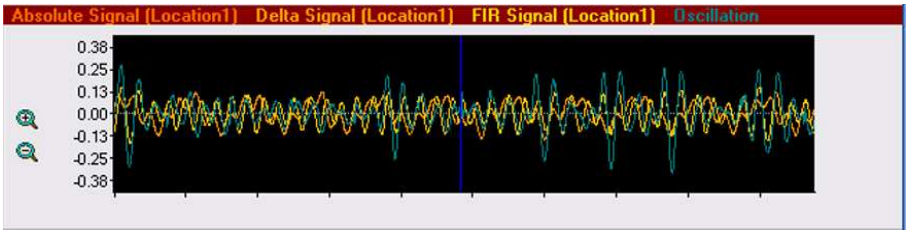


Рисунок 2. Входной сигнал от датчика давления (Absolute Signal)

При работе бурового оборудования, когда его частота близка к частоте полезного сигнала, действительно возникает проблема с разделением полезного сигнала и шумов. Разрабатываемый модуль управления параметрами детекции будет играть ключевую роль в решении этой проблемы.

Интерфейс программного обеспечения позволит инженеру MWD (Measurement While Drilling) задавать команды для изменения параметров детекции, таких как MPT (Minimum Pulse Time) и BW (Bit Width).

• MPT (Минимальный промежуток времени между двумя импульсами) определяет минимальное время, необходимое для того, чтобы система могла различать два последовательных импульса. Это значение критически важно для предотвращения наложения сигналов и обеспечения точности детекции.

• BW (Ширина бита) указывает на долю времени, которая отводится на передачу одного бита информации в рамках импульсного интервала. Выраженная в миллисекундах, ширина бита определяет, сколько времени потребуется для передачи одного бита данных, что напрямую влияет на скорость и надежность передачи информации.

Корректировка этих параметров повысит качество детекции, поскольку импульсы станут более заметными на фоне общего потока колебаний. Кроме того, зная базовую частоту насоса, можно оптимизировать значение BW так, чтобы частота насоса не совпадала с основной частотой полезного сигнала.

Определить основную частоту насоса можно по следующей формуле:

$$f_{нас.} = \frac{P \cdot c \cdot a}{60}$$

Где, P – число ходов насоса; c – число цилиндров; a – количество тактов.

Основную несущую частоту полезного сигнала можно рассчитать из соотношения:

$$f_{сигн.} = \frac{500}{BW}$$

Где, BW — это время в миллисекундах, в течение которого шток пульсатора находится в выдвинутом положении.

Таким образом, значение BW можно регулировать, чтобы избежать общего спектра работы частот с буровым оборудованием.

После получения команды на блок приема, управляемый модуль, следуя заложенному алгоритму, откроет или закроет дроссель, что приведет к созданию

низкочастотного негативного импульса за счет сброса давления. Датчик затрубного давления зафиксирует это событие и определит время между ними. На основе изменения давления контроллер-пульсатора интерпретирует команду и корректирует параметры работы пульсатора. Когда частота полезного сигнала изменится и окажется вдали от частоты работы бурового оборудования, цифровой микропроцессорный фильтр сможет выполнить перекрестную корреляцию между осциллирующим сигналом и эталонным сигналом, что позволит получить эталонный импульс и декодировать информацию от подземного оборудования.

На рисунке 3 отображен сигнал с эталонным импульсом, системе удалось расшифровать пакет данных.

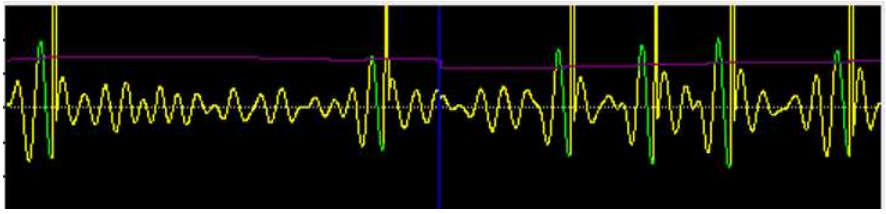


Рисунок 3. Сигнал с эталонным импульсом, системе удалось расшифровать пакет данных

Корректировка параметров детекции в процессе бурения, учитывая шумы от бурового оборудования, может повысить качество обнаружения, поскольку импульсы становятся более заметными на фоне общего потока колебаний. Кроме того, зная базовую частоту насоса, можно настроить параметры так, чтобы частота насоса и основная частота полезного сигнала не совпадали.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукьянов С.А., Живаева В.В. Оценка характера и уровня вибраций, возникающих при бурении скважин с использованием телесистем, функционирующих через гидравлический канал связи.: Самарский государственный технический университет, "СПП Развитие", DOI: 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-12-14
2. Тейтельбаум Д.В., Власов А. А. Быстрые алгоритмы декодирования данных забойных телесистемы, использующей гидравлический канал связи. 2014г., УДК 550.8.054
3. Влацкая И.В., Голубенко И.В. Исследование методов повышения достоверности декодированных данных в забойных телеметрических системах с гидравлическим каналом связи.: Оренбургский государственный университет, г. Оренбург.
4. Ежов И.В. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Феникс, 2017. – 284 с.
5. Калинкин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Москва Недра, 1997. – 651с. – ISBN 5-247-03692-1
6. Нескромных В.В. Бурение скважин. Учебное пособие: Сибирский Федеральный Университет. 2019 г. - 412 с. - ISNB 978-5-7638-3043-9
7. Мендебаев Т.Н., Соловьев Н.В., Смашов Н.Ж. Бурение направленных скважин с использованием навигационной системой управления. Москва, Горная книга. 2016 г. – 9с. - ISSN 978-5-04-119530-4

8. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. ООО Премиум Инжиниринг, Москва, 2011 г., 687 стр., УДК: 622.276.02:532.5 (035), - ISBN 978-5-903363-18-6

УДК 622.244

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ В МЕТОДАХ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ПЛОТНОСТИ

А.И. Матросов, В.А. Капитонов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: AndreyMatrosov94@yandex.ru, kapitonovva@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются основные факторы, влияющие на неопределённости и погрешности при прогнозировании эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) при бурении скважин. Представлен анализ основных методов прогнозирования ЭЦП. В анализируемых методах присутствуют неопределённости, связанные с физико-химическими свойствами буровых растворов, изменением термобарических условий в скважине, а также с точностью определения входных параметров и используемых математических моделей. Значительное влияние оказывают скважинные условия, которые, к сожалению, в ряде случаев невозможно заранее спрогнозировать. Знание всех факторов, влияющих на неопределённости в методах прогнозирования ЭЦП, позволяет определить спектр исследований для минимизации их влияния, что приводит к повышению точности прогнозов ЭЦП и, следовательно, к снижению риска осложнений при бурении скважин.

Ключевые слова: бурение скважин, эквивалентная циркуляционная плотность, ЭЦП, реология, математическое моделирование, аварии и осложнения.

Давление в скважине является одним из наиболее значимых, непрерывно контролируемых параметров при бурении. Превышение допустимых значений давления может привести к гидроразрыву пласта, раскрытию трещиноватости и, как следствие, к поглощению бурового раствора. Возникновение данных осложнений особенно негативно влияет на продуктивные пласты, так как значительно снижает их продуктивность. Даже при бурении в рамках безопасного окна скважинных давлений в стволе наблюдается фильтрация бурового раствора. Вследствие этого явления снижается проницаемость для углеводородов, содержащихся в пласте [1,2,3]. Снижение статического давления может приводить к таким осложнениям, как проявления, выбросы, обвалы стенок скважины. Выбор давления при проектировании гидравлической программы является ответственной задачей. Особенную актуально контролировать эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП) при достаточно узком окне безопасных давлений, граничащем с несовместимыми условиями бурения [4,5].

ЭЦП, по своему определению, отражает суммарное воздействие гидростатического и динамического давления бурового раствора на стенки скважины [6,7]. Измеряется в кг/м³, что позволяет производить его оперативное сравнение с проектной плотностью бурового раствора, в том числе с учетом наличия шлама. Современные методы расчёта и прогнозирования ЭЦП основаны на решениях уравнений движения для буровых растворов в ламинарном и турбулентном режиме в кольцевом пространстве скважины [8,9]. Математическая сложность задачи приводит к необходимости введения допущений и упрощений. Например, известным является переход от рассмотрения задачи движения в кольцевом зазоре к рассмотрению задачи движения в плоской щели, что, очевидно, имеет свои погрешности [10,11]. Распространённой неопределённостью является выбор реологической модели бурового раствора. От модели движения ньютоновской среды пришлось отказаться ввиду неньютоновской природы буровых промывочных жидкостей, как многофазных систем. Модели прогнозирования ЭЦП при турбулентном движении получены численными методами, в том числе с применением методов машинного обучения [12]. Модели численных решений имеют сложность при переходе к новым условиям и требуют каждый раз уточнения входных данных и повторения всего цикла вычислений. К численным методам относят конечно-разностные схемы и методы вычислительной гидродинамики реализуемые, например, с использованием пакетов семейства ANSYS [13]. Стендовые испытания с целью выявления закономерностей распределения давлений в стволе скважины достаточно сложны и дорогостоящи. Результаты, полученные методами стендового моделирования, представляются в виде корреляционных зависимостей, которые теряют свою актуальность при масштабировании на новые условия, отличающиеся геометрическими и термобарическими параметрами. Физико-химическое разнообразие свойств буровых промывочных жидкостей в значительной мере усложняет процесс универсализации результатов стендового моделирования. Все вышеперечисленные методы моделирования характеризуются вычислительными погрешностями ввиду их особенностей и применяемых допущений, но тем не менее на наличие неопределённостей в них влияют схожие совокупности факторов. Ниже по пунктам представлено описание этих факторов.

Неопределённости в физико-математической постановке задачи. Распределение давлений в кольцевом пространстве скважины вычисляется решением дифференциального уравнения движения для жидкости определённой реологической модели. Из моделей для неньютоновских сред наиболее известны методы расчёта ЭЦП для бингамовской среды, степенной жидкости и Гершеля — Балкли. В настоящее время доказано, что наиболее точно описывает реологию буровых растворов модель Гершеля — Балкли. В модели Гершеля — Балкли учитываются одновременно ДНС (СНС) бурового раствора и псевдопластичные свойства. Глинистые растворы, длительное время применяемые при бурении вертикальных скважин, часто описывали моделью бингамовской среды, пренебрегающей псевдопластичными свойствами. Растворы для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин одновременно имеют ДНС (СНС) и псевдопластичные свойства. Данная тенденция в одинаковой мере распространяется на растворы на водной и на углеводородной основе. Ввиду сложности решения дифференциального уравнения движения для жидкости Гершеля — Балкли, наиболее известное аналитическое решение также получено при упрощении движения в плоской щели, а не в кольцевом канале [11]. Чаще всего решают уравнение движения в стационарном

виде из-за сложности его аналитического вида и определения входных параметров для нестационарных случаев движения, в том числе с учётом ускорений.

Неточности в определении физико-механических параметров бурового раствора. Даже при выборе правильной реологической модели бурового раствора остаётся открытым вопрос о корректном измерении его свойств. Коэффициенты реологических моделей могут быть определены двухточечными методами или с использованием метода наименьших квадратов (МНК). В современных исследованиях доказано, что МНК более качественно описывает зависимость касательных напряжений от скоростей сдвига [14]. Вопрос о методе определения реологических коэффициентов сопровождается необходимостью учёта температурного фактора. Температурный градиент изменяется по длине ствола скважины. Построение корректной модели тепломассопереноса является трудоёмкой и сложной задачей, как и выбор метода её решения [15,16]. Решение задачи тепломассопереноса при движении бурового раствора требует определения дополнительных параметров раствора, например, удельной теплоёмкости.

Неопределённости геометрических параметров. Очевидно, что кольцевое пространство не имеет идеальной формы. Траектория ствола скважины всегда в некоторой степени отклоняется от проектной, что вызвано технологическими и геологическими факторами [17]. Учёт коэффициента кавернозности и эксцентриситета бурильной колонны частично решает проблему неправильной формы ствола скважины. В настоящее время не существует метода, позволяющего учесть все отклонения формы кольцевого пространства от идеальной. Каждое отклонение формы кольцевого пространства приводит к изменению скорости потока. В частных случаях возможны изменения режима течения.

Несовершенство методов предиктивной аналитики. Методы машинного обучения напрямую зависят от качества входных параметров. Модели машинного обучения не удобны для тиражирования ввиду своей структуры. Обученная модель на одном месторождении может иметь значительные погрешности при переносе на условия другого месторождения [18]. Как фактор погрешностей нельзя исключать ошибки конечного пользователя, например, выбор неактуальной реологической модели, режима движения или ввод некорректных данных о свойствах бурового раствора, например, при отсутствии замера реологических параметров при скважинной температуре.

В результате проведённого анализа выявлены основные факторы, влияющие на неопределённости и погрешности в методах прогнозирования эквивалентной циркуляционной плотности. Перспективным направлением является минимизация влияния каждого из факторов и использование комплексных методов для решения задач прогнозирования ЭЦП.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии низкопроницаемых отложений / В. В. Минибаев, Е. Ю. Камбулов, В. Г. Григулецкий, М. В. Двойников // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 6-15. – EDN FQLFQD.

2. Никитин, В. И. Определение проницаемости фильтрационной корки бурового раствора путем анализа кривой фильтрационного процесса / В. И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 28-30. – EDN YQZKLR.

3. Никитин, В. И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / В. И. Никитин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 29-31. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-29-31. – EDN EHUWHY.

4. Парфенов, К. В. Научно-практические подходы к обеспечению устойчивости горных пород в осложненных условиях строительства скважины / К. В. Парфенов, О. А. Нечаева, С. Н. Парфенова // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 34-38. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-2-34-38. – EDN YYAEUF.

5. Оценка прочностных свойств горных пород под механическим нагружением при воздействии буровых растворов / П. Н. Букин, Д. В. Будник, В. А. Капитонов, Г. Г. Гилаев // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 6(107). – С. 72-74. – EDN YDESVE.

6. Подходы к расчету эквивалентной циркуляционной плотности / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов, В. П. Шакшин, А. А. Мокрев // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 29-33. – EDN VCIIRG.

7. Коваль, М. Е. Пример расчёта эквивалентной циркуляционной плотности по стандарту API RP 13D / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 15-18. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-15-18. – EDN THRDQA.

8. Применение машинного обучения при моделировании параметров бурового раствора реологической модели Гершеля - Балкли для оптимизации промывки скважины / В. И. Никитин, М. В. Двойников, К. С. Купавых, Т. А. Пантелеева // Записки Горного института. – 2025. – Т. 275. – С. 70-80. – EDN OLPTNY.

9. Никитин, В. И. Нахождение профиля скоростей буровых промывочных жидкостей реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины / В. И. Никитин, В. В. Живаева, М. Г. Казазян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 22-25. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-22-25. – EDN MXKPUX.

10.Леонов, Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304 с.

11.Маковей, Н. Гидравлика бурения / Н. Маковей. – М.: Недра, 1986. – 536 с.

12.Старцев, В. А. Анализ опыта применения методов машинного обучения при бурении нефтяных и газовых скважин / В. А. Старцев, Г. В. Буслаев, А. В. Коноплянников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 15-24. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-15-24. – EDN HJGCTG.

13.Никитин, В. И. Моделирование потока буровой промывочной жидкости при обтекании замковых соединений бурильных труб в программном комплексе ANSYS / В. И. Никитин, Н. Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 4(364). – С. 11-15. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-4(364)-11-15. – EDN XDQKDX.

14.Двойников, М. В. Обоснование выбора методики расчета реологических параметров тампонажного раствора для крепления скважин / М. В. Двойников, В. И. Никитин, А. И. Коптева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 54-61. – EDN QBQPFH.

15.Григулецкий, В. Г. Динамические и тепловые поля при турбулентном течении бурового раствора в кольцевом пространстве труб / В. Г. Григулецкий, Ю. П. Савельев // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 10. – С. 3-21. – EDN XBJUNN.

16. Булатов, А.И. Справочник по промывке скважин / А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1984. – 317 с.

17.Цаплин, Д. В. Анализ отклонений фактической траектории скважины от проектного плана и определение зависимости тенденции КНБК / Д. В. Цаплин, О. А. Нечаева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 69-75. – EDN NDRDFY.

18.Лукьянов, С. А. Разработка алгоритма построения модели вероятности возникновения прихвата с использованием методов машинного обучения / С. А. Лукьянов, Е. О. Игнатьева, И. И. Гусманов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 89-94. – EDN UZWIVJ.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ВЫГОДА ОТ ИЗУЧЕНИЯ СУЛЬФАТНЫХ И ГАЛОГЕННЫХ ТОЛЩ В РОССИИ

Т.С. Сенаторов, М.Г. Казазян*

*Научный руководитель: старший преподаватель

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
hansad.channel@mail.ru, kazazyan@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается экономический потенциал, связанный с комплексным изучением сульфатных и галогенных толщ на территории России. Обосновывается, что инвестиции в геолого-геофизические и технологические исследования данных образований способны принести многократную финансовую отдачу за счет выявления новых месторождений полезных ископаемых, решения задач долгосрочного хранения энергоресурсов и обеспечения устойчивого развития регионов.

Ключевые слова: сульфатные толщи, галогенные толщи, калиевые соли, каменная соль, нефтегазоносность, солевые антиклинали, хранение водорода, хранение углеводородов, экономическая геология.

Введение

Сульфатные и галогенные толщи (эвапориты) представляют собой породы, образовавшиеся в результате испарения древних морских бассейнов. На территории России они широко распространены в платформенных областях (Восточно-Европейская, Сибирская платформы) и в предгорных прогибах (Предуральский, Предкавказский). Традиционно эти толщи изучаются как источник неметаллических полезных ископаемых. Однако современный уровень науки и технологий позволяет рассматривать их как многофункциональный объект, изучение которого сулит значительную экономическую выгоду в различных отраслях.

Прямая экономическая выгода: минерально-сырьевая база.

Наиболее очевидный экономический эффект связан с добычей полезных ископаемых. Калийные соли является одним из мировых лидеров по запасам калийных солей, сосредоточенных преимущественно в Верхнекамском месторождении (Пермский край). Дальнейшее изучение галогенных толщ позволяет выявлять новые

перспективные участки и расширять сырьевую базу этой стратегически важной отрасли. Калийные удобрения – ключевой экспортный товар, приносящий миллиарды долларов дохода. Помимо пищевой промышленности, каменная соль широко используется в химической промышленности (производство хлора и каустической соды) и для борьбы с гололедом. Поиск и разведка месторождений с высококачественной каменной солью в непосредственной близости от транспортных узлов и потребителей позволяет снизить логистические издержки. Сульфаты являются основой для производства строительных материалов (гипсокартон, вяжущие вещества). Изучение сульфатных толщ способствует созданию новой сырьевой базы для стройиндустрии в регионах, испытывающих дефицит в традиционных заполнителях. Галогенные толщи играют ключевую роль в формировании и сохранении месторождений углеводородов. Обладая высокой пластичностью, соли формируют структуры купольного типа (солевые диапиры и антиклинали), которые являются идеальными ловушками для нефти и газа. Прогнозирование новых месторождений позволяет значительно повысить эффективность геолого-разведочных работ на нефть и газ. Инвестиции в сейсморазведку и построение достоверных геологических моделей соленых толщ позволяют сократить количество «сухих» скважин и снизить риски при поиске новых залежей, в частности, в труднодоступных акваториях Арктики (например, в районе Южно-Карского мегапрогиба). Освоение «доманишних» запасов: Многие месторождения, экранированные соляными толщами, считаются сложными для разработки. Изучение свойств солей (ползучесть, герметичность) позволяет разрабатывать оптимальные технологии бурения и эксплуатации таких объектов, что дает доступ к дополнительным ресурсам. Уникальные свойства каменной соли – ее низкая пористость, пластичность и способность к «самозалечиванию» трещин – делают ее идеальной средой для создания подземных хранилищ. В соляных кавернах уже многие десятилетия успешно функционируют подземные хранилища газа (ПХГ), позволяющие сглаживать сезонные колебания потребления и обеспечивать энергетическую безопасность. Создание новых ПХГ в солях – это инвестиции в надежную и гибкую газотранспортную систему страны. В условиях перехода к низкоуглеродной экономике соляные каверны рассматриваются как наиболее перспективные объекты для безопасного хранения «зеленого» водорода, а также для изоляции особо опасных промышленных отходов. Развитие этого направления закладывает основу для экономики будущего и может стать источником доходов от предоставления соответствующих услуг.

Заключение

Комплексное изучение сульфатных и галогенных толщ России является не узконаучной задачей, а высокорентабельным направлением инвестиций с мультипликативным экономическим эффектом. Оно затрагивает ключевые сектора экономики: минерально-сырьевой комплекс, нефтегазовую отрасль и энергетику. Рекомендуется усиление государственной поддержки фундаментальных и прикладных исследований в данной области, включая:

1. Региональный геолого-геофизический мониторинг соленых толщ.
2. Разработку цифровых двойников основных галогенных бассейнов.
3. Финансирование НИОКР в области технологий бурения и строительства хранилищ в солях.

Реализация этих мер позволит не только получить прямую финансовую отдачу от добычи полезных ископаемых, но и создать долгосрочные конкурентные

преимущества для российской экономики, обеспечив ее энергетическую безопасность и технологический суверенитет в стратегически важных областях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жарков М.А., Гришин М.П. Эвапоритовые формации платформ и их нефтегазоносность. М.: Недра, 2002.

2. Юшкин Н.П. Галогенные формации мира и связанные с ними полезные ископаемые. Сыктывкар: Геопринт, 2003.

3. Экономическая геология России / Под ред. П.Л. Смолова. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2018.

4. Warren J.K. Evaporites: A geological compendium. Springer, 2016.

5. Казазян М.Г., Бабицкая К.И., Тупицына О.В., Пименов А.А. Применение химических растворов селективного действия для ликвидации техногенных залежей углеводородов. Уфа, Нефтегазовое дело. №5 2025 г. С. 68-84.

УДК 622.24.08

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФАКТИЧЕСКОЙ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ И КОНТРОЛЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ КНБК

[1]Д.В. Цаплин, [1] О.А. Нечаева к.т.н., [2]А.Д. Уланов

[1] Самарский государственный технический университет, [2] Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П. Королева г. Самара, Россия

tsaplin.daniil@gmail.com, nechaevaoa@gmail.com, alexulanov1242004@gmail.com

Аннотация. На сегодняшний день одна из ключевых стратегий развития отечественных нефтедобывающих организаций - автоматизация технологических процессов. Понимая тенденцию приоритетных научных направлений, на первый план выходит необходимость корреляции информационных технологий и сферы добычи углеводородного сырья. В рамках данного научного исследования проводятся работы, непосредственно связанные с технологией добычи углеводородов, а именно - повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин путём разработки программного решения, предоставляющее возможность выполнения расчётов для прогнозирования и контроля фактической траектории скважины.

Ключевые слова: автоматизация, направленное бурение, прогнозирование и контроль траектории скважины, математическая модель, программное обеспечение, цифровизация данных.

ВВЕДЕНИЕ

За последние годы действующие скважины (наибольший процент наклонно-направленных, горизонтальных, многозабойных скважин) бурились, благодаря использованию в компоновках низа бурильной колонны (КНБК) винтовых забойных двигателей отклонителей (ВЗДО). В связи с особенностями эксплуатации данного забойного оборудования, а также со всё более извилистыми по геометрии профилями

скважин, процесс прокладки траектории осложняется геологическими, техническими и технологическими факторами [10,11]. В отличии от бурения роторно-управляемыми системами, при бурении с ВЗДО инженер по наклонно-направленному бурению (инженер-DD) должен самостоятельно контролировать положение ВЗДО в скважине, выполнять расчёты по выставлению ВЗДО в требуемый сектор, прогнозировать положение инструмента в пространстве после бурения нескольких метров, а также следить в режиме "онлайн" за точностью прокладывания фактического профиля, а в случае отклонений от плановой траектории выдавать алгоритмические рекомендации бурильщику по перевыставлению угла установки отклонителя (УУО). Кроме того, условия бурения (особенно горизонтальных участков) далеки от идеальных. Возникают внештатные ситуации, которые приводят к внеплановым спускоподъёмным операциям (СПО), увеличению сроков строительства скважины и, как следствие, удорожанию работ при бурении.

Предлагаемый подход позволяет:

- Повысить точность расчётов, благодаря разрабатываемым математическим моделям, которые будут использоваться в планируемом программном решении;
- Минимизировать такой риск, как "человеческий фактор";
- Выполнять непрерывный перерасчёт прогнозной траектории при бурении в режиме «слайд» и контролировать положение ВЗДО;
- Разработав определенный алгоритм, применять искусственный интеллект (ИИ) для автоматизации направленного бурения и прогнозирования осложнений при бурении [3].

ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Как известно, в частности при бурении скважин малого диаметра (СМД), в интервалах набора параметров кривизны каждую пробуренную трубку (стальная труба, длиной порядка девяти метров) выполняется статический замер телеметрическими системами (ТМС) для определения пространственного положения бурильного инструмента в скважине на измеряемой прибором глубине. С учетом того, что прибор в КНБК находится на определённом расстоянии от долота, следует говорить о таком понятии, как «непромер» - длина от долота до телесистемы (расстояние около 12-15 метров, в зависимости от типа применяемой КНБК). Таким образом, после снятия замера на текущей глубине долота, необходимо спрогнозировать пространственное положение ТМС на следующем замере с целью выдачи рекомендаций бурильщику для дальнейшего интервала направленного бурения.

В основе разрабатываемого решения лежит статистическая математическая модель, выведенная на соотношении исходных плановых значений (известных до начала бурения) и фактических данных, получаемых в процессе строительства скважины с телеметрического оборудования. На рисунке 1 показаны влияющие на расчёт глубины ТМС и долота на различных участках бурения.

Рис.1. Расчётная модель КНБК: **S_0** – глубина ТМС два замера назад; **S_1** – глубина ТМС предыдущего замера; **S_2** –текущая глубина ТМС; **S_3** – глубина ТМС прогнозного замера; **L_2** – текущее положение долота; **L_3** – положение долота после бурения одной трубки; **L_4** – положение долота после бурения двух трубок

В ряд исходных плановых данных (рисунок 2) входят: начальная глубина бурения, регламентирующие ограничения по интенсивности изменения пространственного угла (ИИПУ), магнитное склонение, значение зенитного угла для перехода ТМС в гравитационный режим, плановая интенсивность ВЗДО (МОР), проектный профиль, мера инструмента.

Рис.2. Окно ввода исходных плановых значений

Фактические исходные данные – это данные, получаемые при снятии статического замера (зенитный угол, азимутальный угол, УУО).

На рисунке 3 представлен алгоритм расчёта для выдачи рекомендаций к бурению.

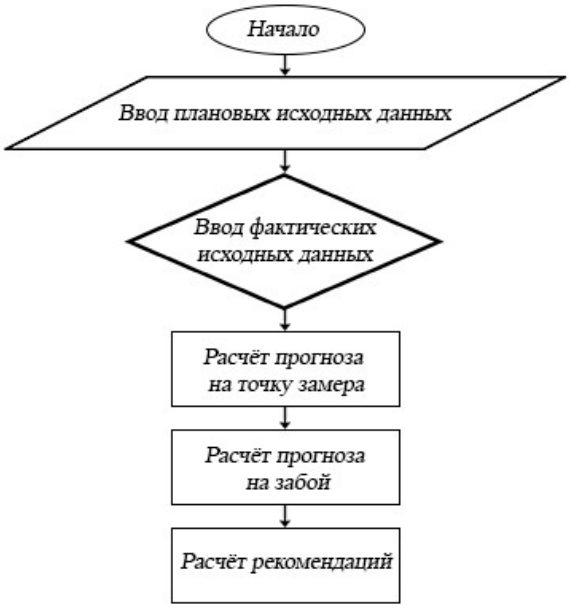


Рис. 3. Алгоритм расчёта рекомендаций для дальнейшего бурения

Для расчёта прогнозных значений пространственного положения ТМС на следующей точке замера используется метод радиуса кривизны [4]. В результате определения ИИПУ на следующей точке замера (S_3) вычисляются прогнозные значения зенитного и азимутального углов, которые используются для расчёта текущего пространственного положения долота. Формула (1) для прогнозирования ИИПУ на следующей точке замера, написанная на языке программирования Python, представлена ниже:

(1)

$$def\ calculate\ ИИПУ_{S3}\ (l_1,\ ИИПУ_{S2},\ l_2,\ МОРср,\ S_1,\ ЗУ_{S2},\ S_2,\ S_3):$$
$$if\ l_1 <= 1\ or\ ИИПУ_{S2} <= 0.1:\ return\ \boldsymbol{(l_2 * МОР_{ср}) / S_3 - S_1}$$
$$else:\ return\ \boldsymbol{(ИИПУ_{S2} / l_1) * (S_2 - S_1) * (l2 / S_3 - S_2)}$$

где: l_1 – количество метров слайда от S_1 до S_2; $ИИПУ_{S2}$ – ИИПУ на текущем замере; l_2 - количество метров слайда от S_2 до S_3; $МОР_{ср}$ – среднее значение МОР; $ЗУ_{S2}$ – значение зенитного угла на текущем замере.

При расчёте прогнозных значений для определения пространственного положения долота используются значения, полученные с телесистемы замером ранее. Одним из влияющих на расчёт рекомендаций для бурения следующей трубки является значение ИИПУ на текущей глубине долота (L_2). Данное значение, основанное исключительно на статистических данных, вычисляется по формуле (2), написанной на языке программирования Python:

(2)

$$def\ calculate\ ИИПУ L_2 (l_1, ИИПУ S_2, L_2, L_3, S_3, l_3, S_2, S_1, MOP_{ср}):$$

$$if\ l_1 <= 1\ or\ ИИПУ S_2 <= 0.1:\ return\ \boldsymbol{l_3 * MOP_{ср} / L_2 - S_3} \quad else:\ return\ \boldsymbol{l_3 * ИИПУ S_2 / l_1 * (S_2 – S_1) / L_2 - S_3}$$

где: l_3 - количество метров слайда от S_3 до L_2.

Основываясь на ранее вычисленных значениях для прогнозной точки замера и текущего положения долота, производится расчёт, а далее выдаются рекомендации о бурении следующей трубки – требуемый УУО, требуемая ИИПУ, количество метров направленного бурения (слайда).

В магнитном режиме работы телесистемы выдается рекомендация для выставления УУО по значению магнитного азимута проектного профиля, путём вычитания из проектного рабочего азимута магнитного склонения, значение которого было внесено в исходных плановых данных. Кроме того, требуемая ИИПУ не может превышать максимально допустимого регламентирующего значения, указанного при вводе исходных проектных данных. В случае, если расчётное значение необходимого количества метров слайда меньше <0.25 метров, выдаётся рекомендация о необходимости бурения следующей трубки вращением (ротором). Это означает, что на прогнозной точке уже достигнуты плановые значения параметров кривизны, либо начинается, согласно проектной траектории, участок стабилизации.

Также планируется внесение в математическую модель поправочных коэффициентов, учитывающих влияние на искривление скважины геологии и режимов бурения. Данные коэффициенты существенно повлияют на расчёт участка бурения ротором, то есть вращением всей колонны, поскольку в этот момент наблюдается естественное искривление скважины [1,5]. Таким образом, в процессе апробации программного продукта составится модернизированная математическая модель, учитывающая не только статистику, но и технологические, технические и геологические параметры. Также планируется учесть такой фактор, как SAG-коррекция, поскольку прогиб КНБК существенно влияет на точность определения пространственного положения ТМС.

РЕАЛИЗАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Разработанная математическая модель легла в основу специализированного программного обеспечения, реализованного на языке Python. Программное исполнение включает ряд функциональных модулей, каждый из которых отвечает за определённый этап расчётов: прогнозирование пространственного положения телеметрической системы и долота, генерация рекомендаций по направленному бурению, автоматизированный контроль положения КНБК. Все алгоритмы оформлены в виде функций и классов, сгруппированных по логическим блокам.

Основной модуль отвечает за обработку телеметрических и проектных данных, расчет ключевых параметров траектории и формирование прогнозов. В него входят алгоритмы определения:

- текущей глубины и положения долота;

- зенитных и азимутальных углов;
- интенсивности изменения пространственного угла;
- максимальной интенсивности, реализуемой данным ВЗДО (MOP).

Графическая оболочка реализована с использованием библиотеки **Tkinter** [7]. Интерфейс содержит три основных экрана:

- ввод исходных параметров;
- отображение текущих измерений;
- вывод рекомендаций для следующего интервала бурения.

Интерактивные элементы позволяют визуализировать параметры траектории, контролировать соответствие фактических и проектных данных, а также получать подсказки по корректировке УУО и других параметров.

В программном решении реализованы следующие механизмы:

- валидации и проверки корректности входных данных;
- обработки ошибок (например, деление на ноль, отсутствие измерений);
- логирования операций и параметров расчётов;
- защиты от некорректных рекомендаций в случае выхода за критические границы;
- logging — ведение журнала событий.

В процессе отладки использовалась среда **Jupyter Notebook**, обеспечивающая быстрый анализ результатов, визуализацию и тестирование моделей. Также предусмотрена возможность интеграции алгоритмов машинного обучения на основе исторических данных для повышения точности прогнозов [6, 8, 9].

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Для оценки точности разрабатываемой математической модели проанализировано множество пробуренных наклонно-направленных скважин малого диаметра. В процессе аналитического сравнения рассматривались участки набора параметров кривизны при бурении секции, диаметром 215.9 миллиметров. На рисунке 4 для большей наглядности представлена сводка по десяти случайным скважинам малого диаметра, пробуренных на различных месторождениях, в которой рассчитан средний процент соответствия статических фактических замеров с расчётными прогнозными значениями зенитного и азимутального углов.

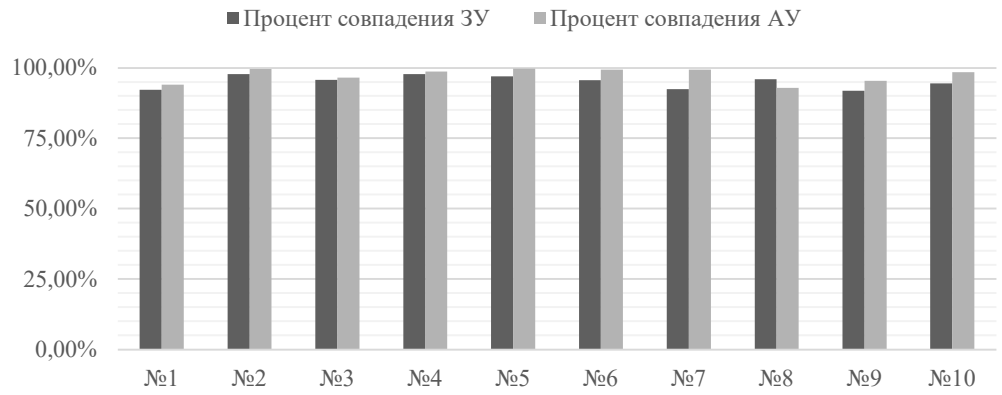


Рис. 4. Анализ совпадения прогнозных и фактических значений

Согласно данной статистике видно, что средний процент соответствия прогнозного зенитного угла с фактическим равен 95.08%, а средний процент соответствия прогнозного азимутального угла с фактическим равен 97.41%.

Кроме того, необходимо проанализировать корректность выдачи рекомендаций для бурения следующей трубки (количество метров слайда, ИИПУ, требуемый УУО), поскольку данный расчёт также входит в функционал разрабатываемого решения. В качестве примера рассмотрим одну из анализируемых скважин, где в ходе анализа выявлен наименьший процент корреляции плановых и фактичекских значений зенитных углов. На рисунке 5 представлена точечная диаграмма зависимости планового и фактического зенитных углов от глубин снятия статических замеров.

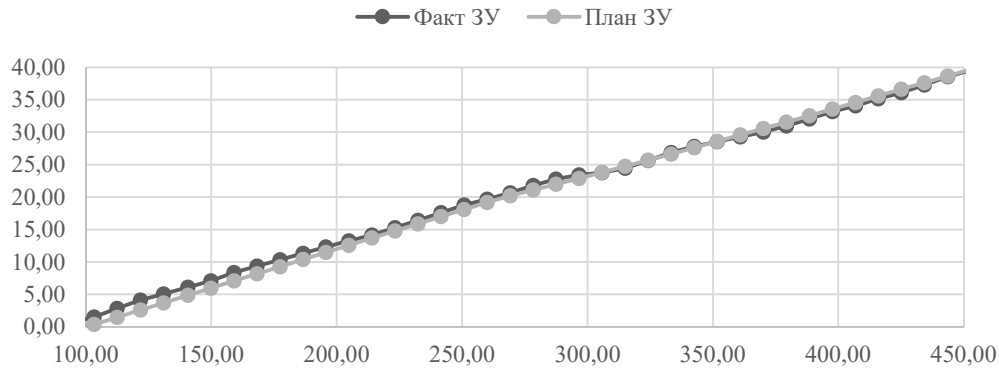


Рис. 5. Соотношение фактического и планового зенитных углов

Как видно из диаграммы, до глубины 269.09 метров после перехода на гравитационный режим работы ТМС отмечается интенсивный выход на плановые параметры кривизны. Но на глубине снятия статического замера 287.44 метров, что представлено в таблице 1, вновь выделяется существенное несоответствие фактического значения зенитного угла с плановым, повлекшее в дальнейшем к увеличению количества метров направленного бурения.

Таблица 1

Анализ бурения СМД в интервале набора кривизны

Глубина замера, м	**Факт ЗУ, град**	**Прогноз ЗУ, град**	**План ЗУ, град**	**Процент соответствия планового и фактического зенитных углов, %**
103.22	1.51	1.93	0.39	25.83%
121.77	4.16	4.24	2.61	62.74%
186.52	11.32	10.94	10.38	91.70%
269.09	*20.67*	*20.54*	*20.23*	*97.87%*
278.27	21.79	21.8	21.11	96.88%
287.44	*22.78*	*22.93*	*22.00*	*96.58%*
351.72	28.53	28.73	28.57	99.86%
360.91	29.27	29.00	29.55	99.04%

Рассмотрим хронологию бурения перед снятием статистического замера на глубине 287.44 метров. Как видно из таблицы 2 бурение трёх метров слайдом велось в УУО, равным 345 градусов, то есть большим приоритетом инженера-DD была работа по увеличению зенитного угла с небольшим разворотом по азимутальному углу.

Таблица 2

Хронология бурения на участке искривления

Направленно				**Ротором**		
Средний	От забоя	До забоя	Метры	От	До	Метры
345	285.09	288.09	3.00			
				288.09	294.27	6.18
330	294.27	297.27	3.00			
				297.27	303.44	6.17

Таким образом, при расчёте инженер-DD не учёл, что прогнозное значение зенитного угла на следующем замере уже близко к плановому значению зенитного угла на глубине 287.44 метров.

В свою очередь, согласно расчётной модели, прогнозируемое значение зенитного угла на глубине замера 278.44 метров составляло 21.8 градусов. Вычисленные рекомендации для бурения в интервале 285.09 – 288.09 метров представлены на рисунке 6.

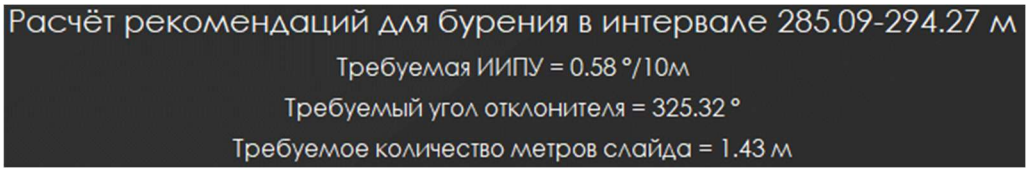


Рис. 6. Пример расчёта рекомендаций для бурения следующей трубки

Из рисунка 6 видно, что вместо УУО, равного 345 градусов, расчётная модель предложила бурение с УУО в 325 градусов, при этом с меньшим количеством слайда, равным 1.43 метра, вместо фактических трёх.

Окна ввода исходных данных и вычисления прогнозных значений с определением рекомендаций для последующего бурения представлены на рисунке 7. Кроме того, с помощью данного программного решения появляется возможность в удобном формате отслеживать хронологию бурения каждой отдельной трубки.

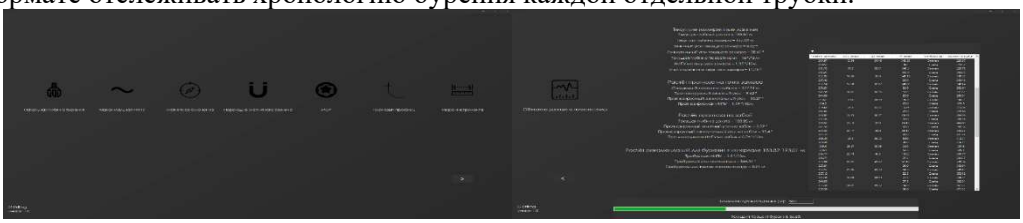


Рис. 7. Текущий интерфейс предлагаемого решения

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОНТРОЛЬ ПОЛОЖЕНИЯ КНБК

Вторым этапом исследования следует разработка части программного решения, позволяющая в процессе направленного бурения автоматически контролировать УУО в скважине, а в случае отклонения от расчётного сектора, выдавать цифровые и звуковые рекомендации для переориентации ВЗДО в скважине. Алгоритм расчёта и контроля положения КНБК в динамике представлен на рисунке 8.

Рис. 8. Алгоритм для контроля пространственного положения КНБК и выполнения перерасчёта рекомендаций для добуривания текущей трубки

Таким образом, после того как ВЗДО установлен в требуемый сектор, начинаются выдаваться рекомендации по контролю и перевыставлению УУО (по необходимости), согласно данным, передаваемых по протоколу WITS 0 [2]:

1) если фактический УУО в плановом диапазоне, то рекомендаций нет;
2) если фактический УУО не совпадает с рекомендованным менее чем на 15 градусов, то выходит команда «пригрузить/отпустить» перепад на 1-2 атмосфера в зависимости от направления, которое необходимо задать («пригрузить» - УУО пойдет против часовой стрелки, «отпустить» - УУО пойдет по часовой стрелке);
3) если фактический УУО не совпадает с рекомендованным более чем на 15 градусов, то выходит команда «подтянуть/отпустить» на необходимое количество градусов в нужном направлении часовой стрелки.

Конечно, при направленном бурении невозможно установить УУО в точное значение, поскольку так или иначе ВЗДО находится всегда в движении. В связи с этим принято понятие «допустимый сектор УУО» — это диапазон в 15 градусов, в который необходимо выставить УУО, согласно рекомендуемому расчётному значению. Например, если необходимо выполнять слайд в УУО 225 градусов, то допустимо бурение в диапазоне {210-240} включительно. Как только УУО выходит из данного интервала, начинается перерасчёт и выдача рекомендаций бурильщику.

Безусловно, на больших глубинах зачастую действия бурильщика не сразу оказывают желаемое влияние на ВЗДО. Поэтому предлагаемое решение подразумевает не только возвращение УУО в требуемый сектор, но и перерасчёт рекомендаций относительно фактического профиля для добуривания каждой отдельной трубки.

Таким образом, благодаря разработанному решению, будет происходить более точное бурение на участках искривления за счёт прогнозирования пространственного положения бурильного инструмента в скважине и контроля ВЗДО в динамическом изменяемом состоянии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Уже на данном этапе исследования отмечается эффективность планируемого для внедрения программного решения. Это отражается как на качестве технологического процесса строительства скважины, так и на росте экономической эффективности за счёт сокращения сроков бурения.

Открываются перспективы удалённого мониторинга и контроля процесса проводки фактического профиля скважины. Благодаря данной разработке, можно автоматизировано производить бурение нескольких скважин силами одного человека.

Стоит также отметить, что данное программное решение необходимо постоянно доводить до совершенства от скважины к скважине, выделять дополнительные влияющие на расчёт факторы для увеличения точности прогнозируемых результатов.

Кроме того, на основе имеющийся базы данных о пробуренных ранее скважинах появляется возможность обучения ИИ для полного исключения «человеческого фактора» на различных этапах направленного бурения. Текущее исследование показывает на своём примере необходимость корреляции информационных технологий и нефтетехнологических решений для повышения эффективности строительства скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белорусов, В. О. Прогнозирование и расчёт естественного искривления скважин: справ. пособие / В. О. Белоруссов, Т. М. Боднарук. – М.: Недра, 1988. – 175 с.;
2. Ковалёв А.Е. – Файл справки программы Стрела 4, Самара, 2024, ООО «Битас» - 109 л.;
3. Р.В. Коренев - Цифровой двойник бурения: автоматизация механизмов и бизнес-процессов строительства скважин, ООО «РигИнтел», 2024, - 68 с.;
4. Расчёт и корректирование траектории скважины при бурении: методические указания / В. Ю. Близнюков, А. С. Повалихин, С. А. Кейн. Ухта: УГТУ, 2014. – 36 с.: ил.;
5. Цаплин Д.В., Нечаева О.А., Анализ отклонений фактической траектории скважины от проектного плана и определение зависимости тенденции КНБК, «Инженер-нефтяник, ISSN: 2072-7232, с. 69-75, 2024г;
6. Шаповалов Д.И. Автоматизация процессов в нефтегазовой отрасли с применением Python. // Вестник цифровых технологий. - 2021.
7. https://docs.python.org/3/library/tk.html - Graphical User Interfaces with Tk, 2025.
8. Никитин В.И., Двойников М.В., Купавых К.С., Пантелеева Т.А. Применение машинного обучения при моделировании параметров бурового раствора реологической модели Гершеля – Балкли для оптимизации промывки скважины // Записки Горного института. 2025. Т. 275. С. 70-80. EDN OLPTNY
9. Никитин, В. И. Обзор успешных практик применения методов предиктивной аналитики для моделирования процесса бурения / В. И. Никитин, М. В. Леонтьев // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2, № 1(14). – С. 90-94. – EDN VYWDXC.

10.Парфенов К. В., Научно-практические подходы к обеспечению устойчивости горных пород в осложненных условиях строительства скважины / К. В. Парфенов, О. А. Нечаева, С. Н. Парфенова // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 34-38. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-2-34-38. – EDN YYAEUF.

11.Ножкина, О. В. Выявление факторов качественного вскрытия отложений, склонных к обвалообразованию, на месторождениях Западной Сибири / О. В. Ножкина, О. А. Нечаева, А. Д. Леляков // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 44-47. – EDN OZUKBG.

УДК 622.24

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕАЛИЗАЦИИ ПРИНЦИПА НУЛЕВОГО СБРОСА» ПРИ БУРЕНИИ НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ

В.С. Волобуев, Е.О. Игнатьева

Самарский государственный технический университет (СамГТУ)
г. Самара, Россия
e-mail: volob73@mail.ru

Аннотация. В работе представлен комплексный технологический подход к обеспечению принципа «нулевого сброса» при строительстве скважин на Южно-Киринском газоконденсатном месторождении в Охотском море. Разработанная система интегрирует три ключевых технологических решения: безрайзерный отвод шлама (RMR) для верхних интервалов, четырехступенчатую систему очистки буровых растворов для основных глубин и методику Skip & Ship для финальной утилизации отходов. Выполнено технико-экономическое обоснование, подтверждающее значительное снижение объема отходов на скважину при использовании расширенной системы очистки. Экономическая эффективность комплексного подхода подтверждена положительными показателями чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы доходности с приемлемым сроком окупаемости. Разработана логистическая схема вывоза отходов, требующая размещения буферного запаса контейнеров на полупогружной буровой установке и организации регулярных рейсов судна снабжения с учетом погодных условий Охотского моря.

Ключевые слова: нулевой сброс; шельфовое бурение; Южно-Киринское месторождение; безрайзерная технология; четырехступенчатая очистка; экологическая безопасность; технико-экономическое обоснование.

A COMPREHENSIVE APPROACH TO IMPLEMENTING THE ZERO DISCHARGE PRINCIPLE IN OFFSHORE DRILLING IN THE SEA OF OKHOTSK

V. S. Volobuev, E. O. Ignateva
Samara State Technical University (SamSTU)
Samara, Russia
e-mail: volob73@mail.ru

Abstract. This paper presents an integrated technological approach to ensuring the zero discharge principle during well construction at the South-Kirinskoye gas condensate field in the Sea of Okhotsk. The developed system integrates three key technological solutions: riserless mud recovery (RMR) for upper intervals, four-stage drilling fluid cleaning system for main depths, and Skip & Ship methodology for final waste disposal. Technical and economic justification has been performed, confirming significant reduction in waste volume per well when using an advanced cleaning system. The economic efficiency of the integrated approach is confirmed by positive net present value and internal rate of return indicators with acceptable payback period. A waste transportation logistics scheme has been developed, requiring placement of buffer container stock on the mobile offshore drilling unit and organization of regular supply vessel trips, taking into account weather conditions in the Sea of Okhotsk.

Key words: zero discharge; offshore drilling; South-Kirinskoye field; riserless technology; four-stage cleaning; environmental safety; technical and economic justification.

Освоение углеводородных ресурсов на шельфе Охотского моря сталкивается с жесткими экологическими ограничениями. Южно-Киринское газоконденсатное месторождение, расположенное в 35 км от берега Сахалина на глубине ~90 м, находится в экологически чувствительной зоне, где Охотское море обеспечивает до 60 % промыслового вылова лосося в России [1].

Принцип «нулевого сброса» (Zero Discharge) законодательно закреплен для российского шельфа и запрещает сброс буровых отходов непосредственно в морскую среду [2]. Однако прямое применение существующих технологий без адаптации к условиям конкретного месторождения приводит к значительным экономическим издержкам и операционной неэффективности.

При строительстве одной скважины глубиной ~3000 м образуется до 625 м^3 буровых отходов (при использовании только вибросит), что создает критическую нагрузку на системы сбора, хранения и транспортировки [3]. Традиционные методы утилизации (закачка в пласт - CRI, термическая обработка - TCC, вывоз на берег - Skip & Ship) имеют различную технологическую и экономическую применимость в зависимости от геологических условий, климата и логистической инфраструктуры региона [4].

Целью данной работы является разработка и обоснование комплексного технологического решения для реализации принципа «нулевого сброса» на Южно-Киринском месторождении, интегрирующего поэтапный подход к управлению буровыми отходами на всех стадиях строительства скважины.

Методология

Разработанный комплексный подход базируется на трехэтапной технологической схеме, где каждый этап оптимизирован под специфические условия соответствующего интервала бурения.

Этап 1. Безрайзерный отвод шлама (RMR) для верхних интервалов (0 - 725 м).

На начальном этапе бурения (интервал под кондуктор ⌀508 мм) применяется технология Riserless Mud Recovery (RMR), обеспечивающая сбор и возврат бурового раствора со шламом с морского дна на платформу без использования райзера [5]. Ключевые технические параметры: производительность ≥40 л/с, давление ≥32 бар, мощность ≥171 кВт.

Этап 2. Четырехступенчатая система очистки (725 - 3084 м).

После установки райзера реализуется технология замкнутого цикла с применением экологичных буровых растворов на водной основе и четырехступенчатой системы регенерации, включающей вибросита (>75 мкм), десандеры (45 - 75 мкм), дешламаторы (15 - 45 мкм) и центрифуги (<15 мкм).

Характеристики ступеней очистки представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики ступеней очистки

Ступень	Оборудование	Удаляемые частицы	Эффективность
1	Вибросита	>75 мкм	70 - 80 %
2	Десандеры	45 - 75 мкм	15 - 20 %
3	Дешламаторы	15 - 45 мкм	5 - 10 %
4	Центрифуги	<15 мкм	65 - 70 % влажности

Расчет эффективности выполнен для основных интервалов скважины №СК20 [6]. Объем выбуренной породы составил Vшлама = 312,8 м^3. Сравнение двух сценариев показало: базовый сценарий (только вибросита) - 625,6 м^3 отходов; проектный сценарий (4-ступенчатая система) - 391,0 м^3 отходов. Снижение объема составило 234,6 м^3 или 37,5 %.

Этап 3. Финальная утилизация методом Skip & Ship.

После обезвоживания до 65-70 % влажности осушенный шлам собирается в герметичные контейнеры объемом 2,6 м^3 и вывозится на берег. Расчет логистики показал необходимость 151 контейнера на скважину, интенсивность генерации ~7 конт/сутки, требуемый буфер на ППБУ - 42 контейнера, количество рейсов судна - 4.

Разработанный комплексный подход обеспечивает полное соблюдение принципа «нулевого сброса» при сохранении экономической эффективности [7]. Технико-экономический анализ показал:

- дополнительные капитальные затраты - 48,0 млн руб.;
- экономия операционных затрат - 83,0 млн руб. (15 скважин);
- чистый экономический эффект - 35,0 млн руб.;
- NPV = 12,1 млн руб.;
- IRR = 28,3 %;
- окупаемость через 9 скважин.

Ключевые количественные результаты:

- объем отходов сокращен на 234,6 м^3 (37,5 %) на скважину;
- класс опасности снижен до IV-V;
- экономия бурового раствора 234,6 м^3/скв;
- полное исключение сброса в море.

Заключение

Разработан и обоснован комплексный технологический подход к реализации принципа «нулевого сброса» при строительстве скважин на шельфе Охотского моря. Инженерные расчеты подтверждают снижение объема отходов на 37,5 %, технико-экономическое обоснование демонстрирует высокую инвестиционную привлекательность (NPV = 12,1 млн руб., IRR = 28,3 %). Предложенная методология может служить основой для проектирования природоохранных мероприятий на других шельфовых месторождениях России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Монинец С. Ю., Сальников А. В. Особенности обеспечения экологической

безопасности нефтегазовых проектов на шельфе Дальнего Востока России и Арктики // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, № 3, 2016. С. 11–15.

2. Грибанова Е. Н., Рыбальченко Ю. М. Технология нулевого сброса при бурении морских скважин // Булатовские чтения, № 3, 2020. С. 65–67.

3. Гаевая Е. В. Комплексная геоэкологическая оценка буровых шламов и подходы к их утилизации // Вестник РУДН. Серия: Экология и безопасность жизнедеятельности, Т. 33, № 2, 2025. С. 219–230.

4. Череповицын А., Лебедев А. Эффективность утилизации бурового шлама при морском бурении // Журнал морской науки и техники, Т. 11, № 2, 2023. С. 317.

5. Дзюбло А. Д., Бороздин С. О., Алтухов Е. Е. Технологии безопасного обращения с отходами бурения при строительстве скважин в Обской губе // Безопасность труда в промышленности, № 6, 2021. С. 52–60.

6. ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект». Групповой рабочий проект на строительство скважин газоконденсатных эксплуатационных № СК8, № СК19, № СК20 Южно-Киринского месторождения. Дополнение 1. Оценка воздействия на окружающую среду. Москва. 2022. 320 с.

7. Жданеев О. В., Фролов К. Н., Коныгин А. Е., Гехаев М. Р. Разведочное бурение на Арктическом и Дальневосточном шельфе России // Арктика: экология и экономика, № 3(39), 2020. С. 112–125.

УДК 622.245.124

ПРИМЕНЕНИЕ ОБСАДНЫХ ТРУБ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

М.В. Леонтьев, М.Е. Коваль к.т.н.

ООО «СамараНИПИнефть»;
«Самарский государственный технический университет»
г. Самара, Российская Федерация
E-mail: hup182@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы применения обсадных колонн из полимерных композитных материалов. Рассмотрен практический пример применения комбинированной эксплуатационной колонны с включением в состав секции горизонтального ствола композитных труб. Проведены сравнительные расчёты с целью поиска предела спуска эксплуатационных колонн для разных вертикальных глубин спуска, ограниченных возникновением баклинг-эффекта.

Ключевые слова: композитные материалы, обсадные трубы, горизонтальные скважины, расчёт спуска эксплуатационных колонн, силы трения, баклинг-эффект.

APPLICATION OF CASING PIPES MADE OF POLYMER COMPOSITE MATERIALS IN COMPLETION OF HORIZONTAL WELLS

M.V. Leontiev[1,2], M.E. Koval[1,2] candidate of technical sciences

Samara State Technical University, Samara, Russia

E-mail: hup182@mail.ru

Annotation. This article examines the use of polymer composite casing strings. A practical example of using a combined production string incorporating composite pipes into a horizontal wellbore section is presented. Comparative calculations are conducted to determine the maximum running depth of the production strings for different vertical running depths, limited by the occurrence of the buckling effect.
Keywords: composite materials, casing pipes, horizontal wells, calculation of production string running, friction forces, buckling effect.

В ранее выполненных работах по применению обсадных труб из композитных материалов отмечены основные направления их использования, а именно предотвращение коррозии обсадных колонн, возможность проведения скважинных исследований радиоволновыми методами и в качестве способа снижения металлоемкости конструкции скважин [1,2,3]. Авторами работ отмечается другое свойство данных труб - легкость композитных материалов, которая в рассматриваемых решениях, является издержкой и вызывает риски всплытия колонны при цементировании [4,5,6,7]. Для строительства скважин с традиционной технологией спуска и цементирования стальных труб, проблема всплытия не является актуальной, так как плотность стали значительно больше плотности бурового и цементного раствора. В то время как при спусках обсадных колонн из композитных материалов возникает плавучесть трубы, которая в условиях строительства определенного типа скважин является технологической возможностью для применения данных обсадных труб. Легкость трубы может найти свое применение при строительстве скважин с протяженными горизонтальными окончаниями, что в свою очередь позволит успешнее бороться с силами трения, вызывающими ограничения по применяемым технологиям спуска.

Потенциал спуска обсадных колонн в горизонтальные секции определяется уровнем применяемых технических решений и в настоящее время наиболее распространенной практикой заканчивания горизонтальных скважин является применение хвостовиков, спускаемых на компоновках стальных бурильных труб в комбинации с толстостенными бурильными трубами (ТБТ) или утяжеленными бурильными трубами (УБТ) для создания веса в вертикальной части ствола и преодоления сил трения, возникающих при спуске хвостовика в горизонтальный ствол. По мере спуска компоновок заканчивания в горизонтальный участок, потенциала спуска снижается и появляются риски синусоидального и спирального баклинга, в связи с чем необходимо применения вращения для более эффективного преодоления сил трения. Использование вращения в свою очередь повышает требования к обсадной колонне, надежности заколонной оснастки и изменению способа заканчивания скважины, толерантному к вращению. Помимо этого, накладываются дополнительные требования к оборудованию буровой установки в части оснащения станков системой спуска обсадных колонн (ССОК), вызывающей удорожание проекта.

Для оценки потенциала применения композитных обсадных колонн рассмотрим их применение в условиях бурения горизонтальных скважин, заканчиваемых трёх колонной конструкцией для скважин на вертикальные глубины 1000-1050 м и 2750-2800 м. При компьютерном моделировании проведены расчёты по конструкции скважин, обеспечивающей наибольшее влияние сил трения на спуск колонн. Конструкция скважин представлена в табл. 1.

Таблица 1 – Конструкция скважин.

Название колонны	**Диаметр, мм**	**Глубина спуска, м**			
		по вертикали		**по стволу**	
		от (верх)	**до (низ)**	**от (верх)**	**до (низ)**
Конструкция на TVD 1000-1050 м					
Направление	323,85	0	50	0	50
Кондуктор	244,48	0	500	0	500
Эксплуатационная колонна	146	0	1037	0	2200
Конструкция на TVD 2750-2800 м					
Направление	323,85	0	30	0	30
Кондуктор	244,48	0	1300	0	1300
Эксплуатационная колонна	146	0	2752	0	4100

Для расчёта использовались следующие исходные данные в табл. 2.

Таблица 2 – Исходные данные для расчёта спуска обсадных колонн из стали и полимерного композитного материала.

Значение	**Параметр**
Плотность бурового раствора, г/см^3	1,45
Коэффициент сопротивления (колонна/ствол)	0,3/0,4
Извилистость профиля (колонна/ствол), °/10 м	0,4/1,5
Скорость вращения, об/мин	0
Скорость спуска, м/мин	18

Полученные результаты представлены на рис. 1 и 2.

Как видно из проведенных расчётов (рис.1 и 2), по мере спуска стальной эксплуатационной колонны из-за сил трения в горизонтальной части происходит снижение веса на крюке, приближающегося к кривой потере устойчивости по синусоидальному баклингу и по телу колонны возникают сжимающие нагрузки, препятствующие спуску колонны. Расчётами установлено, что предельными длинами ГС для скважин с вертикальной глубиной 1050 м является 880-900 м. Для скважин с вертикальной глубиной 2750 м предельной длиной ГС установлено 1080-1100 м. Для обоих случаев заканчивание проводилось эксплуатационной колонной с параметрами 146×7,7 мм и погонным весом 26,5 кг/м без вращения и коэффициентами трения, характерными для применения промывочных систем на водной основе.

Рассмотрим компоновку комбинированной эксплуатационной колонны, сформированной с включением композитной обсадной трубы с параметрами 158 × 14,1 мм (погонный вес 13,9 кг/м) в интервал горизонтальной части скважины. Проведем сравнительный анализ потенциала заканчивания скважины с использованием композитной обсадной колонны и традиционной стальной.

Условия расчёта спуска в софте инженерных расчётов остаются идентичными, как и ранее представлены в табл. 2. Результаты моделирования спуска комбинированной эксплуатационной колонны представлены на рис. 3 и 4.

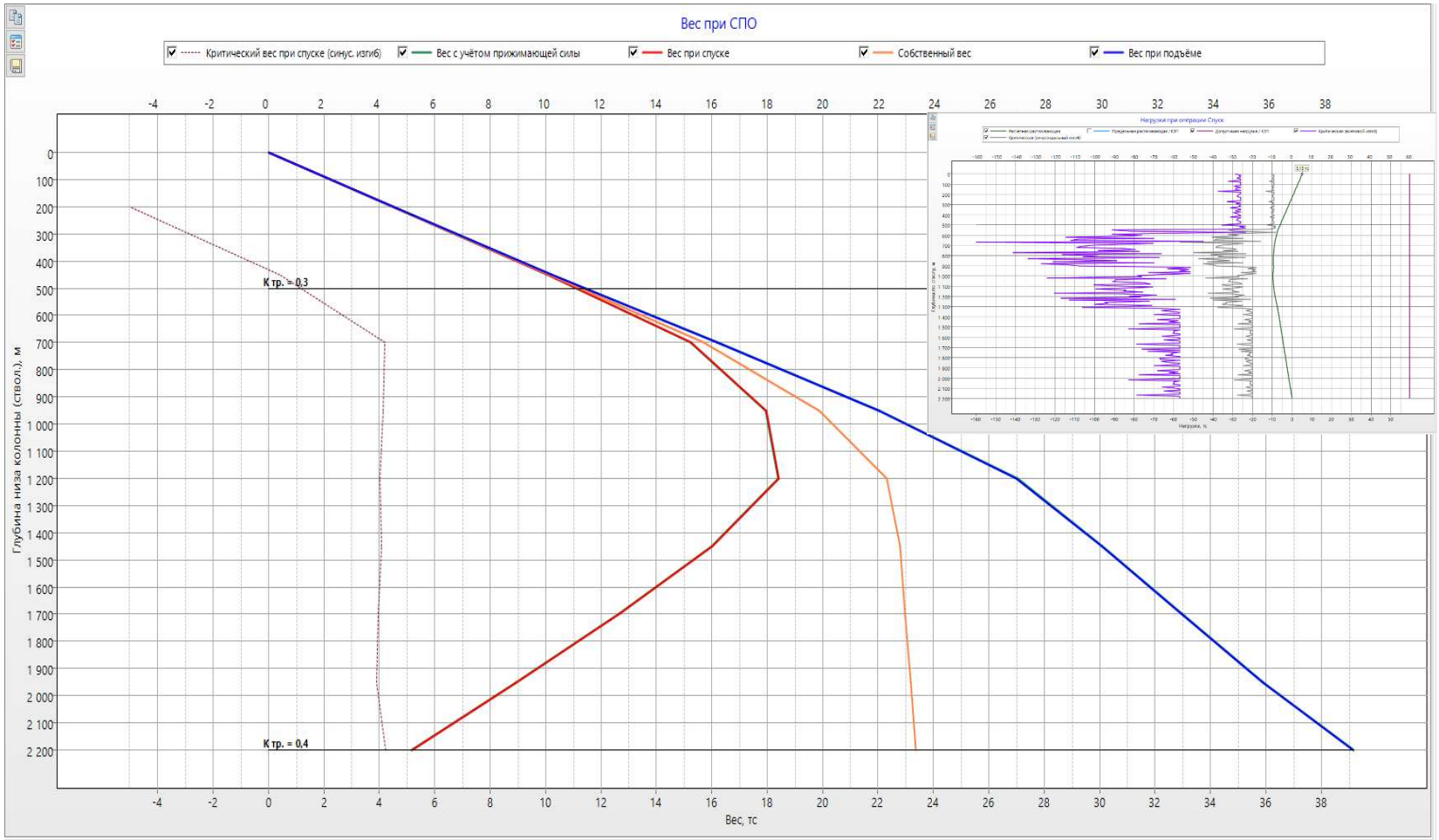


Рисунок 1 – Карта веса и диаграмма нагрузок при СПО при спуске стальной эксплуатационной колонны в скважину с TVD 1000-1050 м

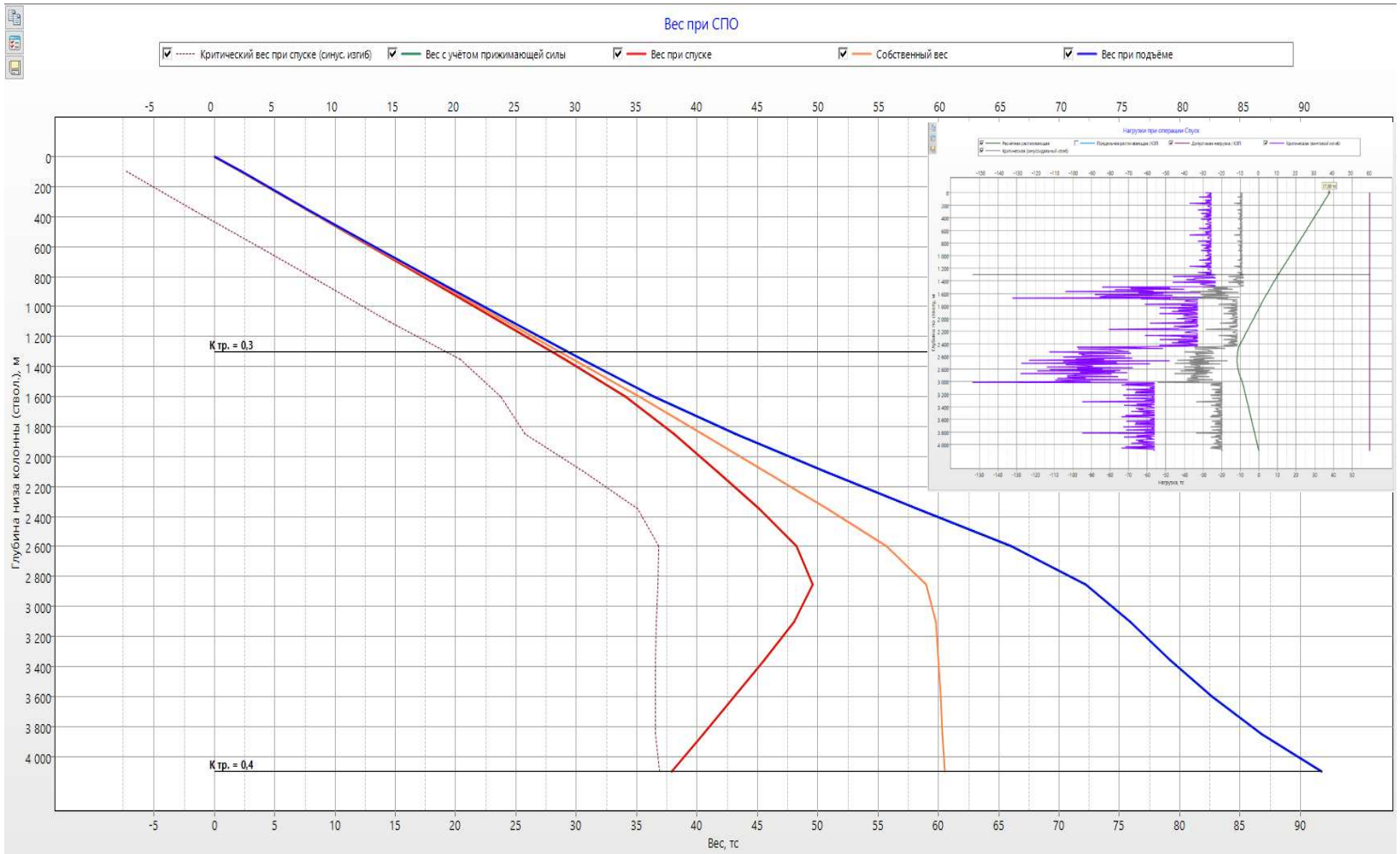


Рисунок 2 -– Карта веса и диаграмма нагрузок при СПО при спуске стальной эксплуатационной колонны в скважину с TVD 2750-2800 м

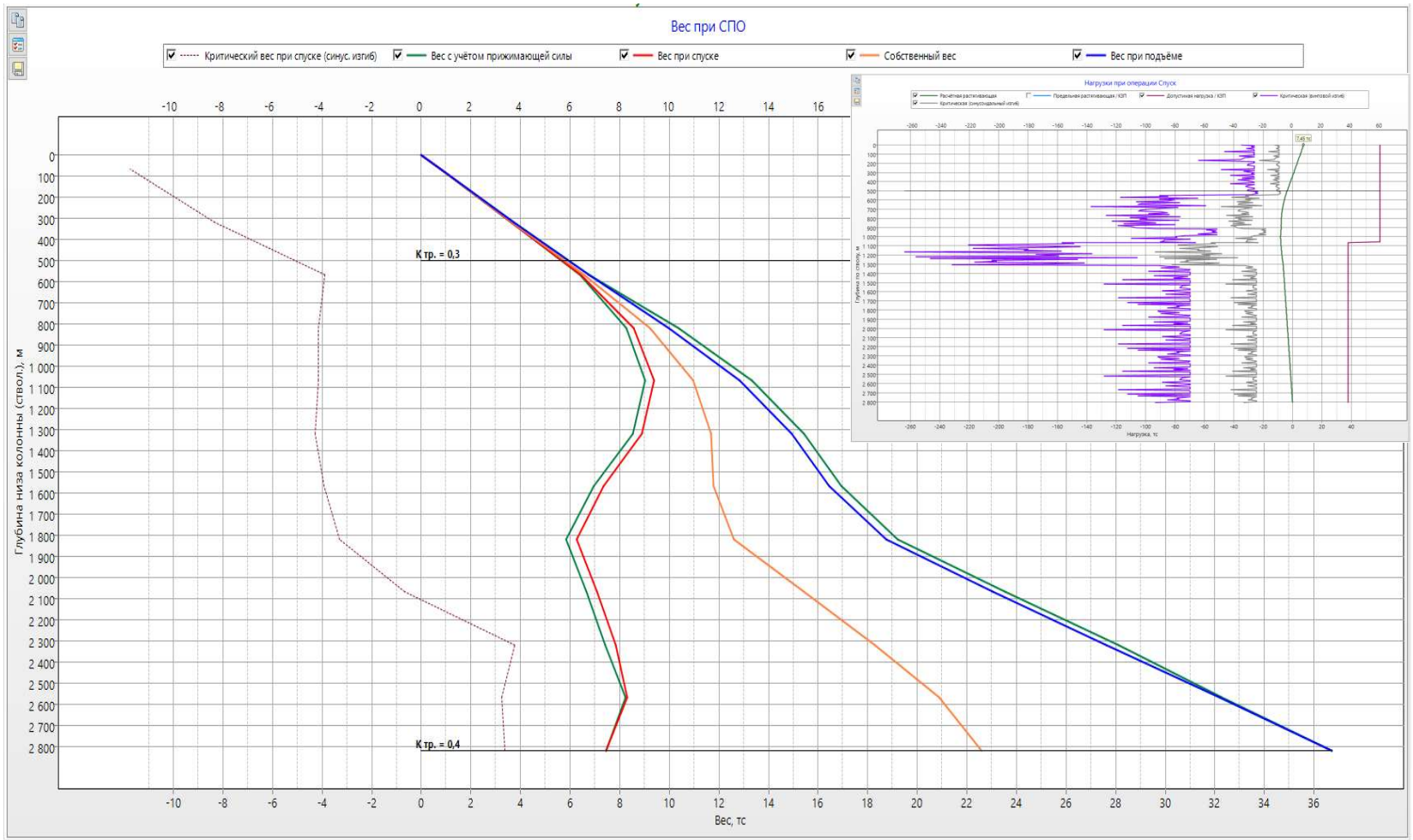


Рисунок 3 - Карта веса и диаграмма нагрузок при СПО при спуске комбинированной эксплуатационной колонны в скважину с TVD 1000-1050 м

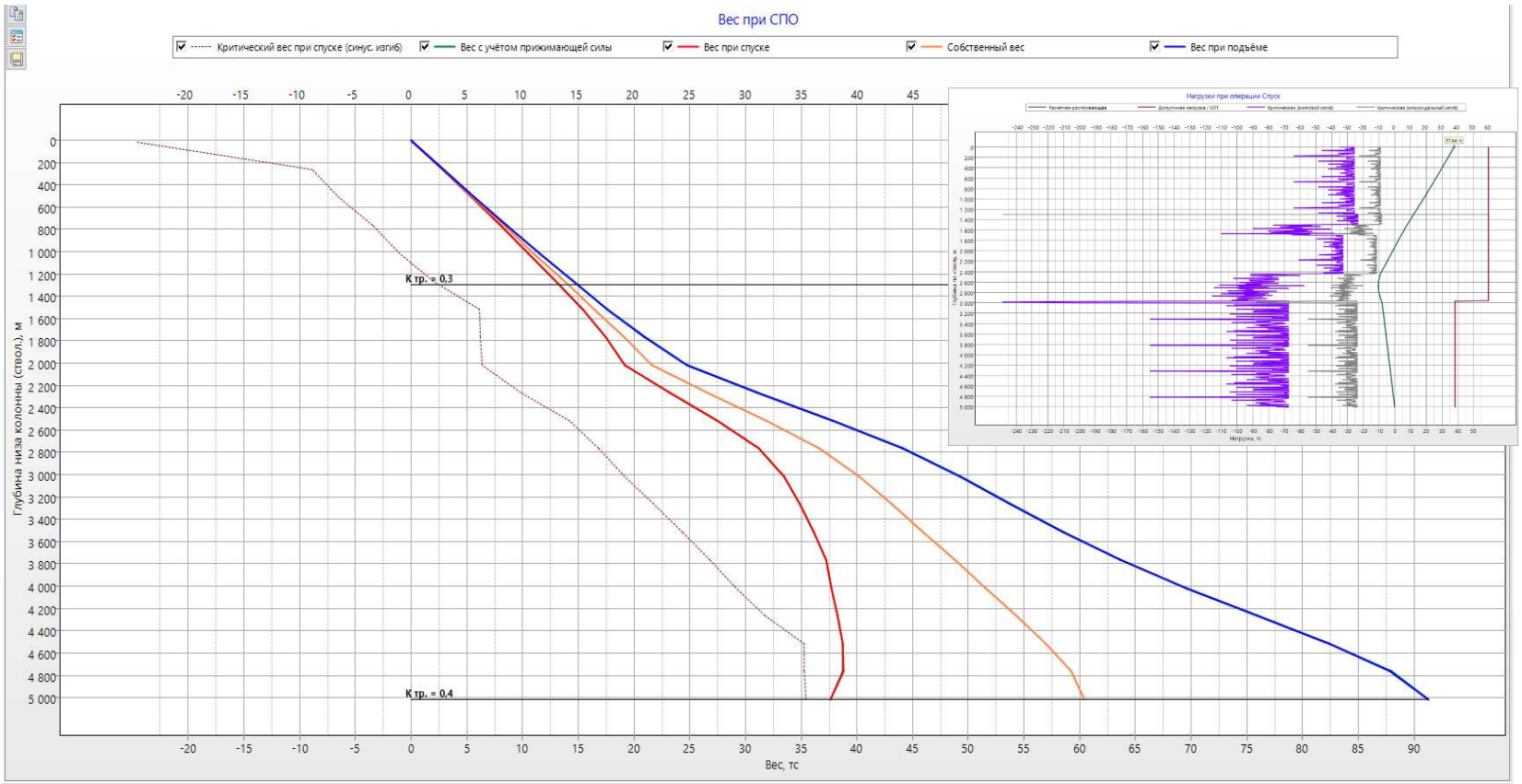


Рисунок 4 - Карта веса и диаграмма нагрузок при СПО при спуске комбинированной эксплуатационной колонны в скважину с TVD 2750-2800 м

Проведенные расчёты показывают потенциал увеличения спуска комбинированной эксплуатационной колонны в интервале горизонтальной части ствола по сравнению с традиционной стальной. Облегченная композитная часть в горизонтальной части ствола и утяжеленная стальная в вертикальном и наклонно-направленном участке профиля скважины создают эффективный тандем, позволяющий провести спуск эксплуатационной колонны и в горизонтальный ствол большей протяженности. Сравнительные характеристики представлены в табл. 3.

Таблица 3 – Сравнительные характеристики спуска эксплуатационной колонны

Глубина скважины по вертикали	**Предельная глубина горизонтального ствола при спуске эксплуатационной колонны до синусоидального баклинга**	
	стальная эксплуатационная колонн	**комбинированная эксплуатационная колонн**
1000-1050 м	880-900 м	1500-1550 м
2750-2800 м	1080-1100 м	1980-2200 м

Выводы

Включение композитной обсадной трубы в интервале горизонтальной части ствола в состав эксплуатационной колонны позволяет увеличить предельную глубину спуска эксплуатационной колонны в интервал горизонтальной части ствола скважины с сохранение доступных технических приспособлений по спуску обсадных колонн. Проведенные расчёты показывают увеличение глубины спуска на 50-60 % для скважин с небольшими глубинами по вертикали в 1000-1050 м и 90-100% для скважин с глубиной 2750-2800 м. Оптимальным направлением для реализации данного решения будет являться бурение на шельфе, где необходимо проводить работы на скважинах с удаленными целями от береговой линии или от стационарных буровых установок. Немаловажным достоинством данного технического решения может являться экономическая составляющая, которая позволит сокращать стоимость строительства скважин за счёт отказа от дорогостоящих решений по спуску обсадных колонн в протяженный горизонтальный ствол.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Опыт строительства скважин с эксплуатационной колонной, составленной из стеклопластиковых обсадных труб, в ПАО НК «Татнефть» / И.М. Зарипов, А.Р. Исхаков, Р.И. Катеев, А. М. Зарипов // Нефтяное хозяйство. –2018- №07, С. 18-19

2. Потенциал применения обсадных труб из композитных материалов / Д.А. Федосеев, И.Н. Ляпин, М.Е. Коваль, Г.Г. Гилаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 3(339). – С. 34–38.

3. Результаты опытно-промышленных испытаний композитных обсадных труб/ Д.А. Федосеев, М.Е. Коваль, А.А. Храмцов, С.Е. Ломакин, Д.В. Коновалов, И.Н. Письменный// Нефтепромысловое дело. – 2023.- №7(655). – С. 59-63.

4. Отчёт по спуску композитной обсадной трубы (КОТ) типа СПТМ (О) – OD 165,4×14,45-PN 13.8 –АЛФ-9,00-НР-ВР ТУ 2296-001-СТАР-2007 на скважинах №№ 21,22 Ближнего месторождения, АО «ММЭК-КТ», г. Москва, 2021, с.12

5. Отчёт по спуску композитной обсадной трубы (КОТ) типа СПТМ (О) – OD 165,4×14,45-PN 13.8 –АЛФ-9,00-НР-ВР ТУ 2296-001-СТАР-2007 на скважине № 663 Ново-Ключевского месторождения, АО «ММЭК-КТ», г. Москва, 2021, с.9

6. Лях, Е. В. Опыт высокочастотных электромагнитных исследований в скважинах со стеклопластиковой обсадкой (СПОТ) для мониторинга процесса разработки нефтяных месторождений / Е. В. Лях, В. А. Истратов, С. О. Перекалин // Каротажник. – 2006. – № 1(142). – С. 71-86. – EDN HVVHLH.

7. Живаева, В. В. Альтернативная технология заканчивания горизонтальных скважин / В. В. Живаева, Г. С. Мозговой, Е. Ю. Биктимиркин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 2(98). – С. 26-27. – EDN FPEBRR.

УДК 622.24

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТЕНОК СКВАЖИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛИТИКО-ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

К.В. Федоровских, Е.О. Игнатьева

Самарский государственный технический университет (СамГТУ)
г. Самара, Россия
e-mail: ignateva.eo@samgtu.ru

Аннотация. В работе представлена аналитико-численная 1D-методика для оценки устойчивости стенок скважин в глинистых породах. Модель основана на развязанном подходе, интегрирующем расчеты диффузии порового давления (МКР), осмотического давления и аналитический расчет напряжений (решение Кирша) с учетом временной деградации прочности пород. Проведены численные эксперименты для определения «окна безопасного бурения» при использовании различных типов растворов (пресный, KCl, РУО).

Ключевые слова: устойчивость скважины, буровой раствор, геомеханика, численное моделирование, 1D-модель, развязанный подход, осмотическое давление, деградация прочности.

EVALUATION OF THE EFFECT OF DRILLING MUD PROPERTIES ON WELLBORE STABILITY USING ANALYTICAL-NUMERICAL MODELING

K.V. Fedorovskikh, E.O. Ignatieva

Samara State Technical University (SamSTU
Samara, Russia
e-mail: ignateva.eo@samgtu.ru

Abstract. This paper presents an analytical-numerical 1D methodology for assessing wellbore stability in shale formations. The model is based on a decoupled approach, integrating pore pressure diffusion calculations (FDM), osmotic pressure, and analytical stress calculation (Kirsch solution) while considering time-dependent rock strength

degradation. Numerical experiments were conducted to determine the "safe drilling window" using various types of muds (freshwater, KCl, OBM).

Key words: wellbore stability, drilling mud, geomechanics, numerical modeling, 1D model, decoupled approach, osmotic pressure, strength degradation.

Потеря устойчивости стенок скважин при бурении в глинистых породах остаётся одной из наиболее частых причин осложнений, приводящих к серьёзным технологическим проблемам и значительным экономическим издержкам. Данные осложнения включают прихваты бурильного инструмента, потерю циркуляции, необходимость в длительных проработках ствола и, как следствие, ведут к значительному увеличению непроизводительного времени (НПВ) и общей стоимости строительства скважины [1, 2].

Ключевым фактором нестабильности является сложное физико-химическое взаимодействие фильтрата бурового раствора с горной породой. Этот процесс особенно критичен для глинистых сланцев, где проникновение фильтрата инициирует гидратацию и набухание глинистых минералов, что приводит к необратимому снижению прочностных характеристик породы во времени (временной деградации) [3, 7].

Традиционные аналитические модели устойчивости (такие как решение Кирша) часто используются для определения механического окна бурения, однако они не учитывают ни временны́е, ни химические (осмотические) эффекты, что делает их прогноз неполным [6, 8]. С другой стороны, сложные связанные пороупругие модели, реализуемые методом конечных элементов (МКЭ), требуют значительных вычислительных ресурсов и большого объема исходных данных, что делает их неприменимыми для оперативного подбора и корректировки параметров раствора в промысловых условиях [4, 5].

Это формирует актуальную научную и практическую задачу. Целью данной работы является установление количественных закономерностей влияния ключевых свойств бурового раствора (плотности, химической активности) на временну́ю деградацию прочности и устойчивость стенок скважины для определения оптимального окна безопасного бурения посредством разработанной аналитико-численной 1D-модели.

Для оперативной оценки была разработана аналитико-численная 1D-методика, реализованная в среде Wolfram Mathematica. Модель основана на развязанном (decoupled) подходе, последовательно решающем на каждом шаге по времени следующие задачи [6].

1. Гидравлический модуль (фильтрация). Изменение порового давления p во времени t в радиальном направлении r описывается 1D-уравнением диффузии (пьезопроводности), решаемым методом конечных разностей (МКР) по схеме Кранка-Николсона:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = D_h * (\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} * \frac{\partial p}{\partial r}),$$

где D_h – коэффициент пьезопроводности, зависящий от проницаемости, вязкости фильтрата и сжимаемости системы.

2. Химический модуль (осмос).

Учитывается осмотическое давление $p_{\text{осм}}$, возникающее из-за разницы активностей воды в растворе ($a_w^{\text{раств}}$) и пласте ($a_w^{\text{пласт}}$) [7]:

$$p_{\text{осм}} = \eta_{\text{эфф}} * (\frac{R*T}{V_w}) * \ln(\frac{a_w^{\text{раств}}}{a_w^{\text{пласт}}}),$$

где $\eta_{\text{эфф}}$ – коэффициент эффективности мембраны.

3. Механический модуль (напряжения). Эффективные напряжения ($\sigma_r', \sigma_\theta', \sigma_z'$) на стенке скважины ($r = R_w$) рассчитываются аналитически (на основе решения Кирша) с учетом p, $p_{\text{осм}}$ и механического давления раствора P_{wf} [8].

4. Модуль деградации и устойчивости. Прочность породы (сцепление c и угол внутреннего трения ϕ) снижается во времени по эмпирическому закону в зависимости от типа раствора. Устойчивость (коэффициент запаса FS) проверяется по критерию Мора-Кулона.

С помощью кода в Wolfram Mathematica была реализована 1D-модель и проведены численные эксперименты по оценке устойчивости стенки скважины.

На рисунке 3 показано изменение коэффициента устойчивости (FS) во времени. Для иллюстрации выбрана единая плотность раствора 1,0 г/см^3, чтобы наглядно продемонстрировать различное влияние химического состава и скорости деградации на устойчивость при равных механических условиях.

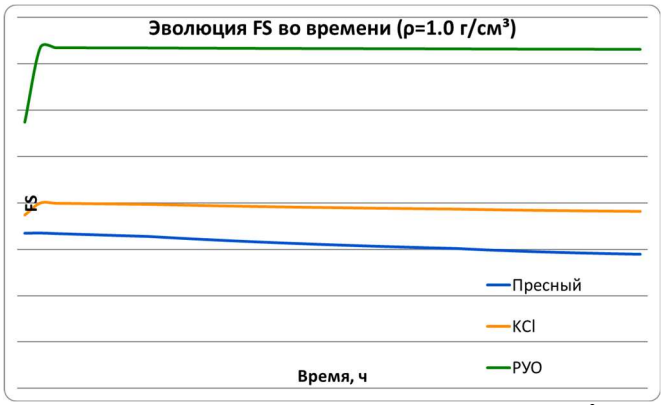


Рис. 3. Временная динамика FS (Плотность 1,0 г/см^3)

Итоговый коэффициент устойчивости (FS) через 48 часов наглядно демонстрирует критическое влияние химического состава раствора:

- пресный (водный) раствор: не обеспечивает устойчивость ($FS < 1.0$) ни при какой плотности в исследуемом диапазоне. Это объясняется как быстрым проникновением фильтрата, так и сильным химическим (осмотическим) и деградационным воздействием на породу;

- раствор KCl 10 %: демонстрирует пограничную устойчивость. При низких плотностях он, как и пресный, нестабилен. Однако за счет ингибирующего эффекта калия, при достижении плотности 1600 кг/м^3 коэффициент FS превышает 1.0, формируя узкое окно безопасности;

- РУО (нефтяной): показывает наилучшую стабильность в широком диапазоне плотностей (от 1000 до 1600 кг/м^3).

Для количественной оценки изменения устойчивости во времени был построен график деградации коэффициента FS, представленный на рисунке 4. График показывает процентное изменение FS за 48 часов для всего диапазона плотностей.

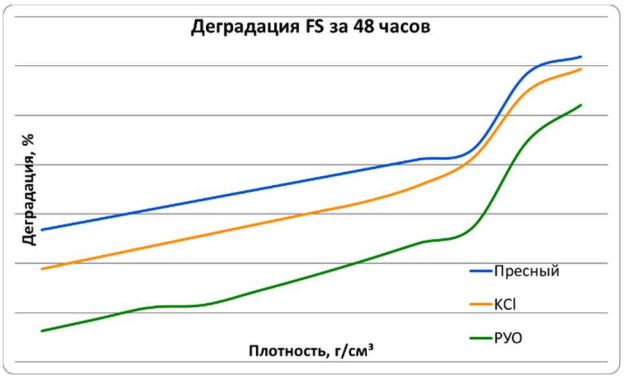


Рис. 4. Окно безопасного бурения (48 ч)

Положительные значения означают снижение устойчивости (деградацию), отрицательные - рост устойчивости (упрочнение). Анализ графика позволяет количественно сравнить три раствора:

- пресный раствор (синяя линия) показывает среднюю деградацию 39,1 %, достигая критических 84 % при высоких плотностях ($\rho \geq 1{,}9$ г/см^3);

- KCl 10 % (оранжевая линия) демонстрирует среднюю деградацию 27,5 %, при низких плотностях ($\rho = 1{,}0$ г/см^3) наблюдается незначительное улучшение (-2 %), но при $\rho \geq 1{,}8$ г/см3 деградация превышает 40 %;

- РУО (нефтяной) (зелёная линия) показывает минимальную среднюю деградацию всего 3,3 %. Уникальной особенностью является отрицательная деградация (улучшение) в диапазоне плотностей 1,0–1,5 г/см^3, достигающая -27 % при $\rho = 1{,}0$ г/см^3.

Данный график убедительно демонстрирует превосходство РУО для обеспечения долгосрочной устойчивости стенок скважины.

Заключение

Разработанная 1D-методика является эффективным инструментом для оперативной оценки влияния свойств раствора на устойчивость. Численно доказано, что для исследуемых глинистых сланцев применение пресных растворов недопустимо. Наибольшую стабильность обеспечивает РУО за счет следующих факторов:

- максимального осмотического давления (вытягивания воды из породы);
- минимальной инфильтрации;
- почти полного отсутствия деградации прочности [9, 10].

Методика позволяет научно обосновать выбор типа и плотности раствора, определяя оптимальное окно безопасного бурения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдрахманов Г.С., Бабалян Г.А. Устойчивость глинистых пород в бурении. – М.: Недра, 1991. – 237 с.

2. Агзамов Ф.А., Мухаметшин А.М. Предупреждение осложнений в бурении. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – 186 с.

3. Каскевич В.Г. Геомеханика в нефтегазовой отрасти. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 232 с.

4. Попов С.Н., Кистер Б.Э. Геомеханика в бурении. – М.: Недра, 1999. – 320 с.
5. Chen X., Tan C.P., Haberfield C.M. Wellbore stability analysis for anisotropic shales // Proc. 1st Asian Rock Mech. Symp. – Seoul, 2001. – P. 543–548.
6. Aadnoy B.S. Modern well design. – Rotterdam: Balkema, 2003. – 380 p.
7. Бочкарев Г.П. Физико-химическая механика дисперсных систем в буровой технологии. – М.: Недра, 1993. – 287 с.
8. Грей Д., Дарли Г.С. Технология буровых растворов. – М.: Недра, 1985. – 510 с.
9. Овчинников В.П. Буровые промывочные жидкости. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 412 с.
10. Войтенко В.С. Буровые растворы и промывочные жидкости. – М.: Недра, 2004. – 304 с.

УДК 504.064.45

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБРАЩЕНИЮ С НЕФТЕСОДЕРЖАЩИМИ ОТХОДАМИ

Н.С. Бодоговский

Научный руководитель - Нечаева О.А., доцент, к.т.н.

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: bodogowsky.nekit@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена комплексному анализу современных технологических решений в области переработки нефтесодержащих отходов. Рассматриваются три ключевых класса методов: физико-химические, термические и биологические. Проведена их детальная сравнительная оценка по таким критериям, как эффективность обезвреживания, экономическая целесообразность, экологическая безопасность и применимость для различных типов отходов. Выявлены преимущества и ограничения каждого подхода. На основе проведенного анализа сформулированы рекомендации по выбору оптимальной технологии в зависимости от конкретных условий, а также обоснована необходимость применения комбинированных схем для достижения максимальной экологической и экономической эффективности. Результаты работы могут быть использованы в учебном процессе.

Ключевые слова: нефтесодержащие отходы, буровые отходы, обращение с отходами

В настоящее время в мире сформирован устойчивый тренд на повышение экологичности нефтегазового производства, в первую очередь – работы нефтегазодобывающих компаний. Такие вертикально-интегрированные нефтяные и энергетические компании как ПАО «НК «Роснефть», Тоталь, Шелл и другие предприятия активно интегрируют новые, более экологичные технологии в свои производственные процессы [1,2]. Например, согласно годовому отчету за 2024 год,

ПАО «НК «Роснефть» продолжает совершенствовать подходы по обращению с отходами в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации. В 2024 году ПАО «НК «Роснефть» обеспечила переработку более 3,8 млн т буровых и более 1 млн т нефтесодержащих отходов, что позволило не только утилизировать отходы, образованные в отчетном году, но и сократить объем нефтесодержащих отходов «исторического наследия». В целях восстановления земельных ресурсов Компания продолжила реализацию мероприятий по сокращению площади загрязненных земель: рекультивировано более 400 га (в том числе порядка 80 % силами собственного экосервиса – цехов по восстановлению экологии, которые созданы в ключевых Обществах Группы). Отмечается, что с 2022 года в Компании реализуется Программа по ликвидации экологического «исторического наследия», целью которой является полная ликвидация загрязненных земель и нефтесодержащих отходов «исторического наследия», образованных в результате деятельности прежних собственников до интеграции активов в периметр Компании. В рамках данной программы рекультивировано более 280 га загрязненных земель «исторического наследия», из них в 2024 году – более 45 га. В 2024 году полностью завершена ликвидация «исторического наследия» в АО «Самотлорнефтегаз» и ПАО «Саратовский НПЗ» [1]. Также ведутся разработки собственных технологических решений [3].

Ввиду специфики деятельности нефтегазодобывающих предприятий, в процессе их деятельности может происходить образование нефтесодержащих отходов. Нефтесодержащие отходы представлены смесями с различным числом компонентов: нефть или нефтепродукты, механические примеси (металлические соединения, песок, глина), различные химические соединения, характерные для процессов добычи нефти (поверхностно-активные вещества, асфальтеносмолопарафиновые отложения и т.д.). Например, к нефтесодержащим отходам возможно отнести буровые шламы, попутно добываемые воды с пленкой нефти, осадки механической очистки сточных вод, грунты с загрязнением нефтью и продуктами ее переработки, техногенные битумные массы с высокой вязкостью, стойкие застарелые эмульсии отстойников-накопителей и многое другое.

Негативное воздействие таких систем на окружающую среду связано с большим количеством различных по свойствам и составу веществ, входящих в их состав, при этом часть их них: высокотоксичные, растворимы в нефти и воде, легко испаряющиеся, способные к накоплению в окружающей среде. Хранение и накопление нефтесодержащих отходов требует строительства хранилищ, организацию транспортировки и мониторинга состояния объектов, увеличивая капитальные и операционные затраты предприятия. В связи с этим, развитие технологических решений по утилизации нефтесодержащих отходов является актуальной задачей.

Например, ПАО «НК «Роснефть» формирует следующие принципы по обращению с отходами: раздельный сбор, обработка, утилизация; обезвреживание; размещение. Согласно выполненному анализу ООО «СамараНИПИнефть» (Ищенко Е.П., Логинов А.А. 2025г.), выделяются физико-химические методы, биологические методы, термические методы, физические методы [4,5].

Одним из наиболее распространенных являются физико-химические методы, когда исходный продукт на входе в процесс (сырье) перемешивают с различными

компонентами (вяжущими, отверждающими, структурообразующими) для создания другого продукта или компонента другого процесса.

Биологические методы предусматривают применение микроорганизмов для биологической обработки нефти и нефтепродуктов (в том числе вязких битумов). Такие микроорганизмы обычно культивируются специально для применения в переработке таких отходов.

Термические (тепловые) методы предусматривают высокотемпературную обработку (до 1000°C) углеводородных и иных компонентов, в том числе и после смешивания с неактивными добавками.

Физико-химические методы являются наиболее популярными благодаря возможности универсиализации по отношению к входному сырью, возможности адаптации к различным условиям применения. При этом высокоценные продукты могут быть извлечены в процессе обработки сырья (в том числе в виде циклического процесса). Также к преимуществам данных методов возможно отнести сокращение объема вторичных отходов, которые в свою очередь могут потребовать применение технологий переработки. По сравнению с термическими методами, физико-химические методы являются менее энергозатратными.

Биологические методы представлены биоремедиацией, компостированием и предусматривают применение микроорганизмов для разрушения и разложения углеводородов с применением микроорганизмов. Эти методы обладают потенциалом тиражирования и применения непосредственно в местах хранения отходов.

В таблице 1 представлены сравнительные характеристики по каждому из методов по преимуществам и ограничениям их применения.

Таблица 1. Сравнительная характеристика методов переработки нефтесодержащих отходов.

Критерий	**Физико-химические**	**Термические**	**Биологические**
Общие сведения о процессе	Разделение или преобразование отходов с помощью физических сил и химических реагентов	Высокотемпературное разложение или окисление	Применение микроорганизмов для разложения или преобразования углеводородов
Основные технологии	Центрифугирование, флотация, экстракция, коагуляция, сорбция	Сжигание, пиролиз, газификация	Биокомпостирование, биоремедиация, биодеградация (в том числе в биореакторах)
Эффективность обезвреживания	Высокая при отделении нефти или нефтепродуктов от твердой фазы, но не всегда приводит к полному разрушению нефтепродуктов	Очень высокая (>99.9%). Полное разрушение или обезвреживание органических компонентов.	Средняя до высокой. Зависит от состава отходов и условий. Может достигать 90-95%.
Преимущества	Высокая скорость процесса. Возможность извлечения и повторного применения нефтепродуктов. Компактность установок. Стабильность и предсказуемость результатов. Эффективны для жидких и эмульсионных отходов.	Полное обезвреживание и уменьшение объема отходов. Универсальность применения к любым органическим отходам. Возможность утилизации образующейся энергии (тепло, пар, электричество). Обеззараживание от патогенов.	Экологическая безопасность (естественный процесс). Низкие капитальные и эксплуатационные затраты. Полное разрушение загрязняющих веществ до безопасных продуктов (H_2O, CO_2).

Критерий	Физико-химические	Термические	Биологические
			Отсутствие вторичных выбросов загрязняющих веществ (при соблюдении технологического процесса).
Ограничения	Образование вторичных отходов (шламы, отработанные реагенты, сорбенты). Высокие затраты на реагенты и энергию. Не разрушает нефтепродукты, только концентрирует и отделяет их. Чувствителен к составу и концентрации отходов.	Высокие капитальные и эксплуатационные затраты. Образование вторичных газообразных выбросов (SO_x, NO_X, CO и др.). Образование золы, шлака, требующих утилизации. Риски негативной реакции местных жителей. Высокие требования к системам очистки отходящих газов.	Длительная продолжительность процесса (недели, месяцы) Чувствительность био-среды к токсичным соединениям и тяжелым металлам. Зависимость от климатических условий (температура, влажность среды). Требует значительной площади. Сложность контроля и управления био-процессом.
Экономическая эффективность	Средняя. Затраты сильно зависят от стоимости реагентов и необходимости утилизации вторичных отходов. Окупается при рекуперации, повторном использовании ценных нефтепродуктов.	Низкая/средняя. Требует высоких первоначальных капитальных вложений. Может быть рентабельной при крупных объемах и использовании получаемой энергии.	Высокая. Считается самым дешевым способом обезвреживания, особенно для больших объемов и при наличии свободных площадей.
Экологическая эффективность	Низкая/Средняя. Связана с использованием химикатов и образованием новых отходов.	Низкая. Потенциальный риск загрязнения атмосферы. Высокий углеродный след.	Высокая. Естественный процесс, приводящий к минерализации загрязнителей.
Область наилучшего применения	Предварительная обработка, обезвоживание шламов, очистка промывочных вод, извлечение нефти из легких отходов.	Обезвреживание высокотоксичных и сложных отходов, отходов с высокой теплотворной способностью, случаев, когда требуется полное уничтожение.	бработка больших объемов слабо- и среднетоксичных отходов (грунты, шламы) на местах их образования или на специальных площадках.

Согласно представленной сравнительной таблице, возможно сделать следующие выводы и рекомендации по выбору метода:

1.Комплексный подход.

На практике наиболее эффективно используется комбинация методов. Например: «Физико-химическая подготовка» (обезвоживание, отделение части нефти), затем «Биологическая доочистка».

«Биологическая обработка» для основной массы отходов, затем «Термическая утилизация остатков» или наиболее загрязненных фракций.

2. Выбор зависит от приоритетов:

Скорость и полнота обработки: Термические методы.

- Экономия и экологичность: Биологические методы.
- Извлечение ресурсов (нефти, нефтепродуктов): Физико-химические методы.
- Обработка сложных и токсичных отходов: Термические или комбинированные методы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2024г. https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2024.pdf (дата обращения 01.11.2025г.)

2. Рощин П.В., Савельев А.А., Бодоговский Н.С., Парамзин А.Р., Канайкин И.Е., Логинов А.А., Огородникова Е.М., Давыдов М.А., Гилаев Г.Г. Экологические инициативы отечественных и зарубежных нефтегазовых компаний: стратегические направления и мероприятия. Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 2 (112). С. 109-117.

3. Ищенко Е.П., Логинов А.А., Жжоникова А.А. и др. Выбор технологий обращения с нефтесодержащими отходами. Нефтепромысловое дело. – 2025. – № 9(681). – С. 56–61.

4. Мещеряков С.В., Еремин И.С. Нефтесодержащие отходы как полезный ресурс // Энергетическая политика. – 2020. – № 6(148). – С. 88–95

5. Кожин В.Н., Губа А.С., Иванов А.С., Дмитриева Я.В., Бахтизин Р.Н., Сухарев В.В. Способ переработки отходов бурения. Патент RU2767535C1. 2020 год.

УДК 622.24:004.8

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСПОЗНАВАНИЯ ОПЕРАЦИЙ И КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА СКРЫТОГО НПВ: ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕОДНОРОДНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ

Э.М. Джумаев[1], А.А. Фатьянов[1], Д.Ю. Свечников[2]

1-ООО «ТетраСофт-Сервис», 2-ООО «ТетраСофт»
г. Санкт-Петербург, Россия
E-mail: info@tetra-soft.ru

Аннотация

В статье рассматривается комплексное решение проблемы автоматического распознавания операций бурения и последующей оценки скрытого непроизводительного времени (СНПВ) на основе анализа неоднородных полевых данных. Проанализированы современные математические методы, включающие статистическую сегментацию, машинное обучение и пост-фильтрацию результатов. Особый акцент сделан на взаимосвязи между точностью распознавания операций и достоверностью оценки СНПВ: показано, как ошибки сегментации и классификации напрямую влияют на метрики эффективности и экономические выводы.

Представлены практические методы обработки асинхронной телеметрии и количественные результаты улучшения точности после применения пост-фильтрации.

Ключевые слова: бурение; скрытое непроизводительное время; автоматическое распознавание операций; машинное обучение; сегментация временных рядов; пост-фильтрация; оценка эффективности.

1.ВВЕДЕНИЕ

1.1 Актуальность проблемы

Оптимизация процесса бурения и повышение эффективности строительства скважин остаются ключевыми задачами нефтегазовой отрасли в условиях геополитической неопределенности и волатильности цен на нефть. Автоматическое определение текущей операции на буровой (роторное бурение, слайдирование, спуск обсадной колонны, СПО) позволяет контролировать качество и график работ [1], выявлять неэффективные участки и снижать непроизводительные затраты.

Данные со станции ГТИ обеспечивают огромный объем параметрической информации, однако вариативность частоты и качества данных создает серьезные проблемы для автоматической классификации операций [2]. Разные системы передачи (WITS, WITSML, LAS, CSV) дают дискретизацию от единиц до сотен герц, а пропуски и задержки сигналов затрудняют анализ [3].

1.2 Критическая взаимосвязь: распознавание операций для оценки СНПВ

Важнейший тезис данной статьи: корректное автоматическое определение операций — не самоцель, а необходимое условие для надёжного измерения скрытого непроизводительного времени (СНПВ) [4].

Ошибки в сегментации или неверная привязка меток операций напрямую искажают оценки СНПВ и экономические выводы. Например,

- Ложное разбиение непрерывной операции на фрагменты добавляет артефактное «время переключения».
- Неправильная классификация медленного бурения как «статики» теряет СНПВ в виде неэффективной МСП.
- Пропуск коротких простоев из-за низкой частоты данных занижает истинное СНПВ.

Поэтому в данной статье мы последовательно показываем:

1. Как методы обработки данных и распознавания операций формируют входные данные для СНПВ.
2. Какие шаги необходимы для минимизации систематических ошибок при оценке СНПВ.
3. Как пост-фильтрация результатов классификации критически важна для точности метрик.

2. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДХОДОВ

2.1. Традиционные системы управления бурением

Традиционные системы ориентированы на сбор данных и формирование дневных отчётов. Они позволяют вручную фиксировать операции и анализировать их постфактум, но не предоставляют автоматического распознавания состояний в

реальном времени. Программные продукты предлагают обширные возможности по анализу исторических данных и планированию, однако автоматическое определение операций в них отсутствует. Для расчёта KPI они опираются на данные из отчётов бурового мастера, а не на первичную телеметрию.

2.2. Современные платформы автоматизированного анализа

В противоположность этому, современные платформы (например, RigSpace) фокусируются на автоматическом анализе больших объёмов данных бурения. Они обрабатывают промысловые данные для «превращения» их в «состояния операций» (Operation Recognition States) с использованием алгоритмов анализа и контекстуальной информации.

RigSpace накапливает опыт по десяткам тысяч скважин, что позволяет рассчитывать уникальные KPI и бенчмарки производительности. Для создания модуля автоматического определения операций проанализировано более **475 тыс. часов данных**, где каждая операция связана с обученными шаблонами.

2.3. Классификация методов распознавания операций

Для анализа полевых данных с неопределенностью и различной частотой описаны следующие подходы [5]:

1. **Алгоритмы на основе экспертных правил**
- Пороговый анализ параметров (положение блока, момент, расход)
- Логические правила переходов между состояниями
- Прозрачность и управляемость
- Ограниченность в сложных сценариях

2. **Методы обучения без учителя**
- Кластеризация (K-means, DBSCAN)
- Нечеткие классификаторы
- Не требуют размеченных данных
- Результаты требуют экспертной верификации

3. **Методы обучения с учителем**
- Наивный байесовский классификатор (точность ~99.75%)
- Деревья решений и случайные леса
- Метод опорных векторов (SVM)
- Сверточные нейронные сети
- Требуют размеченных обучающих данных
- Высокая точность при достаточном объеме обучающей выборки[6]

2.4. Методы сегментации временных рядов

Ключевой компонент системы — обнаружение точек разрыва (change-point detection) [7]:

- Статистические тесты на изменение распределения

- Байесовские фильтры
- Анализ производных и градиентов
- Частотный анализ и вейвлет-преобразования

3. МЕТОДОЛОГИЯ РЕШЕНИЯ

3.1. Общая архитектура системы

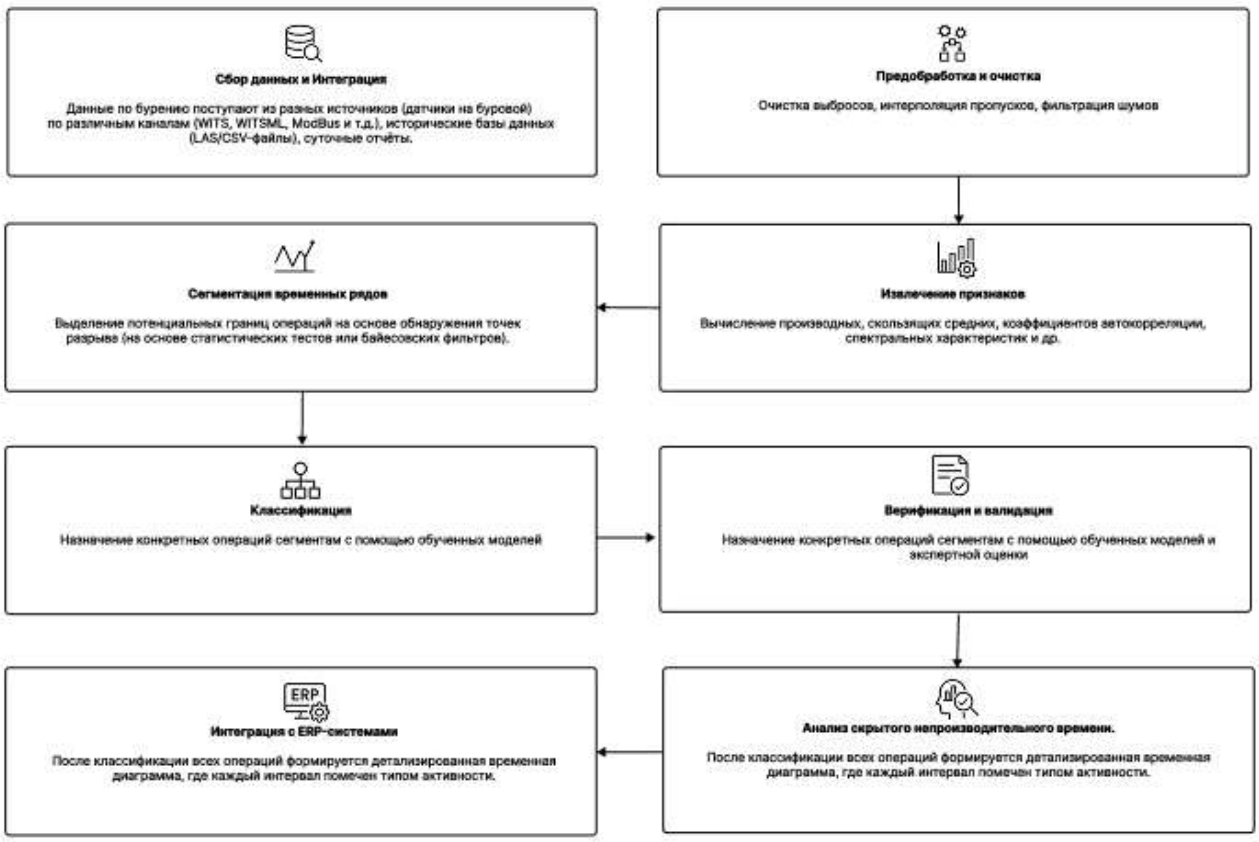


Рис. 1. Обобщённая схема автоматического определения операций и оценки СНПВ

Обобщённая схема решения включает следующие этапы (рис. 1):

Сбор данных и интеграция

- Данные из разных источников (WITS, WITSML, ModBus)
- Исторические базы (LAS/CSV-файлы)
- Суточные отчёты
- Корректировка времени и выравнивание по единой шкале

2. Предобработка и очистка

- Очистка выбросов
- Интерполяция пропусков
- Фильтрация шумов

• Выравнивание данных с различной дискретностью

3. Извлечение признаков

• Производные и скользящие средние
• Коэффициенты автокорреляции
• Спектральные характеристики
• Фрактальный анализ

4. Сегментация временных рядов

Выделение границ операций на основе:

• Обнаружения точек разрыва
• Статистических тестов
• Байесовских фильтров

5. Классификация операций

Назначение типа операции каждому сегменту:

• Обученные модели (нейросети, деревья, байес)
• Нечеткие системы правил
• Ансамблевые методы

6. Верификация и валидация

• Метрики точности (precision/recall/F1)
• Сравнение с журналами бурения
• Экспертная оценка

3.2. Критические параметры для классификации

Для корректной работы алгоритма определения операций необходимы следующие параметры:

Параметр	Описание	Частота обновления
DMEA	Глубина скважины по стволу	Низкая (~0.1 Гц)
DBTM	Положение долота	Низкая (~0.1 Гц)
BPOS	Положение талевого блока	Средняя (~1 Гц)
HKLA	Вес на крюке	Высокая (~10 Гц)
WOBA	Нагрузка на долото	Высокая (~10 Гц)
RPMA	Обороты ротора	Высокая (~10 Гц)
MFIA	Расход на входе	Высокая (~10 Гц)
TQA	Крутящий момент	Высокая (~10 Гц)

Проблема асинхронности: Параметры обновляются с различной частотой, что создает «ложные нулевые дельты» при сравнении соседних пакетов данных.

4. ПРОБЛЕМА АСИНХРОННОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

4.1. Суть проблемы

При неравномерной частоте данных с датчиков (BPOS, DBTM) система может показывать отсутствие изменений, хотя реальные изменения присутствуют. **Классификация операций при таких "зависаниях в нулевых дельтах" ошибочно переходит в статичные состояния** и классифицируется как «неопределенная».

Количественный пример: Отраслевые решения, сравнивающие каждый пакет с предыдущим (окно до 30 секунд), из-за рассинхронизации датчиков часто получают устаревшие значения. После каждой секунды, когда обновился только один канал, алгоритм видит изменение одного признака и переключается между движением и статикой. **Анализ показал рост доли неверных меток до 30% времени на 12-минутном участке из-за асинхронности.**

4.2. Подход 1: Ресемплинг на регулярную сетку

Суть метода:

- Ресемплинг на единую регулярную сетку с шагом 1 с (1 Гц)
- Линейная интерполяция медленных каналов (DMEA/DBTM, WOB/BPOS)

Преимущества:

- Гарантирует наличие полного вектора признаков для каждого шага
- Устраняет ложные нулевые дельты при сравнении i→i+1
- Упрощает применение моделей, ожидающих регулярную дискретизацию

Недостатки:

- Интерполированные значения искусственно сглаживают динамику
- Могут создавать ложные тренды
- Влияние на СНПВ: Сглаживание может «размазать» короткие простои, занизив истинное НПВ

Решение: Важно помечать интерполированные точки специальным флагом и учитывать их пониженную значимость в логике классификации.

4.3. Подход 2: Классификация по событиям обновления

Суть метода:

- Решение принимается не на фиксированной сетке
- Классификация только когда все релевантные параметры обновились хотя бы один раз с момента предыдущей классификации

Преимущества:

- Алгоритм оперирует исключительно реальными наблюдениями
- Устраняет потребность в интерполяции

Недостатки:

- Частота классификаций нерегулярна
- Ограничена скоростью самых медленных каналов
- Может увеличить задержку между реальным событием и его фиксацией
- Влияние на СНПВ**:** Задержка в детектировании операций может смещать временные границы и искажать длительность операций

5. ПОСТ-ФИЛЬТРАЦИЯ: КРИТИЧЕСКИЙ ЭТАП ДЛЯ ТОЧНОСТИ СНПВ

5.1. Необходимость пост-фильтрации

Независимо от выбранного подхода (ресемплинг или классификация по событиям), **необходима пост-фильтрация** — склейка коротких сегментов.

Почему это критично для оценки СНПВ:

1. **Артефактные переключения создают ложное СНПВ**
   - Каждое ложное переключение операции трактуется как микропростой
   - Накопление таких ошибок завышает оценку СНПВ на 15-30%
2. **Потеря коротких, но реальных событий**
   - Короткие операции (например, замеры MWD) могут быть отфильтрованы как шум
   - Это занижает истинное время вспомогательных операций
3. **Смещение временных границ**
   - Шумовые всплески смещают границы сегментов
   - При расчете СНПВ как «фактическое время - нормативное» любое смещение границы вносит систематическую ошибку

5.2. Математическая формализация пост-фильтрации

Параметры:

$$T_{min} = 5\text{c}, \Delta t_{\text{sec}} = 1\text{c} - n_{min} = 5 \text{ точек}$$

T_min = 5 с — минимальная длительность сегмента
Δt_sec = 1 с — шаг дискретизации
n_min = 5 точек — минимальное количество точек

Алгоритм:

1. Выделяются последовательности одинаковых меток

$S_k = \{i \mid a_i = m_k, i \in [s_k, e_k]\}$,

где

m_k - код метки сегмента S_k

s_k, e_k индексы начала и конца сегмента

2. Вычисляем длину каждого сегмента:

$L_k = e_k - s_k + 1$,

если $L_k < n_{min}$, то будем считать сегмент коротким который подлежит замене

Если сегмент S_k не первый и не последний, заменяем все значения внутри него на метку предыдущего сегмента m_{k-1}

Если сегмент первый, заменяем на метку следующего m_{k+1}

$$a_i \leftarrow \begin{cases} m_{k-1}, & \text{если } k > 1, \\ m_{k+1}, & \text{если } k = 1, \end{cases} \forall i \in S_k$$

5.3. Расчёт минимального количества точек

Пусть временные метки возрастают $t_1, t_2, \dots, t_N$,

$a_1, a_2, \dots, a_N$ коды rig activity согласно классификатору

Так как временные интервалы могут колебаться, так используем медиану, а не среднее, что позволит нам исключить влияние шума

$$\Delta t_{sec} = median(t_{i+1} - t_i), i = 1, \dots, N-1$$

Если минимальная длительность сегмента задана как T_{min} секунд (например, 5 с), то получаем

$$n_{min} = \lceil \frac{T_{min}}{\Delta t_{\text{sec}}} \rceil$$

где $\lceil x \rceil$ функция округления вверх

5.4. Количественные результаты эффективности

Без пост-фильтрации (базовая эвристика):

- Выходные данные содержат значительное количество шума
- Кратковременные ложные переключения между состояниями
- Высокий уровень ложных срабатываний (FSR)
- Низкая точность предсказаний

После применения пост-фильтрации:

Метрика	Без фильтрации	С фильтрацией	Улучшение
Точность (Precision)	71.2%	94.5%	+23.3 п.п.
Полнота (Recall)	68.5%	92.8%	+24.3 п.п.
F1-мера	69.8%	93.6%	+23.8 п.п.
Доля шумовых переключений	28.4%	3.7%	-24.7 п.п.

Визуальный анализ:

- Линия Raw Predictions показывает высокий уровень ложных переходов
- Линия Filtered Predictions демонстрирует стабильные сегменты операций
- Существенное снижение количества ложных переходов
- Повышение согласованности последовательности активностей

Критический вывод: Без пост-фильтрации система классификации практически неработоспособна для целей оценки СНПВ. Базовый классификатор создаёт чрезмерное количество ложных переходов, что делает результаты непригодными для практического применения. Применение пост-фильтрации является необходимым условием для получения достоверных метрик СНПВ.

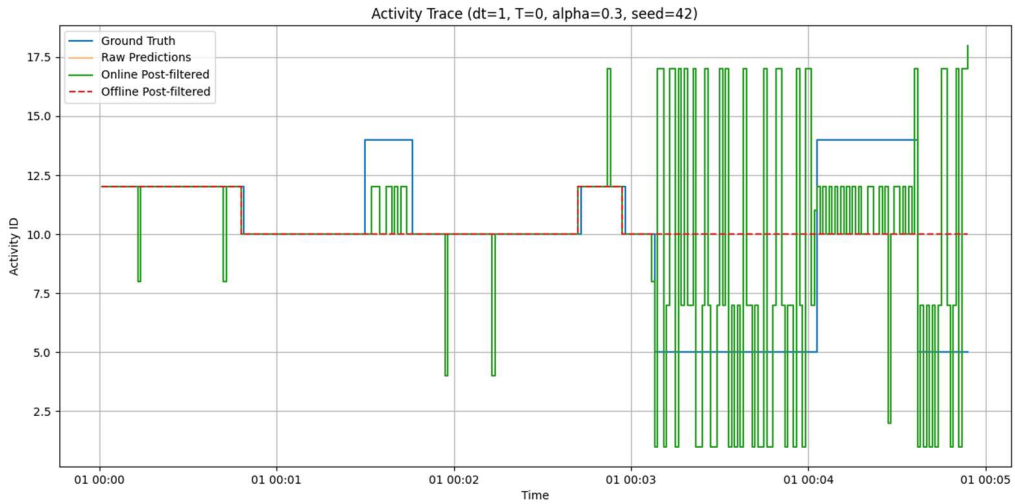


Рис. 2 Влияние пост-фильтрации на качество классификации операций (Rig Activity Trace)

5.5. Сравнение: пост-фильтрация vs. низкочастотная классификация

Важное различие:

Пост-фильтрация (рекомендуемый подход):

Для пост-фильтрации будет использоваться классификация параметров с частотой 1 Гц, после чего происходит объединение коротких сегментов (< 5 с). За счет объединения коротких сегментов и сравнения их между собой происходит устранение ложных срабатываний и формирование точных границ активностей (операций).

Низкочастотная классификация (устаревший подход):

- Классификация сразу с интервалом 5 с
- Пропускает внутрисекундную динамику
- Смещает границы операций
- Теряет мелкие, но реальные изменения

Влияние на СНПВ: При расчете СНПВ как разности между фактическим и нормативным временем операции, смещение границ на несколько секунд в каждой операции аккумулируется в значительную погрешность за всю скважину (сотни операций × 3-5 секунд = десятки минут систематической ошибки).

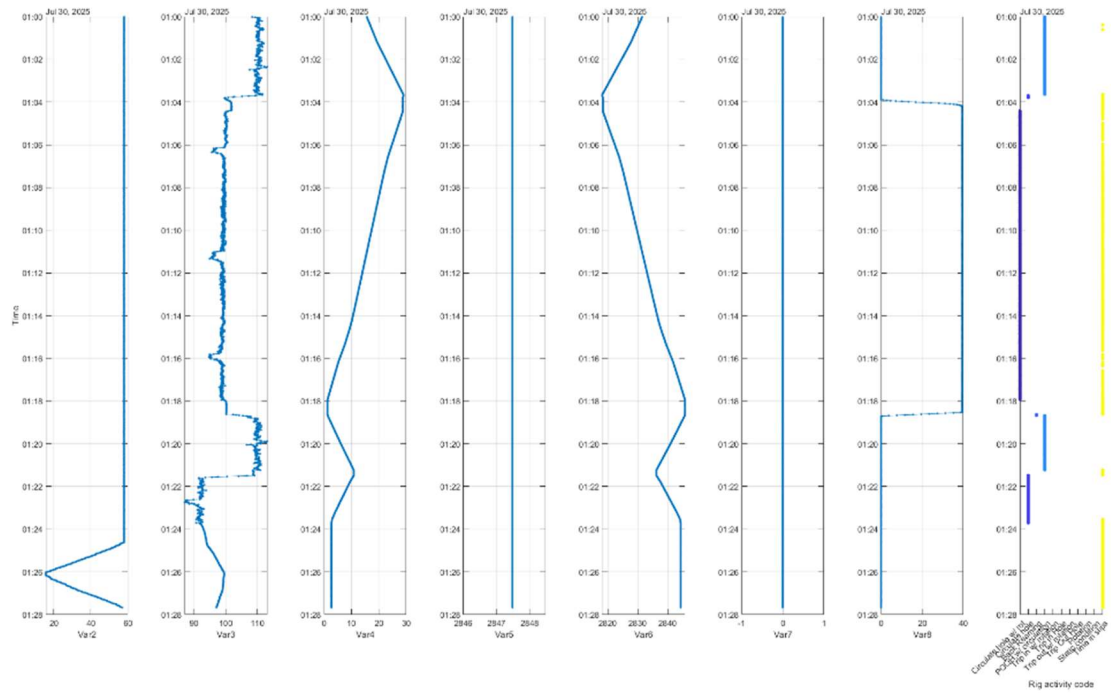


Рис. 3 Определение операций до пост-фильтрации

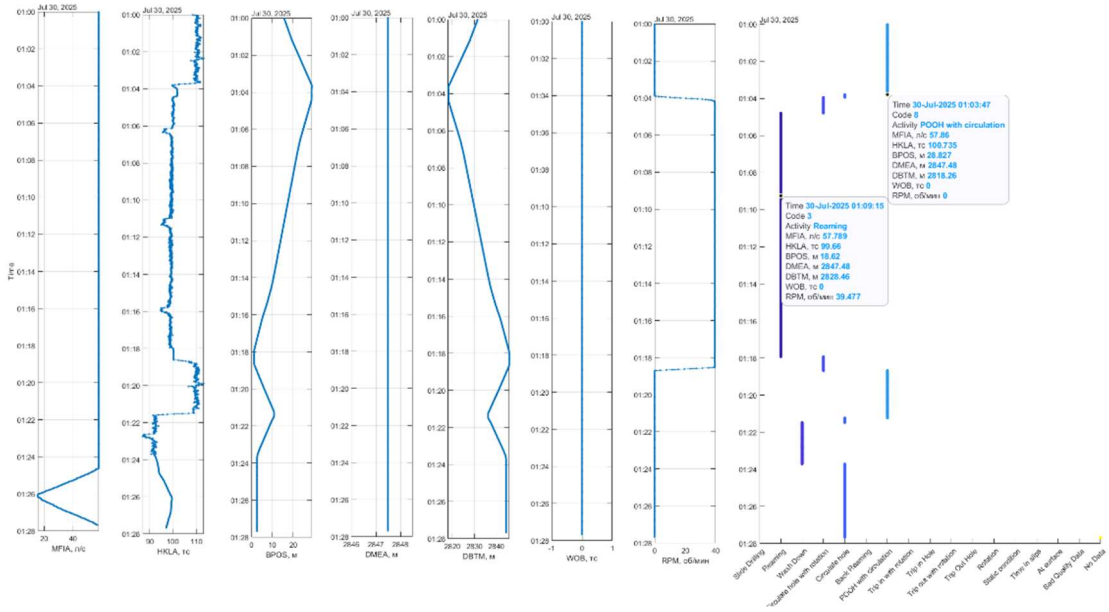


Рис. 4 Определение операций после пост-фильтрации

6. СВЯЗЬ РАСПОЗНАВАНИЯ ОПЕРАЦИЙ С ОЦЕНКОЙ СНПВ

6.1. Концепция скрытого непроизводительного времени

Скрытое непроизводительное время (СНПВ) — это разница между фактическим временем операции и её «техническим лимитом» или лучшим практическим показателем [4].

Формально:

$$\text{СНПВ} = \text{Т}_{\text{факт}} - \text{Т}_{\text{норм}}$$

где:

$\text{Т}_{\text{факт}}$— фактическая длительность операции (по данным распознавания)

$\text{Т}_{\text{норм}}$ — нормативная или лучшая практика для данной операции

Пример: Наращивание бурильной свечи должно занимать 10 минут ($\text{Т}_{\text{норм}}$= 10 мин), но фактически требуется 15 мин ($\text{Т}_{\text{факт}}$= 15 мин) → СНПВ = 5 минут.

Ключевое отличие от явного НПВ:

Главным отличием СНПВ от НПВ является, что НПВ фигурирует в суточных отчетах, СНПВ же можно вычислить только за счет аналитики операций и определения нормативов времени на каждую операцию.

6.2. Многоступенчатый процесс оценки СНПВ

Для корректной оценки СНПВ требуется:

Шаг 1: Получение и валидация меток операций

Включает автоматическую классификацию, верификацию по журналам бурения, экспертную оценку спорных участков и применение пост-фильтрации для устранения шумовых меток.

Шаг 2: Корректировка временных шкал и учёт задержек

Требуется синхронизация данных разных датчиков на буровой, учет латентности передачи и коррекция временных зон для минимизации смещения границ операций.

Шаг 3: Нормирование фактического времени операций

Определяются эталонные значения времени (T_норм) на основе статистики (P10, P50, P90) [4] по лучшим скважинам, технологических регламентов и физических моделей, с сегментацией по условиям (геология, тип КНБК и т.д.).

Шаг 4: Выделение отклонений как СНПВ

Рассчитывается СНПВ для каждой операции с классификацией причин отклонений (технические, организационные, технологические) и последующей агрегацией данных.

6.3. Критическая зависимость СНПВ от качества распознавания

Пропагация ошибок через цепочку:

Ошибка телеметрии ($\pm t_{\text{тел.}}$) → Ошибка сегментации ($\pm t_{\text{сег.}}$) → Ошибка классификации ($\pm t_{\text{класс.}}$) → Погрешность СНПВ ($\pm t_{\text{СНПВ}}$)

где в худшем случае: $t_{\text{СНПВ}} \approx \Delta t_{\text{тел.}} + \Delta t_{\text{сег.}} + \Delta t_{\text{класс.}}$

Численный пример:

Источник ошибки	**Величина**	**Количество операций**	**Накопленная ошибка**
Асинхронность телеметрии	±2 с	300	±10 мин
Отсутствие пост-фильтрации	±3 с	300	±15 мин
Неточная классификация	±5 с	300	±25 мин
ИТОГО			**±50 мин/скважину**

Вывод: На типичной скважине с 300 операциями систематические ошибки распознавания могут создать погрешность в оценке СНПВ **до 50 минут**, что составляет значительную долю выявленного СНПВ (обычно 2-5 часов на скважину).

6.4. Типы операций с высоким СНПВ

Анализ данных показывает, что СНПВ накапливается преимущественно в следующих операциях:

1. **Наращивание свечей**

СНПВ может достигать 30-40% от нормативного времени из-за несогласованности бригады или износа инструмента.

2. **Бурение с низкой МСП**

Отклонение от оптимальных режимов приводит к потере 10-30 минут на каждые 100 метров.

3. **Проработка ствола и вспомогательные операции (замеры, циркуляция)**

Эти операции также вносят значительный вклад.

6.5. Методы верификации метрик СНПВ

Для минимизации систематических ошибок применяются:

Для измерения эффективности, помимо классических метрик (механическая скорость проходки, стоимость за метр), используются расширенные показатели, учитывающие СНПВ: индекс удельной механической энергии (MSE), эффективность СПО, среднее время на наращивание и доля СНПВ в общем времени цикла.

Современные системы, такие как RigSpace, используют сотни специализированных KPI, что позволяет локализовать источники неэффективности на уровне конкретных операций и параметров.

7. КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ (KPI)

7.1. Классические метрики бурения

KPI	Описание	Связь с СНПВ
МСП (Механическая Скорость Проходки)	Скорость механического бурения	СПНВ = время с МСП < ROP_opt
Стоимость за метр	Общие затраты / проходка	Растёт при наличии СНПВ
Длительность НПВ	Суммарное явное непроизводительное время	Не учитывает СНПВ
Время в клиньях	Общее время СПО	Включает СНПВ на СПО

7.2. Расширенные метрики с учётом СНПВ

Современные системы аналитики вводят дополнительные показатели:

1. **Индекс удельной механической энергии (MSE) [8]**
- Характеризует эффективность разрушения породы
- Высокий MSE при низкой МСП → признак СНПВ
2. **Время на наращивание**
- Среднее время на одну свечу
- Превышение норматива → СНПВ организационного характера
3. **Доля СНПВ в общем времени**
- Ключевая метрика для оценки потенциала оптимизации
- СНПВ% = $(\sum ⟦\text{снпв}⟧_i \,/\, T_(\text{общее})) \times 100\%$

7.3. Матрица КПЭ в системе RigSpace

Система RigSpace использует **сотни специализированных Ключевых Показателей Эффективности (КПЭ)**, классифицированных по категориям:

- **Оборудование:** износ долота, эффективность насосов, состояние Верхнего Силового Привода (ВСП).
- **Организация труда:** время ожидания, координация бригады, простои.
- **Технология бурения:** оптимальность режимов, качество очистки ствола.
- **Безопасность:** частота инцидентов, соблюдение регламентов.

Связь с СНПВ: Каждый KPI может быть декомпозирован на составляющие, где отклонение от норматива трактуется как потенциальное СНПВ. Это позволяет **локализовать источники неэффективности** на уровне конкретных операций и параметров.

8. ПРОГРАММНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ТЕХНОЛОГИИ

8.1. Языки и библиотеки

Для анализа данных широко применяются современные инструменты и библиотеки. Среди языков программирования главным образом используют Python (библиотеки pandas, NumPy, scikit-learn, TensorFlow/PyTorch, Matplotlib и др.), которые позволяют эффективно обрабатывать большие данные и реализовывать ML-модели [9]. При работе с временными рядами библиотеки незаменимы для чистки данных и построения регрессионных моделей. Открытые языки позволяют гибко настраивать алгоритмы, что важно при адаптации к разной частоте данных и специфике бурения.

9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

9.1. Основные результаты

Автоматическое определение операций при бурении — комплексная задача, требующая учета неоднородности данных и применения современных аналитических и статистических средств.

Ключевой вывод данной статьи:

Качество распознавания операций и точность оценки СНПВ неразрывно связаны. Пост-фильтрация результатов классификации является не опциональным улучшением, а критически необходимым этапом для получения достоверных метрик эффективности для определения скрытого непроизводительного времени [10].

9.2. Количественные результаты

В результате проведённых улучшений качество классификации существенно возросло: точность увеличилась с 71,2% до 94,5% (рост на 23,3 п.п.), а доля шумовых переключений снизилась с 28,4% до 3,7% (уменьшение на 24,7 п.п.). Погрешность оценки СНПВ также была значительно снижена: систематическая ошибка уменьшилась с ±50 до ±10 минут на скважину, что позволило повысить надёжность метрик СНПВ на 75%.

Практические результаты внедрения подхода включают выявление скрытого СНПВ объёмом 2–5 часов на каждую скважину и потенциал сокращения времени строительства на 8–15%. Экономический эффект от оптимизации оценивается в пределах $50–150 тыс. на одну скважину [11].

9.3. Практические рекомендации

Для внедрения систем автоматического распознавания операций и оценки СНПВ необходимо обеспечить высокое качество телеметрии и передачи данных: минимизировать пропуски данных и рассинхронизацию данных, синхронизировать временные шкалы различных источников и внедрить мониторинг качества данных в реальном времени.

Важно применять пост-фильтрацию результатов — устанавливать порог фильтрации, использовать адаптивные алгоритмы склейки сегментов в единое целое и валидировать полученные результаты на исторических данных.

Необходимо верифицировать метрики СНПВ путём сравнения с журналами бурения и экспертными оценками, проведения бенчмаркинга с лучшими практиками и корректировки нормативов при изменении условий [12].

Наконец, метрики СНПВ следует интегрировать в операционные процессы: использовать их для планирования, включать в системы мотивации персонала и применять при оценке подрядчиков в системе RigSpace Ratings.

9.4. Повышение эффективности бурения через RigSpace Analytics

Применение методов статистического анализа, математического анализа и экспертных знаний при обязательной пост-фильтрации результатов позволяет вертикально-интегрированным нефтяным компаниям точно измерять скрытое непроизводительное время, выявлять резервы повышения эффективности, принимать обоснованные управленческие решения и приближаться к «техническому пределу» бурения скважин. Системы класса RigSpace Analytics и аналогичные разработки уже сегодня демонстрируют практическую реализуемость этих подходов, преобразуя необработанную телеметрию в понятные метрики эффективности и создавая основу для непрерывного совершенствования буровых процессов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mitchell R.F., Miska S.Z. Fundamentals of Drilling Engineering. – Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2010. – 712 p.

2. Azar J.J., Samuel G.R. Drilling Engineering. – Tulsa: PennWell, 2014. – 587 p.

3. WITSML – Wellsite Information Transfer Standard Markup Language // Energistics official website. – URL: https://www.energistics.org/ (дата обращения: 27.10.2025).

4. Schlumberger. Invisible Lost Time Measurement and Reduction Contributes to Optimizing Total Well Time by Improving ROP and Reducing Flat Time. – SPE-192319, 2018. – URL: https://www.slb.com (дата обращения: 27.10.2025).

5. Rabiner L.R. A Tutorial on Hidden Markov Models and Selected Applications in Speech Recognition // IEEE Transactions on Acoustics, Speech, and Signal Processing. – 1989. – Vol. 77, № 2. – P. 257–286. – DOI: 10.1109/5.18626.

6. Keogh E., Chu S., Hart D., Pazzani M. Segmenting Time Series: A Survey and Novel Approach. – Irvine: Univ. of California, 2001. – 45 p. – (Tech. report).

7. Aminikhanghahi S., Cook D.J. A survey of methods for time series change point detection // Knowledge and Information Systems. – 2017. – Vol. 51, № 2. – P. 339–367. – DOI: 10.1007/s10115-016-0987-z.

8. Dupriest F., Lai S., Behounek M., Pastusek P., Cutts C., Best B., Cook B., Bassarath W., Collins J., Kamyab M., Moore D., Pulpan E., Jeske A., Wilson J., Sheets J. *Standardization of Mechanical Specific Energy Equations and Nomenclature* // *SPE Drilling & Completion*. — 2023. — Vol. 38, No. 1. — P. 73–89. — DOI: 10.2118/208777-PA.

9. Pedregosa F. et al. Scikit-learn: Machine Learning in Python // Journal of Machine Learning Research. – 2011. – Vol. 12. – P. 2825–2830.

10.Arnaout A., O'Leary P., Esmael B., Thonhauser G. Distributed Recognition System for Drilling Events Detection and Classification // International Journal of Hybrid Intelligent Systems. – 2014. – Vol. 11, № 1. – P. 25–39. – DOI: 10.3233/HIS-130181.

11.Yin Q. Drilling Performance Improvement in Offshore Batch Wells Using ANN for Rig-State Classification // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 192. – Art. 107306. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107306.

12.Lea C., Flynn M.D., Vidal R., Reiter A., Hager G.D. Temporal Convolutional Networks for Action Segmentation and Detection // Proceedings of CVPR. – 2017. – P. 156–165.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРИБОРОВ КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ

С.Н. Парфенова[1], Е.П. Шабаев[2]

1 – к.х.н., доцент кафедры БНГС, 2 – магистрант кафедры БНГС

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: parfenova.samgtu@yandex.ru, shep1904@mail.ru

В статье проведен сравнительный анализ отечественных и импортных приборов каротажа в процессе бурения (LWD). Рассмотрены технологические особенности и эксплуатационные характеристики оборудования ведущих мировых производителей и российских разработок. Выявлены ключевые преимущества российского оборудования, определены основные направления для модернизации отечественных приборов, предложены практические решения по устранению технологических разрывов и повышению конкурентоспособности российских аналогов приборов каротажа во время бурения.

Ключевые слова: модернизация, улучшение, устранение, каротаж во время бурения, отечественный, российский, импортный, аналог.

Каротаж в процессе бурения - это технология геофизических исследований, применяемая при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Её ключевое преимущество заключается в возможности получать данные о свойствах горных пород и пластовых флюидах непосредственно в режиме реального времени - в процессе бурения. С помощью технологии каротажа во время бурения изучают литологический разрез, определяют коллекторские свойства пород и характеристики продуктивных пластов.

Мировой рынок технологий каротажа в процессе бурения исторически доминируется тремя крупнейшими сервисными компаниями: Schlumberger (TerraSphere, EcoScope), Halliburton (EarthStar, Stellar) и Baker Hughes (Trakk, Wave). Все это является высокоинтегрированными комплексами, обеспечивающими полный цикл измерений (гамма-каротаж, резистивиметрия, плотность, нейтронная пористость, акустика, инклинометрия) с передачей данных по высокоскоростной

телеметрии. Акцент делается на глубокие и азимутальные измерения для заблаговременного обнаружения границ пластов [1,2].

Российский рынок представлен как разработками советской школы, так и современными импортозамещающими комплексами. Часто используются не монолитные системы, а комбинации приборов от разных производителей. Примерами компаний, которые занимаются приборами каротажа являются следующие компании: АО «ВНИИГИС» (ИИК-21), АО «СевКавНИПИнефть» (КИН-21), ИПЦ «Геофит» (СИБ-Р), ООО НПФ «Горизонт» (ГК-LWD), АО «Башнефтегеофизика». При разработке приборов отечественного производства основной акцент пока делается на базовые и критически важные измерения: резистивиметрия (УЭС), гамма-каротаж (ГК) и инклинометрия. Многофункциональные приборы, аналогичные EcoScope или Stellar, объединяющие измерения плотности, пористости и резистивиметрии в одном модуле, находятся в стадии активной разработки и внедрения. В условиях санкций происходит активное замещение зарубежных комплексов отечественными аналогами, такими как КИН-21 и СИБ-Р [3].

У отечественных приборов каротажа во время бурения есть как собственные плюсы, так и некоторые минусы, которые делают их отличными от приборов иностранного производства.

Минусы:

1) Ограничения по глубине изучения породы.

Системы иностранного производства обеспечивают сверхглубокие (до 30+ метров) и азимутальные измерения, позволяя «заглянуть» вперед и по бокам от ствола. Российские аналоги (КИН-21, СИБ-Р) в основном предоставляют данные о породе непосредственно вокруг скважины [4,5].

2) Более низкое вертикальное и радиальное разрешение

Точность определения тонких пропластков и границ раздела пластов у современных зарубежных систем, как правило, выше.

3) Невысокая плотность данных

Несмотря на то, что по сопротивлению диапазоны схожи (0,1-2000 Ом*м), в других измерениях (например, плотность, пористость в сложных коллекторах) зарубежные приборы часто демонстрируют лучшую точность и стабильность.

4) Невысокая рабочая температура

Приборы, которые применяются в обычных и уже хорошо изученных условиях, работают стабильно, однако при работе с геотермальными скважинами или скважинами, где температура бурового раствора на забое достигает 150-175 °C, электроника может давать сбой и отказывать.

5) Проблема с программным обеспечением для геонавигации

Зарубежные компании предлагают мощные интегрированные программные комплексы (например, Petrel), где данные каротажа в реальном времени напрямую связываются с геологической моделью, позволяя проводить интерактивное 3D-моделирование и прогнозирование. Отечественное ПО зачастую уступает в функциональности, интеграции и удобстве пользователя. Требуется использовать дополнительные программы, каждая из которых отвечает исключительно за свою функцию (получение и обработка сигнала, корректировка и оформление каротажей, программирование прибора и скачивание информации с него после рейса, конвертеры) [6].

Плюсы:

1) Относительная низкая стоимость производства и обслуживания приборов

Отечественные приборы преимущественно состоят из отечественных элементов, где доля импортных элементов достаточно низкая. По этой причине производство и ремонт таких приборов происходит без проблем, а заказчику предпочтительнее получать тот же самый сервис, но за более низкую стоимостью.

2) Гибкость под требования заказчика

Зачастую приборы, которые были доставлены в Россию из других стран, являются не только дорогими в производстве и обслуживании, но и включают в себя сразу же несколько сервисов [7]. Зачастую часть сервисов не является востребованной для заказчика. По этой причине отечественное производство и работа с российскими компаниями идеально вписывается в работу с крупными компаниями, требования которых хорошо известны и не требуют обслуживание тех компонентов, за которые не платят.

3) Снижение логистических издержек

Производство и сервисные центры находятся на территории России, что ускоряет поставки, ремонт и техническую поддержку.

4) Отсутствие санкционных рисков

Это ключевое преимущество в текущих геополитических условиях. Отечественные приборы доступны для покупки и сервисного обслуживания, что гарантирует непрерывность буровых работ.

Таким образом, отечественные приборы каротажа во время бурения, такие как СИБ-Р, КИН-21 и ИИК-21, успешно справляются с базовыми задачами геонавигации и контроля траектории в стандартных условиях.

Однако для повышения их надежности, конкурентоспособности и эффективности в сложных геологических и технических условиях целесообразно реализовать следующие меры:

1) Рекомендуется заменить импортные сплавы на российские составы на основе олова и свинца, которые демонстрируют более высокую термостойкость и чистоту. Ранее использовавшиеся китайские аналоги часто содержали примеси (железо Fe, алюминий Al, оксиды металлов), что приводило к ухудшению смачиваемости и адгезии. Это являлось причиной дефекта «холодной» пайки - некачественного соединения, снижающего общую надежность электронных модулей прибора. Применение чистых отечественных сплавов позволит значительно повысить стойкость оборудования к термическим и вибрационным нагрузкам.

2) Необходимо разрабатывать собственные системы, которые позволяют работать в одной-двух программах, которые являются подходящим инструментов для получения, обработки и предоставления информации.

В качестве основы целесообразно использовать успешные отраслевые наработки:

а) интеграция с платформой «Цифровой керн» (ПАО «НК «Роснефть») - позволит сопоставлять данные каротажа с цифровыми модеми керна, что значительно повысит точность интерпретации коллекторских свойств и прогнозирования фильтрационно-емкостных характеристик пластов;

б) взаимодействие с Единой информационной системой управления строительством скважин (ПАО «Газпром») - обеспечит встраивание потоковых данных каротажа в

контур оперативного управления буровыми работами, создавая основу для автоматизированного корректирован.

3) Настоятельно рекомендуется добавить данные о вибрационных нагрузках (акселерометры) в перечень параметров, передаваемых на поверхность в режиме реального времени. В настоящее время информация от телеметрических элементов в КНБК часто не отражает реальных механических воздействий на измерительные модули приборов каротажа. Телеметрия может не подвергаться критическим вибрациям, в то время как прибор, расположенный ближе к долоту, может работать в экстремальном режиме. Обнаружить это повреждение возможно лишь постфактум, после подъема инструмента. Передача информации в реальном времени позволит оперативно корректировать режимы бурения для защиты дорогостоящего оборудования и предотвращения аварий.

Проведенный анализ свидетельствует, что отечественные приборы каротажа в процессе бурения обладают значительным потенциалом для успешного импортозамещения в стандартных условиях бурения.

Ключевыми конкурентными преимуществами российского оборудования являются:

- экономическая эффективность производства и обслуживания;
- адаптивность под специфические требования заказчиков;
- отсутствие санкционных ограничений;
- оптимизированная логистика.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М. Технологии геофизических исследований скважин. - М.: Недра, 2018. - 432 с.

2. Жданов М.А. Геонавигация и контроль траектории бурения. - СПб.: ООО «Недра-Плюс», 2020. - 298 с.

3. Петров А.В. Отечественное оборудование для каротажа в процессе бурения: состояние и перспективы // Геофизика. - 2022. - № 4. - С. 56-62. Проведен сравнительный анализ характеристик российских LWD-приборов.

4. Сидоров К.А. Импортозамещение в нефтегазовом машиностроении // Нефтяное хозяйство. - 2021. - № 7. - С. 34-39.

5. Технический каталог: Комплекс ИИК-21 / АО «ВНИИГИС». - М.: 2021. - 156 с.

6. Федоров И.Г. Современные тенденции развития LWD-технологий // Бурение и нефть. - 2023. - № 2. - С. 44-49.

7. Широков В.П. Автоматизация геофизических исследований. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. - 214 с.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРА ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИНЫ С УЧЁТОМ НАЧАЛЬНОГО НАПРЯЖЁННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

А.Ф. Мингалиев, А.А. Подъячев

Самарский государственный технический университет
г.Самара. Россия

Статья исследует проблему устойчивости стенок скважины, которая нарушается из-за изменения естественного напряжения в породе при бурении. Основным методом контроля является регулирование давления бурового раствора, однако даже его точный расчет не всегда предотвращает обрушения, вероятно, из-за ошибок в оценке геотектонических напряжений. На примере модельных расчетов также показано, как на устойчивость влияет пространственная ориентация ствола скважины.

Ключевые слова: устойчивость стенок скважины, бурение, заканчивание, контроль, обвал.

Сохранение устойчивости стенок скважины напрямую зависит от того, как процесс бурения изменяет естественное напряженное состояние породы. Поскольку горный массив изначально сжат неравномерно, а буровой раствор создает одинаковое давление по всему стволу, прежнее напряженное состояние неизбежно нарушается. Возникающая разница может быть настолько велика, что порода вокруг скважины достигает предела прочности (критерий Кулона-Мора), что запускает процесс необратимого трещинообразования.

Следовательно, для предотвращения разрушения необходимо рассчитать и поддерживать давление бурового раствора (ЭЦП) в строго определенных пределах, рис.1. Это давление является основным инструментом для защиты границ скважины — участков массива, наиболее склонных к потере устойчивости.

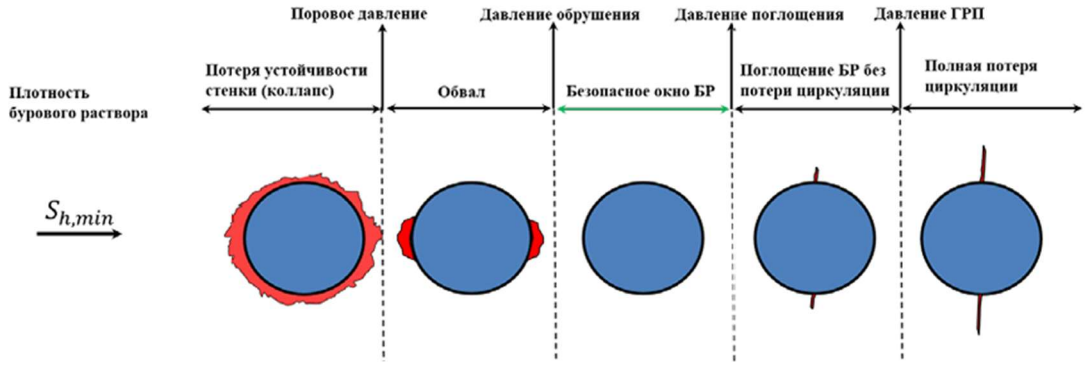


Рисунок 1 - Схемы структур разрушения для вертикального ствола скважины

Несмотря на тщательный подбор давления бурового раствора (ЭЦП), на некоторых интервалах сохраняется риск обрушения стенок. Наиболее критичной ситуацией является кольцевой обвал, приводящий к прихвату бурового инструмента. Частыми также являются локальные вывалы, которые возникают вопреки расчетным прогнозам. Предполагается, что их причиной служат погрешности в оценке

естественного поля напряжений, обусловленного сложным геотектоническим строением района.

На Рис. 2 проиллюстрирована сравнительная устойчивость скважин с разной пространственной ориентацией в зависимости от типа геодинамического режима. Для каждого режима были заданы модельные значения напряжений и порового давления на глубине 2500 м. Расчеты базировались на критерии Мора-Кулона, хотя применим и любой другой критерий разрушения. На диаграмме красным цветом выделены азимуты и углы наклона, требующие для поддержания устойчивости повышенной плотности раствора (относительно неустойчивые), а темно-синим — наиболее стабильные направления.

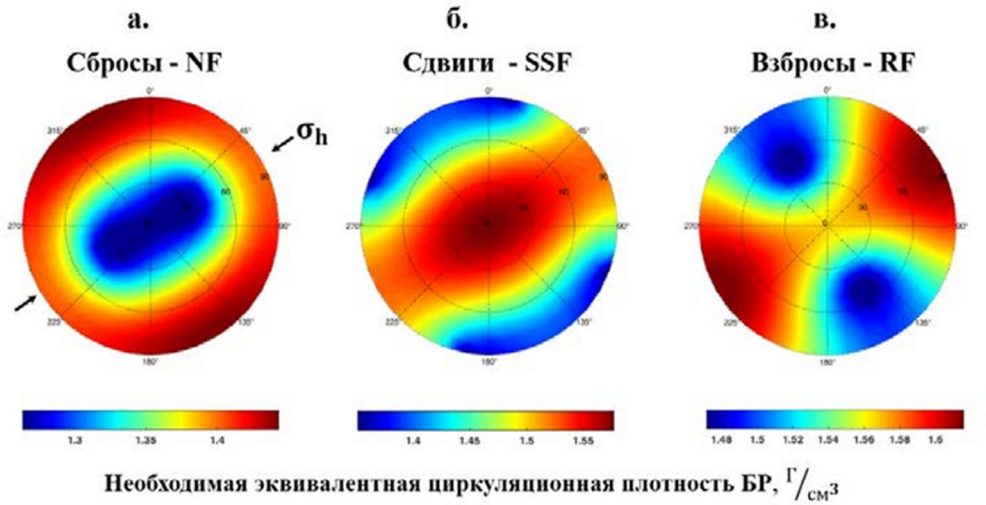


Рисунок 2 - Тенденция к началу обвала ствола скважины в скважинах различной ориентации: а - режим горизонтального растяжения (сбросы NF); б - режим горизонтального сдвига (сдвиги SS); в - режим горизонтального сжатия (взбросы RF)

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Алимжанов А.М. Пространственная осесимметричная устойчивость вертикальной скважины в массиве, содержащем слой с пониженными прочностными свойствами // Электрон. науч. журн. Уфа. Нефтегазовое дело. // 2008.

2. Гараванд А., Ребецкий Ю.Л. Методы геомеханики и тектонофизики в решении проблем устойчивости нефтяных скважин в процессе бурения // Пятая молодежная тектонофизическая школа-семинар. 2017. Москва, Россия

3. Гольдин С.В., Суворов В.Д., Макаров П.В., Стефанов Ю.П. Структура и напряженно-деформированное состояние литосферы Байкальской рифтовой зоны в модели гравитационной неустойчивости // 2006. 47(10): p. С 1094-1105.

4. Леонов Е.Г., Федин Д.С. Учёт эквивалентной циркуляционной плотности при построении совмещенного графика давлений для скважин с наклонными и горизонтальными участками ствола» НТЖ Вестник ассоциации буровых подрядчиков // 2013.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО НА ДЛИНУ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ЧАСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ С ГНКТ

Е.В. Ермолаев, П.А. Гаранин

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В статье исследуется влияние осевой нагрузки на долото на эффективность бурения, особенно при проходке горизонтальных участков. Показано, что увеличение нагрузки вызывает интенсивный изгиб ГНКТ, что приводит к росту сил трения и сокращает максимально достижимую длину ствола скважины. Установлена обратно пропорциональная зависимость между нагрузкой на долото и протяженностью горизонтального участка для ГНКТ различных диаметров. Результаты демонстрируют, что использование труб большего диаметра повышает устойчивость к изгибу и позволяет увеличить длину проходки. Подчеркивается необходимость комплексного подхода к оптимизации нагрузки, учитывающего как технологические требования к скорости бурения, так и предел устойчивости выбранного типоразмера ГНКТ.

Ключевые слова: осевая нагрузка на долото, изгиб ГНКТ, эффективность бурения, бурение, скважина.

Осевая нагрузка на долото — критически важный параметр, влияющий на результативность всех этапов бурения. Ее величина должна быть строго сбалансирована: дефицит давления снижает темп проходки, а избыток — провоцирует перегрев и преждевременное разрушение бурового инструмента.

Допустимые значения нагрузки напрямую зависят от конструкции долота. Инструменты, оснащенные алмазными (импрегнированные, TSP, PDC) или твердосплавными («Carbotec») элементами, способны воспринимать усилия до 12 кН. В отличие от них, долота типа Tungsten Carbide Insert Bits имеют существенно более низкий предел — всего 3 кН.

Особую роль нагрузка играет при бурении горизонтальных участков. Здесь ее увеличение, в отличие от вертикальных интервалов, вызывает интенсивный изгиб гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ), сокращая максимально достижимую длину ствола. Этот эффект объясняется ростом силы трения, обусловленной увеличением общего веса колонны. Для количественной оценки данной зависимости построен график, связывающий величину нагрузки на долото (F_0) с предельным горизонтальным расстоянием (x).

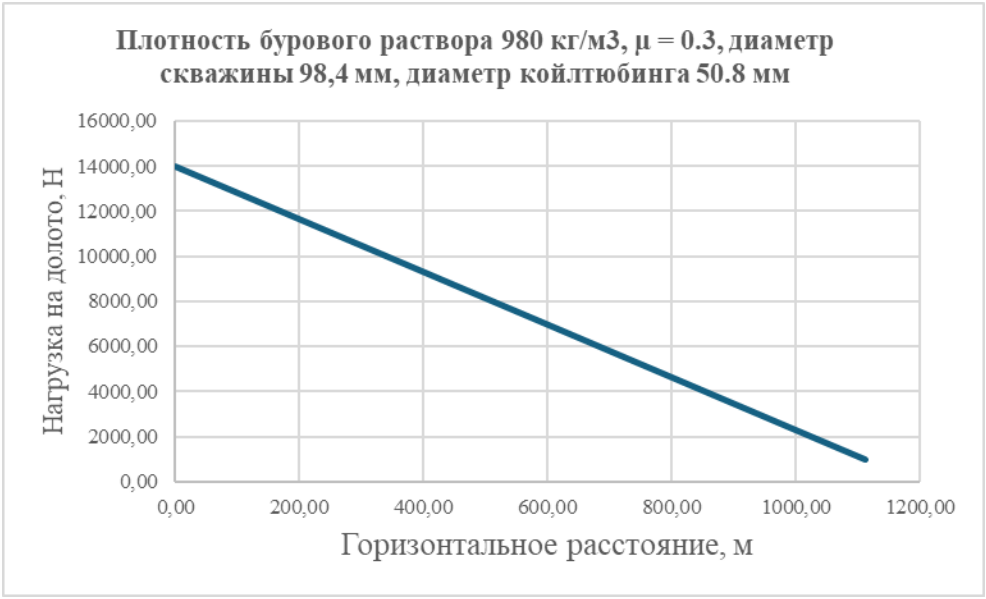


Рисунок 5 - График зависимости горизонтального расстояния от нагрузки на долото для заданной осевой нагрузки

Для заданных типоразмеров ГНКТ и параметров ствола была установлена критическая величина осевого усилия, обеспечивающая прямолинейное состояние трубы и остающаяся неизменной независимо от нагрузки на долото.

Результаты расчетов выявили линейную зависимость с отрицательным угловым коэффициентом. Данная закономерность подтверждает, что максимальная длина горизонтального участка обратно пропорциональна нагрузке на долото. Например, при усилии в 2 кН возможно достижение горизонтальной протяженности приблизительно в 1000 метров.

Снижение доступной длины ствола при росте нагрузки объясняется увеличением сил трения, которые сокращают долю полезного усилия, передаваемого на поступательное движение колонны.

На следующем этапе исследование было углублено анализом труб различных диаметров. Для каждого из них фиксировалось осевое усилие, соответствующее началу синусоидального изгиба, при постоянном диаметре скважины (98.4 мм). Методика заключалась в ступенчатом увеличении нагрузки на долото с последующим определением предельного горизонтальной протяжённости для каждого случая.

Для каждого размера гибкой трубы были построены графики, также характеризующиеся отрицательным наклоном, что подтверждает выявленную ранее закономерность. Согласно результатам:

- ГНКТ с наружным диаметром 25,4 мм не смогла превысить горизонтальное расстояние 300 м без возникновения изгиба.
- ГНКТ диаметром 31,8 мм обеспечивала проходку до 700 м при нагрузке 1000 Н, а при нагрузке 3000 Н — не более 250 м.
- ГНКТ с внешним диаметром 38,1 мм достигала 1000 м при 1000 Н, однако при максимальной нагрузке 6000 Н максимальная проходка снижалась до около 140 м.

Более крупные трубы, диаметром 44,5 мм, 50,8 мм и 60,3 мм, позволяли достичь горизонтальных расстояний 1300 м, 1700 м и 2400 м соответственно при нагрузке 1000 Н. При увеличении нагрузки до 9000 Н эти значения снижались до 180 м, 700 м и 1500 м соответственно.

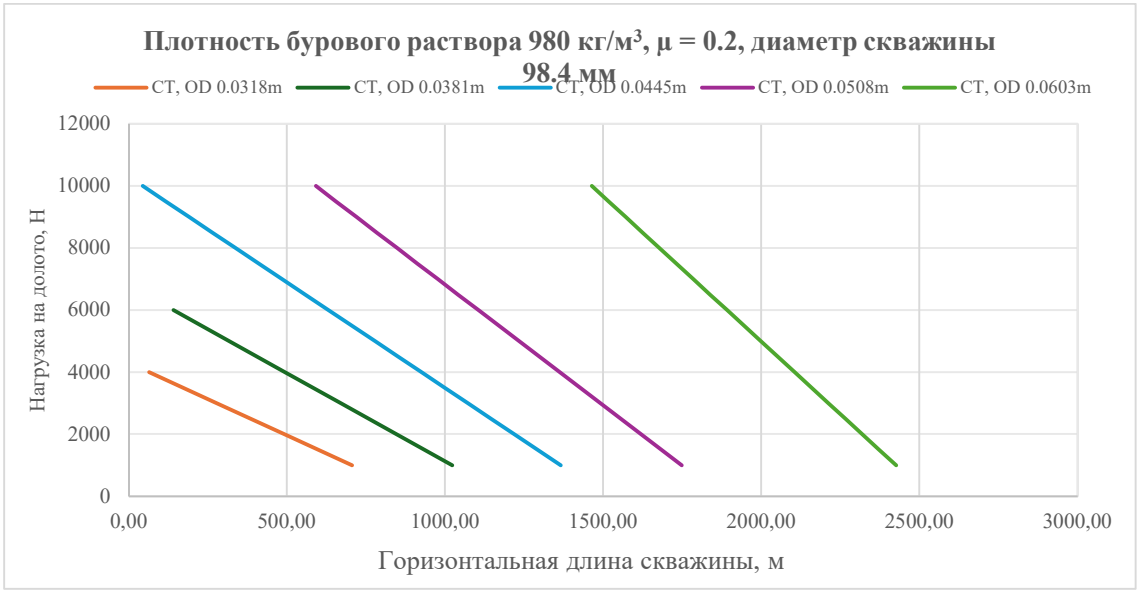


Рисунок 6 - Максимальное горизонтальное расстояние при различных нагрузках на долото для различных размеров гибких труб

Использование ГНКТ большего диаметра позволяет увеличить длину горизонтального участка благодаря их повышенной жесткости и устойчивости к продольному изгибу. Это полностью соответствует теоретической зависимости критической нагрузки гибкой трубы от ее геометрических параметров.

Таким образом, оптимизация нагрузки на долото требует комплексного подхода: величина усилия не должна превышать порог устойчивости для выбранного типоразмера ГНКТ и при этом должна находиться в технологическом диапазоне, обеспечивающем высокую скорость бурения без преждевременного износа инструмента. Достижение этого баланса — критически важное условие для максимизации длины горизонтального ствола и общей эффективности процесса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wu, Jiang and Juvkam-Wold, H.C., 1993: "Drilling and Completing Horizontal Wells with Coiled Tubing," SPE 26336, paper presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Houston, Texas, October 3-6.

2. Tim Summers, Henrik Aslak Larsen, Mark Redway, Gardiner Hill, SPE-28558-PA The Use of Coiled Tubing During the Wytch Farm Extended Reach Drilling Project.

3. Груздилович, Л. Нефтегазовый сервис в меняющемся мире // Время колтюбинга. – 2011. – № 6 (38). С. 10–12.

4. Кустышев, А. В. Колтюбинговые технологии для ремонта скважин с аномально низким пластовым давлением / А. В. Кустышев [и др.] // Газовая промышленность. – 2011. – № 5. С. 51–55.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИБОРОВ КАРОТАЖА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Е.П. Шабаев[1], С.Н. Парфенова[2]

1 – магистрант кафедры БНГС, 2 – к.х.н., доцент кафедры БНГС

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: parfenova.samgtu@yandex.ru, shep1904@mail.ru

В статье рассматривается критическая роль технологий каротажа во время бурения для успешной реализации проектов строительства горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Особое внимание уделено важности непрерывного мониторинга при работе в сложных геологических условиях, включая тонкие продуктивные пласты, ограниченные газовой шапкой или подошвенной водой. Проведен детальный сравнительный анализ технических характеристик современных отечественных резистивиметров - СИБ-Р производства ИПЦ «Геофит», а также аналогов ИИК-21 и КИН-21.

Ключевые слова: каротаж во время бурения, сопротивление, горная порода, измерения, отечественный, скважина, горизонтальный, наклонно-направленный.

Строительство горизонтальных скважин - это ключевая составляющая в нефтегазовой отрасли, направленная на повышение объемов добычи и общей эффективности освоения месторождений [1]. Особенно критичным является контроль за траекторией бурения на горизонтальном участке, что особенно важно при работе в пределах тонких продуктивных пластов, ограниченных газовой шапкой или водоносным пластом. Сам процесс бурения таких скважин отличается сложностью и состоит из множества этапов, что обуславливает необходимость тщательного проектирования и непрерывного мониторинга [2].

Ключевым элементом обеспечения точности геонавигации является каротаж во время бурения.

Эта технология предоставляет высокочастотный поток данных о литологии, насыщенности и коллекторских свойствах пласта непосредственно в процессе углубления скважины [3]. Таким образом, инженеры получают возможность в реальном времени корректировать траекторию, обеспечивая максимальный контакт с продуктивной зоной и оперативно реагируя на изменения геологического разреза.

К измерениям каротажа во время бурения можно отнести:

- плотность и фотоэффект;
- кавернометрия (размыв ствола скважины);
- естественное гамма-излучение;
- нейтронная пористость;
- удельное сопротивление горной породы [4].

Отечественными компаниями, которые занимаются разработкой и внедрением в производство приборов каротажа во время бурения являются АО «Башнефтегеофизика», АО «Пермнефтемашремонт», ООО НПФ «Горизонт», ИПЦ «Геофит» и прочие. Стоит рассмотреть прибор каротажа во время бурения от компании «Геофит» - СИБ-Р.

На рисунке 1 представлен прибор СИБ-Р.

Рис. 1 - Прибор СИБ-Р

СИБ-Р – прибор резистивиметрии (индукционный каротаж), забойного давления и забойной температуры во время бурения.

Прибор обеспечивает проведение ГИС в наклонных и горизонтальных скважинах нефтяных и газовых месторождений диаметром от 144 до 320 мм, заполненных промывочной жидкостью, как в режиме реального времени во время бурения с передачей данных по телеметрии, так и из памяти прибора.

Измерения УЭС: 3-зондовый продольный индукционный каротаж на частотах 400 и 1800 кГц, с квазисимметричными компенсированными зондами 16, 22 и 34 дюйма по сдвигу фаз и по затуханию. Также доступно измерение затрубного давления и измерение собственных технологических параметров (угол наклона прибора, температура, амплитуда ударных воздействий, напряжения питания, токи потребления, времена наработки).

Стоит рассмотреть СИБ-Р относительно других применяемых приборов на месторождениях Западной и Восточной Сибири отечественного производства по техническим показателям. Данное сравнение представлено в таблице 1.

Таблица 1 - Сравнительная таблица параметров резистивиметров отечественного производства

Параметр	СИБ-Р	ИИК-21	КИН-21
Рабочие частоты	400 кГц, 1800 кГц	200 кГц, 400 кГц, 2 МГц	125 кГц, 500 кГц, 2 МГц
Диапазон измерений	0,1 - 2000 Ом*м	0,2 - 1000 Ом*м	0,1-2000 Ом*м
Погрешность измерения	±2-3%	±3-5%	±2-3%
Глубина исследования	400-1650 мм	300-1500 мм	400-1700 мм
Вертикально разрешение	300-2100 мм	400-2000 мм	300-2000 мм

Исходя из данных представленных выше, можно сделать следующие выводы:

- СИБ-Р использует высокую частоту (1800 кГц) для фазового сдвига, что обычно обеспечивает лучшее вертикальное разрешение на ближних зондах;
- ИИК-21 и КИН-21 охватывают более широкий спектр частот, включая низкие (125-200 кГц), что улучшает работу в средах с высоким сопротивлением (упругих коллекторах) и обеспечивает большую глубину исследования [5,6];

- СИБ-Р и КИН-21 демонстрируют схожие и высокие показатели по диапазону (до 2000 Ом*м) и погрешности (+2-3%), что ставит их в один класс точности;
- ИИК-21 имеет несколько более узкий диапазон и чуть меньшую точность, что характерно для приборов предыдущего поколения.

На основе предоставленных данных СИБ-Р является современным и высокоточным прибором, чьи характеристики напрямую конкурируют с одним из передовых российских комплексов - КИН-21. ИИК-21 представляет собой надежное, но несколько устаревшее решение.

Таким образом, каротаж во время бурения является критически важной технологией для обеспечения точной геонавигации в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах [7,8]. Сравнение отечественных приборов, таких как СИБ-Р, ИИК-21 и КИН-21, показывает, что современные российские разработки, в частности СИБ-Р и КИН-21, обладают конкурентоспособными характеристиками (высокая точность, широкий диапазон измерений сопротивления) и способны эффективно решать задачи по контролю траектории и определению свойств горных пород в реальном времени, что соответствует требованиям сложных геологических условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневский А.М. Геофизические исследования и работы в скважинах. - М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. - 711 с.
2. Жданов М.А., Табаков В.П. Геонавигация при строительстве горизонтальных скважин. - СПб.: Недра, 2017. - 255 с.
3. Петров А.И., Сидоров В.П. Сравнительный анализ отечественных систем каротажа в процессе бурения для геонавигации в тонких пластах // Геофизика. - 2021. - № 3(75). - С. 45-52.
4. Козлов Е.Н., Фролов С.А. Опыт применения комплекса СИБ-Р для решения задач геонавигации на месторождениях Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2022. - № 5. - С. 60-68.
5. Каротаж в процессе бурения (LWD). Комплекс ИИК-21: Техническое описание и инструкция по эксплуатации. - М.: АО «ВНИИГИС», 2018. - 180 с.
6. Комплекс исследований направленных КИН-21: Руководство по эксплуатации. - Грозный: АО «СевКавНИПИнефть», 2020. - 165 с.
7. Лебедев А.С., Михеев В.В. Развитие отечественной аппаратуры для ГИС в процессе бурения: от ИИК-21 к перспективным комплексам // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2019. - № 4(40). - С. 78-85.
8. Епифанов Н.Н. Инженерная геофизика: методы и аппаратура для ГИС в процессе бурения. - Томск: Изд-во ТПУ, 2018. - 224 с.

ПРИМЕНЕНИЕ НАНОЧАСТИЦ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

М.А. Галстян, С.Н. Парфенова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: parfenova.samgtu@yandex.ru

В условиях быстрого развития мировой экономики возрастает спрос на нефть и газ, что делает нефтегазовый сектор одним из ключевых направлений промышленности. Одной из важнейших задач в этой отрасли является оптимизация буровых растворов для повышения эффективности бурения, снижения затрат и обеспечения стабильности процессов. В последние годы особое внимание уделяется использованию наночастиц благодаря их уникальным свойствам, таким как высокая удельная поверхность, адсорбционная способность и теплопроводность. Исследования показывают, что внедрение наночастиц в состав буровых растворов способствует улучшению их реологических характеристик, повышению стабильности при высоких температурах и давлениях, а также снижению фильтрационных потерь. В частности, эксперименты с гидрофильными наночастицами кремния, оксидами алюминия, железа, графеном и наночастицами на основе MnO_2 и Au/SiO_2 подтверждают положительное влияние на вязкость, предел текучести, пластичность и прочие параметры растворов. Эффективность повышения свойств зависит от типа наночастиц, их размера и концентрации, а также условий эксплуатации. Перспективы использования нанотехнологий в буровых растворах открывают новые возможности для повышения эффективности, надежности и экономичности бурения, что требует дальнейших исследований и разработки новых материалов

Ключевые слова: буровые растворы, наночастицы, реологические свойства, стабильность, нанотехнологии, эффективность бурения, высокая температура, наноматериалы.

Быстро растущая мировая экономика остается основной причиной увеличивающегося спроса на нефть и газ для удовлетворения их чрезмерных энергетических потребностей, что делает нефтегазовый сектор одним из важнейших секторов промышленности [1]. Одной из ключевых областей применения является изменение буровых растворов с целью улучшения их реологических свойств. Буровые растворы играют важную роль в процессе бурения, обеспечивая охлаждение и смазку, а также вынос шлама на поверхность. Оптимизация их характеристик может значительно повысить эффективность бурения и снизить затраты.

Наночастицы благодаря своим исключительным свойствам, таким как высокая удельная площадь поверхности, сильный адсорбционный потенциал и отличная теплопроводность, обладают значительным потенциалом для повышения эффективности и производительности процессов бурения, с помощью них улучшить механические, термические и физико-химические характеристики буровых растворов, снижение сопротивления и тд [2]. Успех буровых работ в значительной степени зависит от характеристик бурового раствора. Эти растворы отвечают за вынос бурового шлама на поверхность и поддержание гидростатического давления в стволе скважины. Эти характеристики в основном зависят от реологических параметров, которые обеспечивают эффективность любых буровых работ [3].

Во многих исследованиях, посвященных воздействию наночастиц на вязкость и реологические характеристики буровых растворов, подчеркивается, что добавление нанодобавок приводит к заметному увеличению вязкости и изменению их реологических свойств. В работе [4] в качестве нанодобавок в буровые растворы использовались гидрофильные наночастицы кремния и оксидов алюминия в концентрациях от 0,25 до 3 % по массе. Средний размер наночастиц варьировался в пределах от 10 до 151 нм, а температура буровых растворов изменялась от 25 до 80 °C. Результаты экспериментов продемонстрировали, что введение наночастиц в состав буровых растворов приводит к значительным изменениям их реологических свойств в зависимости от температуры. В частности, было установлено, что с повышением температуры наблюдается увеличение предела текучести и индекса консистенции буровых растворов с наночастицами, в то время как индекс реологических свойств снижался. Стоит отметить, что это поведение зависит от размера наночастиц: с увеличением их размера усиливается влияние на температурную зависимость вязкости буровых растворов. В общем, добавление наночастиц способствует более стабильной вязкости бурового раствора при изменении температуры, что представляет собой важный аспект для их практического применения [5].

Так же, значительное улучшение реологических свойств наблюдалось у наночастиц, в частности, при добавлении оксида железа, сохранилась стабильность буровых растворов в условиях сверхвысоких температур и давлении, что обеспечивало стабильный реологический профиль. Полученные данные продемонстрировали, что с увеличением концентрации наночастиц Fe_2O_3 в водном растворе наблюдается рост предела текучести и вязкости. А при покрытии наночастиц оксида железа оксидом кремния [6] эффективность повысилась, что позволило поддерживать реологические свойства в желаемых пределах.

В экспериментальном исследовании [7], в ходе которого в буровой раствор на водной основе были добавлены графен, оксид графена и наночастицы Au/SiO_2, было установлено, что все добавленные наноматериалы оказывают положительное влияние. Обнаружено, что графен сильнее влияет на предел текучести, оксид графена сильнее влияет на пластичность и кажущуюся вязкость, а наночастицы Au/ SiO_2 сильнее влияют на прочность геля и потери при фильтрации.

Наночастицы на основе α-MnO_2 в научной статье [8] показали, что они способны улучшать реологические свойства раствора даже при самой низкой концентрации 0,01% по массе, а увеличение концентрации ещё больше улучшает свойства, а наличие на поверхности глинистых корок герметизирует трещины на их поверхности и тем самым снижает потери при фильтрации. Так же состав показал улучшенную электропроводность, что полезно при каротаже с использованием бурового раствора.

Таким образом, использование наночастиц в буровых растворах представляет собой перспективное направление для повышения их эффективности и стабильности. Дальнейшие исследования в этой области могут привести к созданию новых материалов, способных значительно улучшить процессы бурения и снизить операционные затраты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Roy A., Kabra D., Pareek G., Kumari K., Kashyap P.P., Naik S., Chadha U., Selvaraj S.K. A review of nanomaterials and their applications in oil & petroleum industries // Nano Express. – 2023. – №2. – С. 1–13.
2. Gokapai V., Pothana P., Ling K. Nanoparticles in Drilling Fluids: A Review of Types, Mechanisms, Applications, and Future Prospects // Eng. – 2024. – №4. – С. 2462–2495.
3. Lalji, S. M., Ali, S. I., Lashari, Z. A. Synthesized silica-coated iron oxide nanoparticles and its application as rheology modifier in water-based drilling fluid // Chemical Papers. — 2024. — Vol. 78. — P. 3355–3365.
4. Минаков А. В., Пряжников М. И., Михиенкова Е. И., Вороненкова Ю. О. Systematic experimental study of the temperature dependence of viscosity and rheological behavior of water-based drilling fluids with nano-additives // Petroleum. — 2023. — № 9 (4) — P. 534–544.
5. Лысакова Е.И. Влияние добавок наночастиц на течения буровых растворов: автореф. дис. канд. хим. наук: 1.1.9. — Красноярск, 2022. — 24 с.
6. Lalji, S. M., Ali, S. I., Lashari, Z. A. Synthesized silica-coated iron oxide nanoparticles and its application as rheology modifier in water-based drilling fluid // Chem. Pap. — 2024. — Vol. 78. — P. 3355–3365. — DOI: 10.1007/s11696-024-03317-5.
7. Özkan A., Tiknas S., Özkan V An Innovative Experimental Study on Improving the Rheological Properties of Na-Bentonite Water Based Drilling Muds using Graphene, Graphene Oxide and Graphene Oxide Functionalized with Gold Nanoparticles // ECS Journal of Solid State Science and Technology. - 2022. - №8— DOI: 10.1149/2162-8777/ac83ef.
8. Srivastava V., Beg M., Sharma S., Choubey A.K. Application of manganese oxide nanoparticles synthesized via green route for improved performance of water-based drilling fluids // Applied Nanoscience. - 2021. - №11. - С. 2247–2260.

СОЗДАНИЕ КОНЦЕПЦИИ НОВОГО НАДДОЛОТНОГО МОДУЛЯ

С.А. Лукьянов, Г.А. Мартынов, М.Е. Коваль

СамГТУ
Самара, Россия

Аннотация. В современном бурении отсутствие точных данных о пластах создаёт большое количество проблем. Подробнее об этих проблемах можно прочесть в статье Шакрамова М.С.,Календаровой Л.Р и Овезова Б.А «Наддолотный модуль телесистемы» [1]. В качестве решения проблемы предлагается новая концепция НДМ с интеграцией в модуль автономного элемента питания.

Ключевые слова: НДМ, генератор, датчик, наддолотный модуль

Актуальность

Основная проблема при бурении с винтовым забойным двигателем — это непромер – интервал 12-14м между долотом и телесистемой, который в свою очередь не дает своевременно скорректировать направление бурения ствола скважины [3]. С помощью установленного над долотом устройства, можно будет решить ряд проблем. Основная функция устройства — сбор данных: зенитный угол и естественный гамма-

фон породы, в режиме реального времени во время бурения. Для передачи данных на забойную телеметрическую систему (далее ЗТС) используется высокоскоростной электромагнитный канал, ЗТС же в свою очередь передает пакет данных на поверхность по гидравлическому или электромагнитному каналу связи. Целью данной работы является обоснование концепции и создание принципиально нового наддолотного модуля.

Энергетическая независимость и размеры

В настоящее время на рынке уже существуют наддолотные модули. Их существенным недостатком является зависимость от литиевых элементов питания, что создает повышенный риск взрывоопасности в условиях высоких температур и вибрационных нагрузок, а также ограниченное время работы. Наша разработка решает эту проблему за счёт применения встроенного вибрационного генератора. Генератор вырабатывает энергию преобразуя энергию деформации пьезокерамической пластины [2] (в нашем случае источником деформации является вибрационная нагрузка, возникающая при бурении) в электроэнергию, обеспечивая модулю полную энергетическую автономность и увеличивая время работы без обслуживания.

Кроме того, сокращены габариты устройства. Если длина существующих аналогов составляет около 0.5 метра, то предлагаемая конструкция модуля имеет компактный размер около 0.2м. Таким образом, устройство лишь минимально увеличивает изламывающую нагрузку на шпиндель винтового забойного двигателя.

Наша разработка

Данный наддолотный модуль (далее НДМ) работает по следующему принципу: при помощи датчиков MEMS определяется отклонение долота от вертикали (зенитный угол) и гамма модуля MGS улавливается информация о естественной радиоактивности в горных породах, а затем, по электромагнитному каналу передаёт всю полученную информацию в ЗТС.

Датчик MEMS, в отличие от других акселерометров, обладает высокой ударопрочностью и виброустойчивостью, а также обладает меньшим энергопотреблением, по сравнению со своими конкурентами, а именно 5 В и 30 мА. [4] Для устройства был выбран трёхосевой акселерометр 183A02 *из-за его высокой, по сравнению с аналоговыми акселерометрами, чувствительности***.**

Рис.1 трёхосевой акселерометр MEMS

Датчик MGS был выбран за счет его требований к напряжению ~3 В и 1,2 мА, а также его диапазона измерений в 1000 API.

Генератор же был подобран исходя из требуемой мощности. В связи с конструкцией, он может быть установлен как непосредственно в корпусе устройства, так и на сам ВЗД. Приблизительные габариты генератора 60х60х20 мм, такой генератор способен выдавать достаточное количество энергии, чтобы обеспечивать бесперебойную работу устройства.

Также, в НДМ предусмотрен ионистор, который будет накапливать энергию от генератора, а затем передавать её для кратковременной работы датчиков во время отсутствия вращения. Оптимальная емкость ионистора ~0.4 Ф, номинальное напряжение 12 В. Наиболее подходящим решением будет ионистор от Maxwell (BCAP0003 P270 x01). Он обладает небольшими габаритами Ø16х30 мм.

Рис.2 предлагаемый ионистор

Таким образом, наша конструкция существенно отличается от существующих аналогов двумя ключевыми особенностями: автономным энергоснабжением и компактностью.

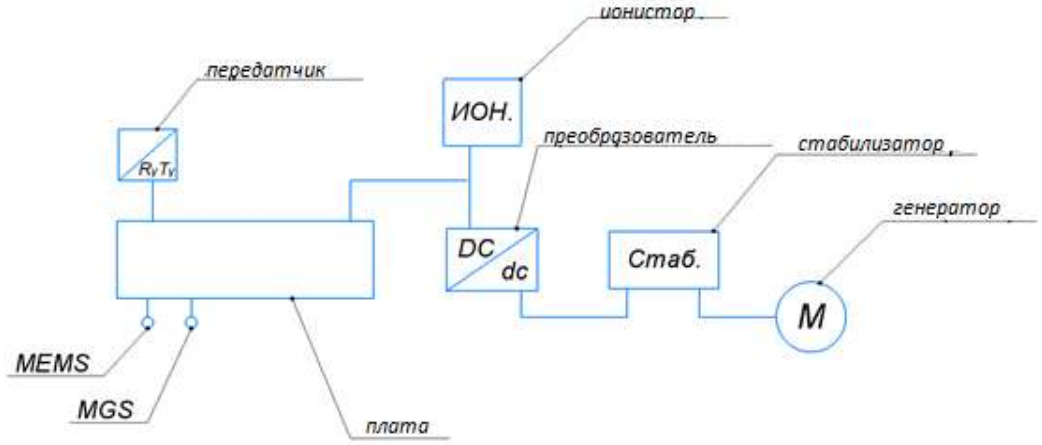


Рис.3 упрощенная схема электроцепи

Конструкция и принцип работы

НДМ выполнен в виде переводника. Корпус модуля имеет центральное промывочное отверстие для циркуляции бурового раствора. На внешней стороне корпуса размещён центральный электрод, который изолирован от самого корпуса специальными изоляторами.

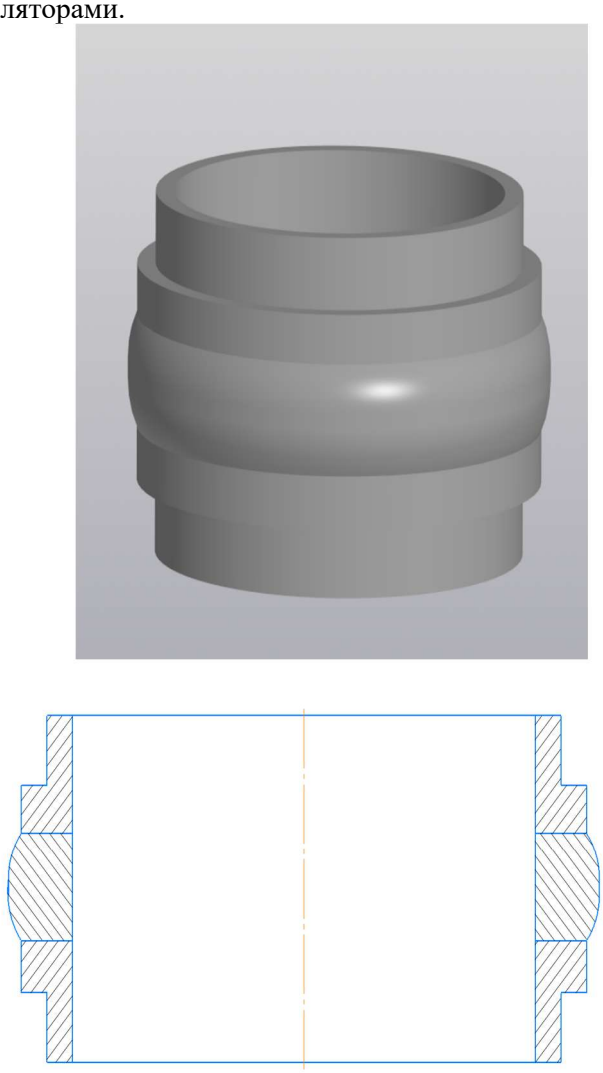


Рис.4 корпус НДМ

Внутри специальных герметичных полостей (выемок), защищённых от агрессивной скважинной среды уплотнительными элементами, размещены все электронные компоненты:

- Акселерометр, фиксирующий отклонение от вертикали (зенитный угол). [4]
- Модуль, измеряющий естественный гамма-фон породы.
- Контроллер, управляющий сбором данных, их обработкой и подготовкой к отправке.
- Передающее устройство: Формирует электромагнитный сигнал и передаёт его на центральный электрод (диполь).

- Стабилизатор напряжения: Обеспечивает стабильное электропитание всех систем модуля.

Вместо литиевых батарей, используемых в аналогичных модулях, данный НДМ оснащён компактным вибрационным генератором. Генератор преобразует кинетическую энергию в электрическую следующим образом: при деформации элементов, возникает разность потенциалов. [2] В верхней части модуля расположен герметичный разъем для программирования и калибровки, через него проводится начальная настройка контроллера и калибровка акселерометра для определения положения НДМ в пространстве. Также, в качестве электромагнитного разделителя, в корпус НДМ было встроено кольцо из полиэфирэфиркетона. Данный материал обладает хорошими диэлектрическими свойствами и обладает высокой прочностью, а также высокой термостойкостью (способен длительное время выдерживать температуру до 250^{o}C).

Для передачи пакета данных на ЗТС, в материнскую телесистему, в будущем, в конструкцию самой ЗТС планируется интегрировать низкочастотный bluetooth приёмник, который будет получать скомпонованную информацию от передающего устройства

Вывод

Представленная разработка предлагает новую конструкцию, решающую основные проблемы наддолотных модулей: зависимость от сменных литиевых элементов питания и размеры. Использование встроенного генератора позволит создать устройство с почти неограниченным энергетическим ресурсом и более высоким уровнем взрывобезопасности, а также снижает стоимость и периодичность обслуживания прибора, а существенное сокращение длины позволит приблизить точку замера к забою.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шакрамов М.С.,Календарова Л.Р.,Овезов Б.А., Наддолотный модуль телесистемы, Материалы IX международной научной конференции молодых учёных «МОЛОДЫЕ - НАУКАМ О ЗЕМЛЕ» том 4 Москва, 23 октября 2020 года с.188-190

2. Молибоженко К.В. применение пьезогенераторов в учебных корпусах университета. СОВРЕМЕННАЯ НАУКА: ПРОБЛЕМЫ, ИДЕИ, ТЕНДЕНЦИИ Прага, Чехия, 18 февраля 2021 года. с.102-106

3. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Разработка технологии строительства горизонтальной скважины, обеспечивающей проектный набор параметров азимута и зенитного угла. Использование преимуществ различных типов забойных телесистем, комбинирование их элементов при строительстве скважин, НТЖ «Нефть. Газ. Новации», №10 с. 50-54, 2018.

4. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя, Сборник докладов «Рассохинские чтения 2022» Ухта, 3-4 февраля 2022 года. с.550-554 (РИНЦ)

УДК 622.24

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОДБОРА КОМПОНЕНТОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

А.В. Селихметьев

Научный руководитель – доцент, к.х.н. Парфенова С.Н.

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: selihmetevandrej@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены современные методы подходы к подбору компонентов буровых растворов, обеспечивающих устойчивость ствола скважины, предупреждение осложнений и повышение эффективности буровых работ. Проведён анализ отечественных и зарубежных исследований, посвящённых совершенствованию состава буровых растворов, регулированию их реологических свойств и внедрению интеллектуальных систем в процесс проектирования буровых жидкостей. Особое внимание уделено применению методов машинного обучения и искусственных нейронных сетей, позволяющих прогнозировать параметры бурового раствора и оптимизировать подбор реагентов с учётом геолого-технологических условий бурения. Отмечена тенденция перехода отрасли от эмпирического подбора рецептур к интеллектуализированным системам принятия решений, что открывает возможности для создания адаптивных алгоритмов управления промывочными жидкостями.

Ключевые слова: Буровой раствор, искусственный интеллект, машинное обучение, реологические свойства.

Современное бурение нефтяных и газовых скважин требует комплексного подхода к обеспечению устойчивости ствола, предупреждению осложнений и повышению производительности процессов. Одним из наиболее значимых факторов, влияющих на качество проводки скважин, остаётся состав бурового раствора, выполняющего функции охлаждения и смазки инструмента, выноса шлама, стабилизации стенок и предотвращения поглощений. От правильного подбора компонентов раствора во многом зависят как технико-экономические показатели строительства, так и безаварийность бурения.

Традиционно подбор состава бурового раствора основывался на эмпирических данных, результатах лабораторных исследований и инженерном опыте. Однако развитие технологий бурения, усложнение геолого-технических условий и рост требований к экологической безопасности привели к необходимости применения научно обоснованных методов оптимизации состава буровых растворов. Современная тенденция заключается в комплексном подходе, сочетающем подбор химических реагентов, регулирование реологических свойств и использование цифровых технологий для анализа рисков бурения [1].

Совершенствование рецептур буровых растворов направлено прежде всего на предупреждение осложнений — таких, как поглощения, осыпи, обвалы и дифференциальные прихваты. Применение кольматационных материалов нового

поколения (BIT-Plug, CAVE-BLOCK™, Ultra-Block и др.) позволяет минимизировать потери промывочной жидкости, повысить устойчивость стенок скважины и сократить непроизводительное время. Важным направлением является регулирование реологических свойств раствора, где используются реагенты, снижающие вязкость и фильтрацию (например, ФХЛС-2М, разработанный в УГНТУ [1]). Одновременно большое внимание уделяется повышению антифрикционных характеристик и смазывающих свойств систем, что особенно актуально при бурении наклонно-направленных и горизонтальных участков.

В последние годы отечественная нефтегазовая отрасль активно внедряет цифровые инструменты, позволяющие моделировать поведение бурового раствора и прогнозировать возможные осложнения. Примером является программный комплекс «РН-СИГМА», разработанный специалистами ПАО «НК „Роснефть“», который позволяет строить геомеханические модели устойчивости ствола, оценивать риски поглощений и подбирать оптимальную плотность раствора. Внедрение таких систем отражает переход от статического управления параметрами бурового раствора к динамическому, основанному на обработке больших массивов данных и математическом моделировании.

На фоне развития цифровых технологий особое значение приобретает использование методов искусственного интеллекта для прогнозирования и подбора компонентов буровых растворов. Это направление формирует новый этап в технологии бурения — переход от традиционных эмпирических подходов к интеллектуализированным моделям, способным учитывать взаимосвязь множества параметров бурового процесса.

На фоне рассмотренных классических методов подбора и оптимизации состава бурового раствора особое внимание заслуживает применение методов искусственного интеллекта (ИИ) и машинного обучения, которое становится ключевым направлением развития технологии буровых растворов.

Рассмотрены примеры внедрения современных цифровых решений:

С помощью искусственных нейронных сетей (ANN) удалось разработать корреляции для прогноза реологических параметров высокомонтмориллонитового бурового раствора (High-Bentonite Drilling Fluid) — например, учитывая данные плотности раствора и вязкости в воронке Марша́ (Marsh funnel), удалось с высокой точностью предсказывать показатели пластической вязкости и др. [2];

В работе, опубликованной через PMC, продемонстрировано применение моделей машинного обучения для предсказания реологических характеристик синтетического масляного бурового раствора с плоской реологией (flat-rheology oil-based mud): использовались два входных параметра (плотность раствора и визкозиметр Marsh funnel) и были обучены отдельные модели для пластической вязкости, аппретированной вязкости, параметра текучести и прочее [4];

Интеграция гидравлических моделей и систем оптимизации в реальном времени, подкрепляемая методами машинного обучения и ИИ, позволяет динамически управлять свойствами бурового раствора прямо во время бурения (например, изменять плотность, состав реагентов) с целью повышения устойчивости ствола или предупреждения осложнений [3].

На российском уровне уже разработана нейросетевая модель прогнозирования реологических параметров водных буровых растворов на основе данных о температуре, плотности и концентрации утяжелителя. Результаты показали

повышение точности прогнозирования на 18 % по сравнению с линейной регрессией и возможность практического применения разработанного алгоритма в системах инженерного сопровождения бурения [5].

Преимущества и особенности применения ИИ в подборе компонентов бурового раствора:

- Возможность обработки большого количества параметров и выявления нелинейных взаимосвязей между составом бурового раствора (различные реагенты, концентрации, плотность, доли твердых, температура, давление) и требуемыми свойствами (вязкость, фильтрация, устойчивость стенок);
- Сокращение времени и затрат на лабораторные эксперименты: модели машинного обучения позволяют с меньшей затратой получить прогнозы, чем полное лабораторное тестирование;
- Возможность интеграции в систему бурения в реальном времени: благодаря сенсорам, телеметрии и цифровым двойникам можно корректировать состав бурового раствора «на лету»;
- Улучшенная точность прогнозов: как показывают исследования, коэффициенты корреляции моделей ИИ часто превышают 0,9, а средняя абсолютная ошибка значительно ниже, чем традиционные регрессионные модели. [2]

Ограничения и вызовы:

- Качество модели сильно зависит от базы данных: если данные не репрезентативны (не охватывают широкий спектр геолого-технических условий, температур, составов реагентов), модель может плохо обобщать;
- «Чёрный ящик» ИИ: многие нейросетевые модели трудны для интерпретации — инженеру может быть сложно обосновать, «почему именно такая концентрация реагента предлагается»;
- Внедрение на производстве: требуется интеграция с буровыми платформами, системы сбора данных, обеспечение кибербезопасности, обучение персонала;
- Экономические и организационные барьеры: нефтегазовые компании часто медленно внедряют инновации, особенно в части буровых растворов, где безопасность и надёжность имеют первостепенное значение.

Согласно обзорам, комбинированное применение гидравлического моделирования, цифровых двойников бурения и ИИ-алгоритмов станет важным шагом к «интеллектуальному бурению» (smart drilling). Появляется возможность, что алгоритмы сами будут предлагать оптимальный состав бурового раствора в зависимости от данных геолого-технических условий, устойчивости ствола и рисков осложнений.

Рассмотрены современные методы подбора компонентов бурового раствора — от традиционных эмпирических и лабораторных подходов до интеллектуальных систем, основанных на методах машинного обучения и искусственных нейронных сетей. Анализ отечественных и зарубежных исследований показывает, что внедрение ИИ-алгоритмов значительно расширяет возможности оптимизации состава бурового раствора: повышается точность прогнозирования реологических свойств, сокращаются временные и материальные затраты, появляется возможность адаптивного управления раствором в процессе бурения. Вместе с тем, существуют существенные вызовы: необходима качественная и обширная база данных,

интеграция с буровыми системами, интерпретируемость моделей, а также организационно-технологические барьеры. Однако по мере развития цифровизации и роста объёмов данных можно ожидать, что применение ИИ станет стандартом в инженерии буровых растворов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Евдокимов Д.В., Коваль М.Е., Фоменко О.А. Оптимизация составов буровых растворов для предотвращения и ликвидации осложнений при бурении // Нефтегазовые технологии. — 2022. — № 1. — С. 74–81.

2. Govind A., Elkatatny S.M., Abdelgawad K.Z., Gajbhiye R. Newly Developed Correlations to Predict the Rheological Parameters of High-Bentonite Drilling Fluid Using Neural Networks // Sensors. — 2023. — Vol. 23, No. 14. — P. 6594. — DOI: 10.3390/s23146594.

3. Elkatatny S.M., Awal M.R., Ahmed R.M. Hydraulic Modeling and Real-Time Optimization of Drilling Fluids: A Future Perspective // Global Journal of Research in Engineering and Technology. — 2024. — Vol. 12, No. 3. — P. 45–56. — DOI: 10.13140/RG.2.2.14373.17125.

4. Abdelgawad K.Z., Elkatatny S.M., Mahmoud M. Machine Learning Model for Monitoring Rheological Properties of Synthetic Oil-Based Mud // ACS Omega. — 2023. — Vol. 8, No. 12. — P. 10604–10613. — DOI: 10.1021/acsomega.2c06656.

5. Ибрагимов А.Р., Киселёв Д.С., Яркеев А.М. Нейросетевое прогнозирование реологических параметров бурового раствора // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 6. — С. 42–48. — URL: https://cyberleninka.ru/article/n/neyrosetevoe-prognozirovanie-reologicheskih-parametrov-burovogo-rastvora/viewer

УДК 622.24:66.081.6:553.98

АНАЛИЗ ИНГИБИРОВАННЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ РАЗБУРИВАНИЯ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА АСТРАХАНСКОМ ГКМ

С.В. Пыресев[1], С.Н. Парфенова[1], К.В. Парфенов[1], Р.И. Ибатуллин[2], А.А. Березин[1], Н.Д. Сычев[1]

[1]Самарский государственный технический университет;
[2]Самарский университет им. Королева
г. Самара, Россия
email: ***parfenova.samgtu@yandex.ru***

Статья представляет обзорно-аналитическое исследование ингибированных промывочных систем для разбуривания надсолевых глинистых отложений Астраханского газоконденсатного месторождения. Обобщены промысловые данные и литературные источники по применению водных и углеводородных буровых растворов, проанализированы причины устойчивых осложнений при традиционных рецептурах: концентрационное загущение, рост коллоидной фазы, кавернообразование, сужения ствола, сальнико- и желобообразование, а также биодеструкция полисахаридных компонентов. Показано, что даже

высокоингибирующие калиевые, кальциевые, гликолевые и силикатные системы ограниченно эффективны в мульдовых зонах и на крутых склонах соляных тел из-за сочетания гидратации монтмориллонита, напряжений соляной тектоники и бактериальной активности. Сформулированы требования к растворам нового поколения: усиленная ингибирующая и крепящая способность, биостабилизация, управляемая коллоидность, снижение зависимости от лигносульфонатов, а также адаптивное ведение с учётом геометрии разреза и ужесточённых регламентов по реологии и плотности. Предложенный подход нацелен на уменьшение наработки объёмов, стабилизацию стенок и снижение затрат при бурении надсолевых глин Астраханского ГКМ.

Ключевые слова: Астраханское ГКМ, надсолевые глины, ингибированные буровые растворы, гликоль-калиевые системы, монтмориллонит, коллоидная фаза, биодеструкция, соляная тектоника, устойчивость ствола, реология, фильтрация, лигносульфонаты.

В научно-технической литературе накоплен значительный массив сведений о составах буровых растворов и результатах их применения в сложных горно-геологических условиях [1, 2-6]. Существенный вклад в систематизацию решений для осложнённых разрезов внесли В. Д. Городнов, О. К. Ангелопуло и соавторы [2, 7-11]. Практика показывает, что наиболее частые аварии и технологические затруднения в проблемных интервалах связаны с глинистыми толщами. Отсюда вытекает ключевой резерв повышения технико-экономических показателей: грамотный выбор типа раствора и режимов его ведения в надсолевых глинистых отложениях.

Астраханское ГКМ – репрезентативный полигон для оценки поведения промывочных систем в надсолевых глинах. С 1980-х годов здесь пробурено свыше 200 скважин, при этом фиксировался устойчивый набор осложнений при использовании традиционных водных систем: концентрационное загущение коллоидной фазы, рост объёма раствора и расхода реагентов, потеря устойчивости стенок и кавернообразование, сужения ствола, сальники, желобообразование, затяжки, посадки, заклинки, увеличение объёма проработок и дополнительная техногенная нагрузка на среду. Подобные эффекты неизбежно ухудшают итоговую экономику строительства. В литературе описан широкий спектр применённых систем – от нефтеэмульсионных полимер-глинистых с высокими долями смазок до гидрофобных эмульсий, гликолевых и калиевых рецептур, а также малоглинистых ингибированных растворов на основе целлюлозных эфиров, крахмала, акрилатов и ПАА [1, 7, 9-17]. Несмотря на разнообразие решений, суммарный результат остаётся противоречивым: переход на углеводородные основы остановил наработку объёма, но не устранил проблемы устойчивости ствола [12, 16]. Научная значимость обзора – в критической переоценке применимости этих систем именно для условий надсолевых глин Астраханского ГКМ и в выделении факторов, системно ограничивающих их эффективность.

Целью исследования является аналитическая оценка применявшихся на Астраханском ГКМ ингибированных промывочных систем, выявление причин устойчивых осложнений в надсолевых интервалах и формулирование требований к составу и ведению растворов, способных снизить наработку объёма, обеспечить

устойчивость ствола и противостоять физико-химическим и биологическим воздействиям.

Ключевая причина слабых результатов водных систем в надсолевых глинах – недостаточные ингибирующие и крепящие свойства. Традиционные рецептуры не удерживают гидратацию, набухание и диспергирование глинистого шлама. Это приводит к приросту коллоидной фазы и росту структурно-реологических показателей, одновременно ухудшаются смазывающие качества. Лигносульфонаты, широко используемые как разжижители, выступают диспергаторами глин и дают кратковременный эффект. В условиях, набухающих и легко диспергирующих глин очистные устройства достигают предельной загрузки, что вынуждает регулярно разбавлять раствор, увеличивая расход реагентов и объём, подлежащий утилизации. Известные высокоингибирующие решения – калиевые, кальциевые, гликолевые, силикатные и др. – в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины показывают низкую эффективность как по устойчивости ствола, так и по ограничению наработки [10, 17-23].

Особенности геометрии соляных тел усиливают проблему. Протяжённость надсолевых интервалов составляет от 500–600 до 3500–3600 м и более. Наиболее тяжёлые осложнения приурочены к мульдовым зонам и крутым склонам соляных истоков, где возрастает напряжённое состояние вследствие течения солей [16, 24-25]. Дополнительный фактор – присутствие палеогеновых монтмориллонитовых глин с бактериальной активностью, что приводит к биодеструкции полисахаридов и лигносульфонатов и проявляется ростом фильтрации, снижением pH и ухудшением реологии; применение бактерицидов даёт нестабильный эффект [16, 26].

Сопоставление промысловых данных показывает, что даже при использовании гликоль-калиевых систем, стабилизированных водорастворимыми эфирами целлюлозы (ПАЦ, КМЦ, ОЭЦ) и лигносульфонатами (КССБ, ФХЛС), достижим лишь частичный контроль параметров, тогда как комплекс осложнений сохраняется [17]. Практически значимыми представляются следующие направления:

1. усиление ингибирующей способности за счёт синергетических солевых и органических пакетов, ориентированных на подавление гидратации монтмориллонита при сохранении фильтрационных характеристик;
2. отказ от рецептур с высокой зависимостью от лигносульфонатов в пользу структурных регуляторов с меньшим диспергирующим воздействием на глины;
3. встроенная биостабилизация с использованием устойчивых к температуре и минерализации биоцидов пролонгированного действия либо замена биочувствительных полисахаридов на термо- и био-инертные полимерные матрицы;
4. адаптивная схема ведения с учётом геометрии соляных тел: в мульдовых зонах – ужесточённые регламенты по реологии и плотности с контролем кавернометрии и оперативным изменением рецептуры;
5. технологические меры по сдерживанию наработки объёма: повышение эффективности очистки тонкой фракции, снижение совокупной коллоидности за счёт подбора ПАВ и антиагломераторов.

Даже без полного пересмотра рецептур перечисленные решения позволяют сократить частоту разбавлений, уменьшить наработку избыточных объёмов и

стабилизировать стенки в наиболее напряжённых участках. Это снижает объём работ по ликвидации осложнений и суммарные затраты.

Опыт бурения надсолевых глинистых отложений на Астраханском ГКМ показывает, что традиционные водные системы и многие высокоингибирующие рецептуры не обеспечивают требуемой устойчивости ствола и не предотвращают наработку избыточного объёма раствора. Причина носит системный характер и связана с совмещённым воздействием гидратационных процессов в глинах, геометрии соляных тел и бактериальной активности, ускоряющей деградацию полисахаридных и лигносульфонатных компонентов. Переход к углеводородным системам устранил лишь часть проблемы, не затронув механизмы потери устойчивости. В этих условиях целесообразна разработка и внедрение ингибированных систем нового поколения с усиленной крепящей функцией, биостабилизацией и управляемой коллоидностью, а также адаптивное ведение растворов с учётом геометрии разреза. Такой подход отвечает отраслевой задаче — обеспечить стабильность ствола и сократить наработку объёма при бурении в сложных надсолевых интервалах, что напрямую отражается на технико-экономических показателях строительства скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альсеитов Б.Д. Исследования сужения ствола скважин в интервалах залегания пластичных глин // В кн. Проблемы повышения эффективности нефтяной и нефтехимической промышленности Казахстана. – Алма-Ата, 1981. – С. 71 – 72.

2. Булатов А.И. Технология промывки скважин / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.

3. Быстров М.М. Буровые растворы для проводки скважин в неустойчивых породах Прикаспийского нефтегазоносного региона / М.М. Быстров, М.Р. Мавлютов, И.М. Тимохин // Обзорная информ. Сер. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства – М.: ВИЭМС, 1988. – 31 с.

4. Вадецкий Ю.В. Деформация обсадных колонн при проводке скважины и предлагаемые методы их предотвращения. – М.: Недра, 1985. – 238 с.

5. Васильченко С.В. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин / С.В. Васильченко, А.Г. Потапов, А.Н. Гноевых. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 83 с.

6. Войтенко В.С. Управление горным давлением при бурении скважин / В.С. Войтенко. – М.: Недра, 1985. – 180 с. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И. Булатов, В.И. Рябченко, И.А. Сибирко – М.: Недра, 1969. – 278 с.

7. Аксенов А.А. Нефтегазоносность подсолевых отложений / А.А. Аксенов, Б.Д. Гончаренко, М.К. Калинко и др. – М.: Недра, 1985. – 205 с.

8. Булатов А.И. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении / А.И. Булатов, А.К. Куксов, Э.В. Бабаян // Обзорная информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 52 с.

9. Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях. – Саратов: Саратовское обл. изд-во, 1970. – 123 с.

10. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Норов А.Д. и др. Поликатионные буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами /Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. - №1, С.36-41

11. Гайдаров А.М. Выбор структурообразователя для поликатионных систем / Гайдаров А.М. // Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 4. - С. 48-51.

12. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.: Недра, 1988. – 135 с.

13. Аветисян Н.Г. Прогнозирование зон осыпей и обвалов при бурении в глинистых породах с АВПД / Н.Г. Аветисян, Н.Н. Кошелев, Н.А. Сидоров и др. // Обзорная информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 35 стр.

14. Адамсон А. Физическая химия поверхностей. – М.: Мир, 1979. – 568с.

15. Альсеитов Б.Д. Особенности поведения неустойчивых глинистых пород и технология их перекрытия промежуточными колоннами на площади Жанажол / Б.Д. Альсеитов, Е.Г. Леонов, В.М. Триадский // РНТС. Сер. Бурение, 1981. – Вып. 12. – С. 19 – 22.

16. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Гайдаров М.М-Р. /Опыт применения модификаций Катбурр на Астраханском ГКМ// Инженер- нефтяник – 2018, №2 – С.15-21.

17. Гайдаров М.М-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Храбров Д.В., Потапова И.А. / Рекомендации по оценке ингибирующих и крепящих свойств бурового раствора// Нефтяное хозяйство - 2019-№2 – С. 33-38.

18. Гайдаров М.М-Р., Бельский Д.Г., Изюмченко Д.В., Норов А.Д., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М. и др. / Устойчивость глинистых пород при строительстве скважин// Обзорная информация – Москва: 2014 – 98 с.

19. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А.,Храбров Д.В., Жирнов Р.А., Сутырин А.В., Гайдаров М.М-Р. / Поликатионные системы Катбурр – новое направление в области буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. - № 7 – С.36-

20. Гайдаров А.М. Определение ингибирующих и консолидирующих свойств буровых растворов / Гайдаров А.М., Гереш Г.М., Мясищев В.Е., Хуббатова Ю.М. // Научно-технический сборник вести газовой науки. - 2019. - № 2 (39). - С. 41-45.

21. Гайдаров А.М. Разработка термостойких буровых растворов с водной дисперсионной средой / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Храбров Д.В., Мельников С.А., Гайдаров М.М-Р., Курбанов Ш.М. // Нефтяное хозяйство. - 2020. - № 5. - С. 56-59.

22. Гайдаров А.М. Исследования ингибирующих и крепящих свойств поликатионных буровых растворов Катбурр / Гайдаров А.М., Соловьев Н.В., Хуббатов А.А., Курбанов Х.Н. // Инженер-нефтяник. - 2020. - № 2. - С. 25-31.

23. Гайдаров А.М. Опыт бурения горизонтальных стволов скважин на Астраханском ГКМ / Храбров Д.В., Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Кадыров Н.Т.,

Мнацаканов В.А., Гайдаров М.М.Р., Конесев Г.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. - № 5 – С.5-10.

24. Байзаков М.К. Разработка буровых растворов и технологии их применения для разбуривания неустойчивых пород надсолевого комплекса юго-восточной части Прикаспийской впадины: Дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Уфа, 1992. – 201 с.

25. Галимов М.А., Рябченко В.И. Технология применения порошкообразных материалов для буровых растворов // Обзорная информ. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 48 с.

26. Гамзатов С.М. Влияние осмотических явлений на кавернообразования // Бурение. – 1974. – № 8. – С. 16–18.

УДК 622.24:551.34

ОБЗОР ОСЛОЖНЕНИЙ И ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ И КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ

В.Н. Иванов[1], С.Н. Парфенова[1], К.В. Парфенов[1], Р.И. Ибатуллин[2], А.А. Березин[1], Н.Д. Сычев[1]

[1]Самарский государственный технический университет;
[2]Самарский университет им. Королева
г. Самара, Россия
email: parfenova.samgtu@yandex.ru

Представлен обзор осложнений и инженерных решений при бурении и креплении скважин в криолитозоне. На основе анализа научно-технических публикаций и промысловых наблюдений систематизированы причины нарушений устойчивости ствола, деградации устьевой зоны и потери целостности кольцевого барьера с выделением технологических, геокриологических и геологических факторов. Рассмотрены тепловые и геомеханические механизмы формирования осложнений, акцентирована роль радиуса протаивания и повторного промерзания, осмотических и фильтрационных эффектов, межколонных давлений. Обобщены практики инженерно-геокриологической подготовки площадки, районирования по сложности, теплового моделирования системы «колонна–цемент–порода», а также проектные решения по выбору промывочных систем, управлению режимами циркуляции, централизации и кондиционированию ствола. Даны рекомендации по применению изотоничных низкотемпературных промывок, ограничению теплопритока, минимизации фильтрации, ступенчатому цементированию составами с пониженным тепловыделением и организации термозащиты устья. Практическая значимость состоит в формировании связного алгоритма принятия решений, позволяющего снижать вероятность кавернообразования, просадок, поглощений и межколонных давлений и повышать надёжность и долговечность скважин на всём жизненном цикле.

Ключевые слова: криолитозона, вечная мерзлота, бурение скважин, устойчивость ствола, радиус протаивания, тепловое моделирование, промывочные жидкости, изотоничные системы, термозащита устья, цементирование с пониженным тепловыделением, межколонные давления, инженерно-геокриологическое районирование.

Наблюдения по бурению в пределах криолитозоны показывают, что таяние многолетнемёрзлых пород и последующее промерзание формируют целую цепочку осложнений, которые в ряде случаев перерастают в аварийные события с серьёзными последствиями. Эффективная профилактика требует не перечисления единичных проявлений, а связного анализа «причина – условия – эффект», где понятен механизм возникновения нарушения, указаны параметры среды, управляющие его развитием на этапах строительства и эксплуатации, и прослежены их взаимные связи. На такой основе формулируются требования к качеству проектирования, проводки и крепления ствола в интервалах ММП. В ряде работ причины осложнений сведены к трём блокам – технологическим, геокриологическим и геологическим, что удобно для постановки задач контроля качества и распределения ответственности между дисциплинами [1-5]. Встречается и упрощённая трактовка, когда весь спектр сводят к геокриологическим факторам с делением на прямые и косвенные. Такой подход прост, но без факторной детализации приводит к ошибкам при выборе средств и режимов, обеспечивающих требуемое качество.

Практическую основу задаёт структурная матрица факторов влияния [6], организованная по принципу приоритета: корректно оценить следующий блок можно лишь после верификации предыдущего (табл. 1.).

Таблица 1 - Факторы, определяющие динамику развития осложнений в условиях криолитозон [7]

Геокриологические	Геокриологическое строение криолитозоны	История развития мерзлоты
		Генезис
		Динамика состояния криолитозоны
		Литология
		Толщина пропластков
	Теплофизические свойства пород криолитозоны	Теплофизические свойства пород
		Температурный режим криолитозоны
		Граница залегания криолитозоны
		Температура фазовых переходов поровой влаги
	Физико-механические характеристики пород криолитозоны	Прочностные свойства пород
		Кавернозность
		Льдистость
Термические	Термоактивность скважины	Радиус протаивания
		Радиус влияния
		Температура стенки скважины
	Таяние прискважинной зоны	Аксиальные деформации обсадных колонн
		Эффективность тепловой изоляции
	Обратное промерзание	Давление смятия
		Прочность смерзания
		Время обратного промерзания

Техногенные	Режим бурения	Нагрузка на долото
		Частота вращения долота
		Количество буровой жидкости
		Температура бурового раствора
	Качество цементирования	Рецептура цементного раствора
		Технология цементирования
	Конструкция скважин	Равнопрочность крепи: - при таянии льда; - при обратном промерзании. Оборудование для пассивной термозащиты скважины Оборудования активной термозщиты скважины Тип термозащитной скважины

Нарушение этой логики даёт систематические ошибки в диагностике термодинамического состояния прискважинной зоны и, как следствие, в выборе режима бурения и циркуляции, составов промывочных и тампонажных систем, а также параметров конструкции колонн. Факторы проявляются по-разному – эпизодически, постоянно или дискретно, однако именно они определяют выбор методов термозащиты и регламент их применения при строительстве и последующей эксплуатации скважин в криолитозоне. Поэтому превентивные меры невозможны без всестороннего изучения строения разреза, теплофизических и физико-механических свойств мерзлых грунтов.

Комплекс осложнений формируется на фоне нестационарного теплового поля вокруг ствола, фазовых переходов «лёд – вода» и сопутствующих геомеханических эффектов. На практике это выражается в кавернообразовании, осыпях и обвалах внутри криолитозоны, размывах и просадках устьевой части вплоть до образования термокарстовых форм, поглощениях бурового и тампонажного растворов с эпизодами гидроразрыва и грифонообразования, межскважинных перетоках при нарушении изоляции, недоспуске колонн и недоподъёме цемента, формировании зазоров на контактах «цемент – порода/колонна» и утечках в затрубье. Во время технологических простоев фиксируются разгерметизация резьб и смятие обсадных колонн под действием давлений повторного промерзания. В холодный сезон возрастает риск примерзания колонн к стенкам ствола [1, 3, 8-10]. Существенную роль играют газо- и водопроявления в верхних мерзлых интервалах, включая криопэги и неглубокие газонасыщенные горизонты, что повышает требования к противовыбросовому комплексу и к газовому контролю уже на ранних стадиях.

Физическая основа большинства перечисленных проявлений – радиус протаивания, или радиус теплового влияния, вокруг ствола. Его величина задаётся тепловым балансом циркуляции, длительностью контакта промывочной жидкости со стенкой, теплофизическими свойствами породы и льда, а также солёностью поровой воды. Корректное проектирование опирается на расчёты, в которых учтены скрытая теплота плавления, переходные режимы и многослойность системы «колонна – цемент – порода». Такие методики подробно описаны в [1, 3, 9-18] и должны применяться уже на стадии предпроектных изысканий. При таянии нарушаются льдоцементные связи, падает модуль деформации и несущая способность массива, растёт склонность к просадкам и течению. При повторном промерзании формируются

дополнительные радиальные нагрузки и давления, которые приводят к овальности, смятию и разгерметизации колонн, деградации кольцевого барьера и росту межколонных давлений.

С точки зрения организации работ первично оценивают геокриологические параметры: льдистость и её слоистость, температурно-глубинный профиль с указанием границ фазовых переходов, просадочность и обводнённость, степень льдоцементации, засолённость пород и вод, мощности мерзлых, талых и охлаждённых толщ, глубину подошвы ММП и криолитозоны, прочностно-деформационные характеристики. Эти данные определяют исходные ограничения для тепловых режимов проводки и цементирования. Далее уточняют технологические допуски: допустимые температуры и расходы циркуляции, время открытого ствола и под кондуктор, геометрию и кавернозность ствола, устойчивость стенок и вероятность обвалов, риск гидроразрыва и поглощений, газо- и водопроявления, ограничения по ЭЦП и давлению на пласт, температурно-реологические свойства промывки, кинетику и тепловыделение тампонажных систем. Геологический блок конкретизирует литологическую пестроту, наличие слабоуплотнённых прослоёв, газонасыщенных интервалов и криопэгов, трещиноватость, проницаемость, а также возможные межколонные связи.

Из этого набора вытекают требования к проекту и технологиям. Инженерно-геокриологическая подготовка точки включает построение локального температурно-глубинного профиля, картирование льдистости с выделением её типов, оценку просадочности и засолённости и поиск газонасыщенных и газогидратных интервалов. Для выбора решений участок ранжируют по сложности геокриологических условий с выделением категорий I, II и III; помимо качественных признаков учитывают количественные показатели, такие как мощности газогидратных интервалов, дебит и суммарный объём газопроявлений, мощности засолённых слоёв, давления в пластах с защемлёнными водами, минерализация и коррозионная активность, интенсивность поглощений. Сводная схема приведена в табл. 2.

Таблица 2 - Классификация скважин по сложности геокриологических условий с учетом строения разреза криолитозоны и низкотемпературных пород [7]

Категории сложности ГУ на скважинах	Геокриологические факторы по разрезу								
	Толщина, м						Просадочность разреза многолетнемерзлых пород	Температура многолетнемерзлых пород, °С	Индекс сложности геокриологических условий
	льдогрунтов в разрезе, м	многолетнемерзлых пород	криолитозоны	просадочных многолетнемерзлых пород с льдистостью 27% и более (ρ_m >250 кг/м^3)	обвалоопасных пород с льдистостью менее 16 % (менее τ = 150 кг/м^3)	с повышенной кавернозностью			
I особо сложные	> 4	> 250	> 350	> 50	> 100	> 150	аномально-, сверх-, высоко- и сильно-просадочный	< –4	> 0,50
II сложные	< 4	100-250	200-350	20-50	50-100	70-150	сильно-, среднепросадочный	–2,0 ... –4,0	0,30…0,50
III несложные	< 1	< 100	< 200	< 20	< 50	< 70	средне-, слабопросадочный, непросадочный	> –2	< 0,30

Для локальных объектов, например, Заполярного месторождения, такую схему дополняют картой инженерно-геокриологического районирования с выделением зон пластовых льдов и ледогрунтов, что задаёт границы применимости технологических решений и исходные требования к устьевому узлу.

Ключевым расчётным ориентиром служит ожидаемый радиус протаивания и скорость продвижения фронта фазового перехода в околоствольной зоне. Оценку теплового воздействия выполняют с учётом температуры и расхода циркуляции, времени контакта промывки со стенкой, теплоёмкости и теплопроводности системы, скрытой теплоты плавления льда, минерализации поровой воды, а также многослойности «колонна – цемент – порода». В проект закладывают предельно допустимое суммарное тепловое воздействие операций бурения и цементирования, при котором радиус протаивания не приводит к потере устойчивости стенок и снижению сцепления цементного камня. Организационно это достигается ограничением времени бурения под кондуктор до разумных сроков при непрерывной работе, сокращением простоев без циркуляции в верхних интервалах, поверхностным температурным контролем и регламентом охлаждения узлов, контактирующих с мерзлым основанием. Для оперативной оценки применяют простой показатель – разность температур между возвратным и подающим потоками на поверхности. В наиболее сложных условиях эту разность удерживают не выше 3 °C, для более благоприятных участков – около 5–7 °C с привязкой к результатам теплового расчёта.

Подбор промывочной системы подчиняют двум целям: минимизировать теплоприток к породе и исключить нежелательные фазовые переходы в приствольной зоне. Применяют водно-солевые системы, изотоничные поровой воде, что снижает криометастабильные эффекты, поддерживают температуру подачи вблизи 0,5–2,5 °C, в условиях категории I – ближе к нулю. Длительная циркуляция при существенно отрицательных температурах обычно экономически и технологически невыгодна, поэтому используют ингибиторы кристаллизации на базе гликолей и солей для смещения точки замерзания и стабилизации реологии, а фильтрационную корку формируют тонкой и малопроницаемой за счёт полимерных и мелкодисперсных компонентов. В верхних интервалах с вероятностью газопроявлений исключают режимы, провоцирующие дегазацию. Пенные системы допустимы только при подтверждённой газобезопасности и усиленном газ-контроле. В особо слабосцементированных высокольдистых толщах оправдано бурение направляющего интервала без циркуляции с немедленным перекрытием устьевой зоны направляющей колонной и запуском мер термозащиты основания.

Режимы механической скорости и циркуляции задают из тепловых ограничений. Рост оборотов и осевой нагрузки допускают после подтверждения устойчивости стенок и при контролируемой температуре возврата. В регламенты включают чёткие триггеры корректировки режима: увеличение поверхностной разности температур на 3–5 °C относительно фонового уровня рассматривают как основание для замедления операций и дополнительного охлаждения.

Крепление и цементирование определяют долговременную работоспособность скважины. Предпочтительны тампонажные материалы с пониженным тепловыделением, управляемой кинетикой, низкой теплопроводностью и подтверждённой газонепроницаемостью при пониженных температурах. Для обеспечения проектного подъёма применяют облегчённые системы, в том числе с полыми стеклянными микросферами, и при необходимости – ступенчатое

цементирование через муфты, что позволяет дозировать тепловыделение и снизить риск поглощений в зонах с низкими порогами. Для компенсации усадки используют умеренно расширяющиеся компоненты. Обязательно готовят геометрию ствола: приближают форму к окружности, устраняют асимметричные каверны, обеспечивают централизацию, поскольку полнота замещения раствора и отсутствие «теневых» карманов зависят именно от геометрии. Качество закрепляют формально: верх цемента за направляющей и кондуктором до устья, минимально допустимые уровни сцепления по CBL/VDL для «холодных» интервалов, предельные значения проницаемости цементного камня, овальности, эксцентриситета и отсутствие устойчивых межколонных и устьевых давлений в контрольные сроки. На период технологических простоев вводят регламенты, предотвращающие повторное промерзание затрубного пространства, включая ограничения на длительность безциркуляционных интервалов, температурный мониторинг и локальное охлаждение устьевой зоны при признаках деградации основания.

Термозащиту устья и основания реализуют пассивными и активными средствами. К пассивным относят теплоизолированные элементы колонн, включая двустенные трубы с низкотеплопроводным заполнением, и теплоизоляционные участки цементного кольца. Эти решения замедляют растепление и применяются там, где контролируемое ограниченное протаивание допустимо. Активные средства – охлаждение наружной и устьевой колонн на стадии эксплуатации с использованием сезонных термосвай, вентиляционных патрубков, циркуляции хладагента в межколонном пространстве, а также локальные схемы, использующие эффект дросселирования газа. Параметры активных систем назначают по расчётам тепловых полей с учётом сезонной изменчивости метеоусловий.

Алгоритм выбора технологии целесообразно формализовать. Сначала участок классифицируют по табл. 1.3. Затем для каждой категории устанавливают нормативные диапазоны параметров. Для категории I рекомендуют температуру подачи промывочной жидкости у нулевой отметки, поверхностную разность температур не более 3 °C, минимальное время открытого ствола под кондуктор, обязательную термозащиту устья и применение облегчённых и умеренно расширяющихся цементных систем. Для категории II приоритетом становится контроль геометрии ствола и теплового баланса с возможностью перехода к ступенчатому цементированию по данным кавернометрии и акустических каротажей. Допустимая поверхностная разность температур – около 5 °C. Для категории III диапазоны шире, но обязательны газонепроницаемость кольцевого барьера и мониторинг межколонных давлений. На всех категориях уточняют тип промывки, режимы циркуляции, требования к централизации и кондиционированию ствола, программу контроля качества, а также планы реагирования на поглощения, газопроявления и технологические простои. В кустовой компоновке учитывают межскважинные гидродинамические связи, чтобы не допустить одновременных тепловыделяющих операций и ожидания затвердевания цемента в соседних стволах. На участках с выраженной газовой компонентой усиливают требования к ПВО и к газ-контролю и предусматривают ингибирование гидратообразования в составе промывочных систем по расчётным термобарическим условиям.

В результате объединение факторной классификации причин осложнений, приоритетной матрицы оценки, расчётов радиуса протаивания и регламентов по промывке, режимам, цементированию и термозащите позволяет заранее ограничить

тепловое воздействие на мерзлый массив, обеспечить подъём и газонепроницаемость цемента, снизить вероятность кавернообразования, просадок и межколонных давлений. Такой увязанный подход повышает надёжность и долговечность скважин на всём жизненном цикле и уменьшает совокупные затраты по сравнению с практикой реагирования постфактум.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-3.2-036-2005 Методические указания по учету геокриологических условий при выборе конструкций эксплуатационных скважин. - М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», ООО «ИРЦ Газпром», 2005, - 62 с.

2. РД 39 009- 90 Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления. - М.: МНТП, ВНИИБТ, 1990. - 28 с.

3. Альбом мерзлотных условий по скважинам Заполярного НГКМ / отв. исполнители А.Г. Полозков, А.В. Полозков. — М.: ООО «ВНИИгаз», 2001. — 30 с.

4. Штоль В.Ф. Проблемы проектирования скважин в условиях криолитозоны // Материалы совегцания. - Тюмень, декабрь 2002.

5. Методика выбора конструкции скважин в зоне мерзлых пород. Тюмень, ТюменНИИГипрогаз, 1999, 31 с.

6. Быков И.Ю., Бобылёва Т.В. Термозащитное оборудование при строительстве и эксплуатации скважин в мерзлых породах. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005.-199 с.

7. Кондренко О. С. Совершенствование технологии крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 24.05.2012 Ставрополь, 2012, 182 с.

8. Методика контроля технического состояния эксплуатационных скважин. - М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2000. 70 с.

9. ВРД 39-1.9-015-2000. Руководство по термометрическим методам контроля качества строительства, крепления скважин в многолетнемерзлых и низкотемпературных породах. - М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», ООО "«ИРЦ Газпром», 2001. 63 с.

10. Методика учета геокриологических условий при выборе конструкции эксплуатационных скважин / А.В. Полозков, А.Г. Потапов и др. - М.: ООО «ВНИИгаз», 2003. -63 с.

11. Интерпретационные признаки выделения мерзлых пород по результатам промыслово-геофизических исследований. / Быков И.Ю., Авдеев Н.Д., Гейне Д.Л. // Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. - М.: ВНИИОЭНГ, 1977.- Вып. 5. - С. 53-58.

12. Полозков А.В. Исследование условий работы скважины с термической изоляцией в зоне вечной мерзлоты: Дис. - М.: МИНХиГП, 1976,-135 с.

13. Расчет просадок многолетнемерзлых пород при оттаивании вокруг скважин при их строительстве и эксплуатации / А.В. Полозков, А.Г. Потапов, Ю.В. Коротаев и др. // Науч.-техн. журн. 1996. - № 6.

14. Полозков А.В. Термометрические методы контроля теплового взаимодействия скважин с многолетнемерзлыми породами для обеспечения их надежной эксплуатации // Вопросы эксплуатации северных газовых и газоконденсатных месторождений М.; ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», 2001. - С.95 - 109.

15. Буслаев В.Ф., Быков И.Ю. Предупреждение аварий и осложнений при строительстве скважин в многолетнемерзлых породах: Учебное пособие. - Ухта: УИИ, 1995.-88 с.

16. Оценка качества цементирования обсадных колонн в криолитозоне и низкотеператрных породах по результатам термометрии. ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», ООО «ИРЦ Газпром», 2006. - 53с.

17. Пат.2274651 РФ, МПК С09К 8/08.Полимерглинистый раствор для бурения скважин в многолетнемерзлых породах/ Р.А. Гасумов, А.А. Перейма, В.Е. Черкасова и др. (Россия) - Опубл. 20.04.2006.

18. В.В. Ремизов, Л.Ф. Дементьев, Н.Н. Кирсанов и др. Геологотехнические принципы освоения нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера - М.: Недра, 1996.- 362 с.

УДК 622.24:66.081.6:519.63

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

С.В. Пыресев[1], С.Н. Парфенова[1], Р.И. Ибатуллин[2], А.А. Березин[1], Н.Д. Сычев[1]

[1]Самарский государственный технический университет;
[2]Самарский университет им. Королева
г. Самара, Россия
email: parfenova.samgtu@yandex.ru

Статья посвящена профилактике неустойчивости стенок ствола в глиносодержащих разрезах при бурении. Предложен инженерный подход, в котором выбор и ведение бурового раствора увязываются с текущими свойствами глинистых пород, а не с их литогенетической «историей». На основе признаков микроструктуры контактов, способности к набуханию и поведения пород в ненарушенном и нарушенном сложении сформирована практико-ориентированная схема: «группа глин → тип осложнений → требования к рецептуре и режимам». Для пяти групп глин показаны различающиеся наборы рисков (эрозионное разрушение, набухательные сужения, сальники и желоба, растрескивание и осыпи) и соответствующие функции раствора (ингибирование, инкапсуляция, кольматация, регулирование реологии и плотности, управление режимом течения). Обоснована необходимость превентивного геомеханического прогноза на базе метода конечных элементов для калибровки плотности, реологии и допустимой фильтрации с учётом свойств пород. Показано, что дифференцированный подбор промывочной системы снижает частоту кавернообразования, сальнико- и желобообразования, ограничивает наработку избыточных объёмов и улучшает качество строительства скважин при сокращении совокупных затрат.

Ключевые слова: буровой раствор, глинистые породы, устойчивость стенок, набухание, реология, фильтрация, ингибирование, инкапсуляция, кольматация, метод конечных элементов, профилометрия ствола, геомеханическое моделирование.

При подборе промывочной системы необходимо одновременно учитывать технические свойства, стоимость и экологические ограничения. Наиболее распространённые осложнения при строительстве скважин связаны с потерей устойчивости стенок в глиносодержащих разрезах [1]. Незапланированное изменение геометрии ствола не только повышает затраты на ликвидацию последствий, но и может снижать дебит. Рациональнее предупреждать такие события на стадии проектирования: геомеханическое моделирование на базе метода конечных элементов, в котором пласт рассматривается как механическая среда с калиброванными прочностными параметрами, позволяет увязать плотность, реологию и фильтрацию бурового раствора с безопасными границами устойчивости и обходится дешевле аварийно-восстановительных работ [2]. Аналитический обзор работ по осложнениям и авариям [3–11] показывает, что надёжная профилактика достигается применением промывочной жидкости, согласованной с геологическими и технико-технологическими условиями бурения.

Ключ к такому согласованию – исходить не из литогенетической истории, а из текущего состояния пород: минералогии, типов контактов между структурными элементами, способности к набуханию и поведения в ненарушенном и нарушенном сложении. Эти признаки определяют характер взаимодействия околоскважинной зоны с фильтратом и потоком раствора и задают требования к рецептуре и режимам. В удобной для инженерного применения схеме решающими оказываются четыре диагностических блока: микроструктура контактов, степень и кинетика набухания, типовой профиль осложнений, набор профилактических мер. Поскольку у глин 1–3-й групп набор проблем различается, требования к раствору дифференцируют; для 4–5-й групп спектр осложнений сходен, поэтому и требования во многом совпадают.

Глины 1-й группы залегают, как правило, мелко и уже в ненарушенном состоянии находятся в гидратированном, набухшем и частично диспергированном виде. Микроструктура формируется коагуляционными контактами – дальними и ближними, реже переходными. Из-за высокой влажности такие толщи ведут себя как тиксотропная «паста»: проявляют текучесть по стенкам, вызывают периодические сужения, нередки вывалы и мелкие обвалы. Вклад фильтрата невелик, так как время контакта короткое, а доминирующий механизм разрушения – эрозионный, усиливающийся при росте турбулизации и скорости восходящего потока. Практический вывод таков: устойчивость обеспечивают заданная плотность и повышенная вязкость, при этом жёстких требований к фильтрации нет, а химический состав фильтрата вторичен. В профилометрии обычно фиксируется чередование сужений в более глинистых прослоях и локальных расширений в рыхлых разностях. Для таких интервалов целесообразны высоковязкие системы с корректно подобранной плотностью; вязкость удобнее наращивать глинопорошками и полимерными добавками. В нарушенном состоянии (выбуренный или обвальный шлам) эти глины быстро дробятся, гидратируют и уходят в коллоидную фракцию, что увеличивает реологические показатели и наработку объёма. Усиление ингибирования мало влияет на скорость диспергирования, так как исходное состояние породы уже гидратированное. Повышение реологии ускоряет вынос шлама, но перегружает очистку, поэтому требуется баланс между транспортной способностью и эффективностью тонкой очистки.

Глины 2-й группы относятся к среднему и позднему диагенезу и имеют смешанную микроструктуру с преобладанием переходных контактов. В

ненарушенном виде при контакте с раствором они быстро восстанавливают гидратированность и интенсивно набухают; скорость определяется влажностью и долей набухающих минералов. Набухание стартует в стенке, затухает в глубину из-за блокировки проникновения фильтрата и проявляется периодическими сужениями, необходимостью проработок, вывалами увлажнённых слоёв и массовым выносом крупных кусков глины. В такие периоды вибросита работают на пределе, особенно после спуско-подъёмных операций, когда механическое скабливание провоцирует лавинообразные обвалы слабо удерживаемых слоёв. Возникают рост давления на стояке, затяжки, посадки, возможны эпизоды потери циркуляции. Здесь сужения вызваны именно набуханием, а не текучестью, как для 1-й группы, следовательно, акценты смещаются: необходимы усиленные ингибирующие и крепящие свойства. При прохождении сыпучих песков и водоносных рыхлых прослоёв увеличивают «крепёж» за счёт сводообразующих и кольматирующих материалов. Профилометрия показывает чередование сужений в глинистых интервалах и каверн в рыхлых. Сальнико- и желобообразование встречаются часто, причём сальники нередко представляют собой плотные фрагменты породы естественного сложения. В нарушенном состоянии при заметной доле монтмориллонита шлам быстро гидратирует и диспергирует до коллоидов, что мгновенно повышает реологию. Минимизировать рост параметров удаётся комбинацией сильного ингибирования с инкапсуляцией и достаточной транспортной способностью: ингибиторы снижают гидратацию, полимерные инкапсулирующие добавки замедляют распад шлама под гидравлическими и механическими нагрузками, а корректная реология обеспечивает вынос до начала интенсивной дисперсии. При наличии рыхлых неустойчивых прослоёв крепящие свойства дополнительно усиливают [12-15].

Глины 3-й группы – средне- и высоколитифицированные толщи позднего диагенеза с преобладанием коагуляционно-фазовых контактов и заметной долей переходных; минералогически доминируют гидрослюды и смешаннослойные образования, присутствуют хлорит и каолинит. Консистенция тугопластичная, деформирование упруго-вязкое с хрупким разрушением, выражена анизотропия прочности и деформационных свойств. В ненарушенном состоянии набухание слабое; в нарушенном – высокое, что указывает на ведущую роль коагуляционно-фазовых контактов. После вскрытия такие породы обычно устойчивы; свойства околоскважинной зоны близки к «телу» пласта. Стабилизация обеспечивается плотностью и умеренным уровнем ингибирования, при этом фильтрация может варьировать в широких пределах без потери устойчивости. Реологию держат на минимально достаточном для выноса уровне. Риск сальникообразования и желобов особенно заметен в наклонно-направленных участках из-за пластичности и эффектов свабирования и поршневания. В профилометрии ствол близок к номиналу с небольшими отклонениями, объяснимыми перепадами давлений. В нарушенном виде, особенно при повышенной доле набухающих минералов, шлам быстро гидратирует и диспергирует до коллоидов, что вызывает рост реологии и наработку; здесь вновь оправдана связка «ингибирование + инкапсуляция».

Глины 4-й и 5-й групп формируют цементационно-кристаллизационные микроструктуры. Это высоколитифицированные (иногда среднелитифицированные для части 4-й группы) плотные глины, глинистые сланцы, аргиллиты и алевролиты. По мере перехода от тонкодисперсной к среднедисперсной структуре доля кристаллизационных и цементационных фазовых контактов растёт, коагуляционные

и переходные снижаются, набухание в ненарушенном состоянии ослабевает вплоть до исчезновения. Пористость мала, деформирование преимущественно упругое с хрупким изломом, выражена анизотропия. После вскрытия такие породы склонны к растрескиванию, развитию микротрещин и осыпям по стенкам в виде пластин и чешуек различного размера. Это ведёт к недоходам инструмента и приборов, зашламлению, затруднениям при наращивании, подклинкам, росту давления и ухудшению замещения бурового раствора цементным. Сохранение устойчивости здесь – наиболее сложная задача. Управляющие рычаги очевидны: минимизация фильтрации, щадящий ламинарный режим течения в кольцевом пространстве, повышение реологии для демпфирования пульсаций и подавления турбулентной составляющей, выраженные крепящие и кольматирующие свойства раствора. На практике это означает полимерную стабилизацию, использование гидрофобных и гидрофильных кольматантов (предпочтительно предварительно гидрофобизированных в нефти), введение сводообразующих материалов, при необходимости – добавку высоковязкой нефти до 5–15 % без ПАВ-эмульгатора, а также жёсткий контроль плотности. В профилометрии фиксируются каверны различного диаметра по глубине; усиление кавернообразования часто связано с перепадами давления из-за свабирования и поршневания. Вклад этих пород в рост реологии и наработку обычно невелик, поэтому уровень ингибирования подбирают исходя из мощности соответствующих интервалов и температурно-минерализационных условий.

В обобщённом виде требования к системам по группам сводятся к следующему. Для 1-й группы – высокая вязкость при заданной плотности, приоритет транспортной способности и эрозионной стойкости стенок при умеренных требованиях к фильтрации. Для 2-й – сильное ингибирование в сочетании с инкапсуляцией и достаточной реологией для раннего выноса, плюс усиление крепящих и кольматирующих свойств при наличии рыхлых и водоносных прослоёв. Для 3-й – умеренное ингибирование и фильтрация при минимально достаточной реологии и профилактике сальников и желобов в наклонных участках. Для 4–5-й – минимальная фильтрация, ламинарный режим циркуляции, повышенная реология для гашения пульсаций и выраженная кольматация с применением гидрофобизованных материалов и, при необходимости, ограниченных долей высоковязкой нефти. Такой дифференцированный подход позволяет целенаправленно снижать риск каверн, сальников и желобов, контролировать наработку объёма и сохранять геометрию ствола в интервалах с контрастным поведением глинистых пород.

С практической точки зрения интеграция геомеханического прогноза в проектные решения по раствору повышает точность выбора плотности, реологии и режимов циркуляции и смещает границы устойчивости в безопасную область при меньших затратах, чем последующая ликвидация последствий [2]. В связке с классификацией глин такая схема задаёт ясную логику: диагностировать микроструктуру и кинетику набухания, увязать тип осложнений с требуемыми функциями раствора, откалибровать параметры по результатам моделирования и профилометрии, поддерживать свойства в заданных коридорах в процессе бурения. Реализация этой последовательности снижает частоту осложнений, уменьшает наработку избыточных объёмов, ускоряет операции и повышает качество строительства, сохраняя геометрию ствола и оптимизируя совокупные затраты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нечаева О.А., Парфенов К.В. Анализ современных систем промывочных жидкостей при проводке скважин в глинистых отложениях / О. А. Нечаева, К. В. Парфенов // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2, № 1(14). – С. 49-52.

2. Парфенов К.В., Нечаева О.А., Парфенова С.Н. Научно-практические подходы к обеспечению устойчивости горных пород в осложненных условиях строительства скважины // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 34-38. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-2-34-38.

3. Nikitin V. I., Agrelkina M.M. Justification for the Selection of a Relative Permeability Model in the Task of Predicting Drilling Fluid Filtrate Invasion into the Formation // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2025. – Vol. 38, No. 10. – P. 2312-2320. – DOI 10.5829/ije.2025.38.10a.08.

4. Nikitin V.I. Mathematical modeling of drilling fluid filter penetration into the bottom-hole of formation taking into account oil viscoplastic properties. Bull. Tomsk. Polytech. Univ. Geo Assets Eng. 2023, 334, 130–137 https://doi.org/10.18799/24131830/2023/3/3760.

5. Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. – 2017. – Т. 223. – С. 86-92. DOI: 10.18454/PMI.2017.1.86

6. Грей Дж. Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра. – 1985. – 509 с.

7. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра. – 1972. – 392 с.

8. Ржевский В.В. Основы физики горных пород / В.В. Ржевский, Г.Я. Новиков. – М.: Недра. – 1973. – 211 с.

9. Корчагин П.Н. Выбор типов буровых растворов и их свойств при бурении скважин с большими отходами от вертикали // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 1. – С. 38-40.

10. Уляшева Н.М., Дуркин В.В. К вопросу оптимизации промывки и свойств буровых растворов в осложненных условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 10. – С. 82-86.

11. Шарафутдинов З.З., Шарафутдинова Р.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 1. – С. 3-21.

12. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1984. – 229 с.

13. Гайдаров М.М-Р., Бельский Д.Г., Изюмченко Д.В., Норов А.Д., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М. и др. / Устойчивость глинистых пород при строительстве скважин// Обзорная информация – Москва: 2014 – 98 с.

14. Гайдаров М.М-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Храбров Д.В., Потапова И.А. / Рекомендации по оценке ингибирующих и крепящих свойств бурового раствора// Нефтяное хозяйство - 2019-№2 – С. 33-38.

15. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Норов А.Д. и др. Поликатионные буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами /Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. - №1, С.36-41.

БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СУШЕ, МОРЕ И ШЕЛЬФЕ

УДК 622.24:620.178.16

РАСЧЁТ УДЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ КОНТАКТА ЗАБОЙНОГО КАРОТАЖНОГО ПРИБОРА О СТЕНКУ СКВАЖИНЫ

О.В. Денисов[1], В.Н. Малышев[1] д.т.н., Д.Ю. Мезенцев[2]

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва, Россия
[2]РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия
E-mail: denisov8428@gmail.com

Аннотация. Забойные телеметрические системы (ЗТС) и приборы каротажа в процессе бурения M/LWD входят в состав компоновки низа бурильной колонны, где агрессивные условия изнашивания вызывают износ приборов и уменьшение их диаметра. Эта проблема зачастую является причиной преждевременного списания приборов. Актуально повышение износостойкости M/LWD приборов, однако это требует оценки условий изнашивания.

В работе предложен способ расчёта контактной нагрузки трения M/LWD приборов о стенку скважины в забойной зоне, который учитывает невписываемость в траекторию скважины, вибронагрузку, геометрические размеры приборов и долота.

Ключевые слова: каротажный прибор, M/LWD приборы, забойная телеметрическая система, удельная нагрузка, испытание на износ, условия эксплуатации, буровое оборудование.

CALCULATION OF THE SPECIFIC CONTACT LOAD OF A DOWNHOLE LOGGING TOOL AGAINST THE WELLBORE WALL

O.V. Denisov[1]; V.N. Malyshev[1], D.Sc. (Eng.); D.Yu. Mezentsev[2]
[1]*Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University),*
[2]*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting*
Moscow, Russia

Abstract. Downhole telemetry systems (DTS) and measurement/logging-while-drilling (M/LWD) tools are part of the bottom-hole assembly (BHA), where aggressive wear conditions lead to tool wear and a reduction in their diameter. This problem often leads to premature tool retirement. Improving the wear resistance of M/LWD tools is therefore an important task; however, it requires a proper assessment of the wear conditions.

This paper proposes a method for calculating the contact friction load acting between M/LWD tools and the borehole wall in the bottom-hole zone. The method takes into account tool misalignment relative to the wellbore trajectory, vibration loading, and the geometric parameters of both the tools and the drill bit.

Keywords: logging tool; M/LWD tools; downhole telemetry system; specific load; wear testing; operating conditions; drilling equipment

Конфигурация современных сложнопрофильных скважин во многом способствует износу бурового инструмента [1]: траектория скважины становится все более сложной из-за возрастающей протяжённости и трёхмерной траектории.

Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) усложняется и удлиняется, добавляется всё большее количество приборов MWD и LWD. MWD — Measurement While Drilling (измерения во время бурения), LWD — Logging While Drilling (каротаж во время бурения), аббревиатуры, обозначающие способ накопления и передачи получаемой информации о бурении [2].

Более тяжёлые режимы эксплуатации ЗТС, по сравнению с другим буровым инструментом, изначально связаны с близостью к зоне бурения. В отличие от обычных бурильных труб, контакт со стенкой скважины в результате потери устойчивости маловероятен. КНБК с ЗТС имеет большую жёсткость благодаря наличию стабилизаторов, толстым стенкам ЗТС и малой длине компоновки, которая обычно не превышает 25 м [2]. Боковая отклоняющая сила, равная по модулю боковой фрезерующей силе долота (для изменения траектории при бурении), оказывает пренебрежимо малое влияние на силу контакта ЗТС со стенками скважины, благодаря расположению ЗТС между стабилизаторов, как показано на рис. 1. Целевая расчётная компоновка ЗТС имеет длину около 7,5 м (поз. 3…6)

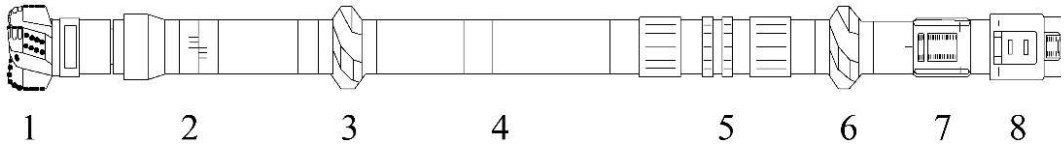


Рис. 1 КНБК с каротажным и телеметрическим оборудованием ООО ГЕРС Технолоджи:
1 — буровое долото; 2 — винтовой забойный двигатель (ВЗД); 3, 6, 9 — стабилизатор немагнитный;
4 — немагнитная утяжелённая бурильная труба (НУБТ) с модулем гамма-каротажа;
5 — электромагнитный каротажный зонд (ЭКЗ); 7 — модуль гамма-гамма литоплотностного каротажа (МГПЛ); 8 — модуль радиоактивного каротажа (МРК) [3]

При таких условиях контакт со стенкой скважины возможен при невписываемости КНБК в траекторию бурения, что может быть вызвано резким набором кривизны или проседанием пласта [3]. Такое усилие ($R_{от}$) схематично показано на рис. 2 и может быть рассчитано по формуле (1) [4].

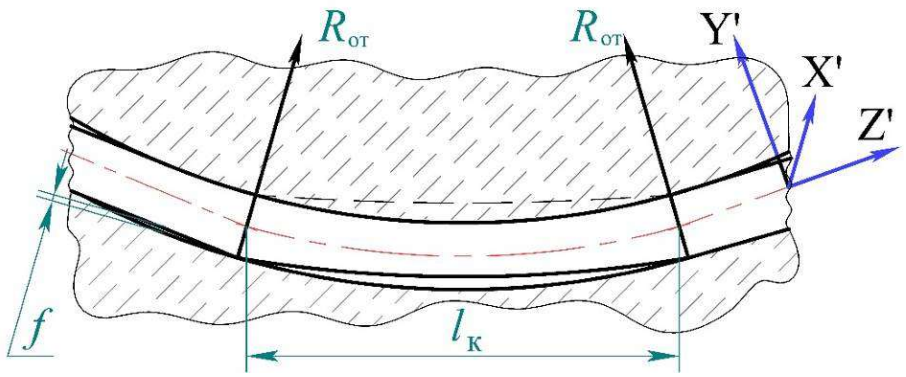


Рис. 2 – Невписываемость компоновки с M/LWD в траекторию скважины

$$R_{от} = 3EI\frac{\left(\frac{K}{573}{l_к}^2 - 16f\right)}{{l_к}^3}, \quad (1)$$

где $R_{от}$ – отклоняющее усилие, которое приложено к краю элемента колонны, возникающая при невписываемости структуры в траекторию скважины, Н;

E – модулю Юнга 1-го рода, $E = 196{,}5$ для материалов M/LWD приборов [5], ГПа;

I – минимальный осевой момент инерции элемента колонны, м^4;

K – кривизна скважины, град/10 м;

$l_к$ – осевая длина элемента колонны между стабилизаторов (около 7,5 м), м;

f – зазор между стенкой скважины и прибором (см. табл. 1), м.

Тогда удельное давление (P, МПа) может быть определено по формуле (2). Для упрощения расчётов применяется средневероятная площадь контакта прибора о стенку скважины $0{,}5(SH)$ без учёта податливости породы.

$$P = \frac{R_{от} + m(a+g)}{0{,}5(SH)}, \quad (2)$$

где m – масса компоновки, кг;

a – предельное ускорение (виброустойчивость), на которую рассчитан прибор, м/с^2);

g – ускорение свободного падания, м/с^2;

S – ширина контакта, см. рис. 3 и формулу в табл. 1, м;

H – длина контакта (длина упрочнённой зоны прибора M/LWD), м.

Связь некоторых параметров, геометрических размеров скважины, долота и прибора представлены на рис. 3, а расчётные параметры представлены в табл. 1.

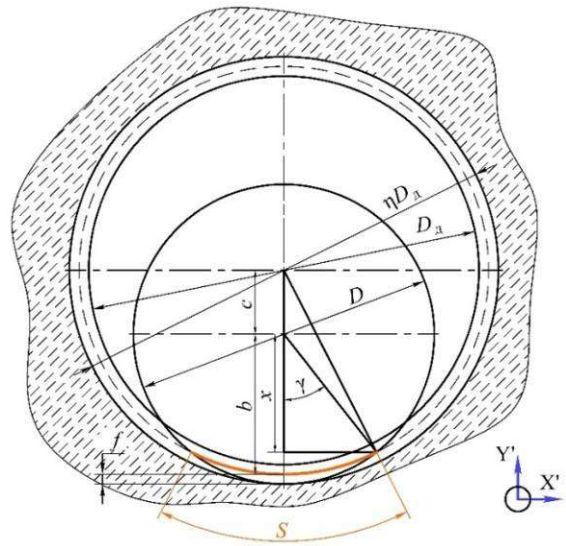


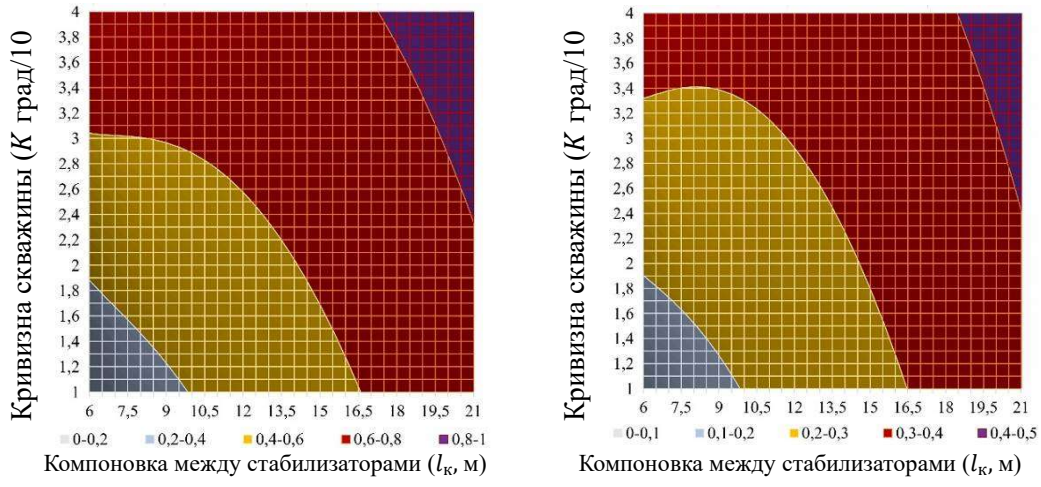
Рис. 3 – Схема контакта прибора со стенкой скважины во фронтальной плоскости

Таблица 1

Расчётные геометрические параметры

№	Параметр	Формула
1	Радиус скважины	$r_с = \eta D_д/2$
2	Радиус прибора	$r = D/2$
3	Зазор между стенкой скважины и прибором	$f = r_с - D_д/2\left[1 + \left(\frac{\eta - 1}{2}\right)\right]$
4	Расчётный параметр b	$b = r - f$
5	Расчётный параметр c	$c = r_с - b - f$
6	Расчётный параметр x	$\sqrt{(r_с - f)^2 - (x + c)^2} = \sqrt{r^2 - x^2}$
7	Расчётный параметр γ	$\gamma = \text{acos}(x/r)$
8	Ширина пятна контакта во фронтальной плоскости	$S = 2\gamma r$
9	Масса компоновки между стабилизаторами	$m = \frac{\pi \rho l_к}{4}\left[\left(\frac{172}{2000}\right)^2 - \left(\frac{60}{2000}\right)^2\right]$
10	Перевод кривизны (K) в радиус искривления скважины	$R = \frac{180}{\pi K}$

Именно вибрационные нагрузки в экстремальных буровых условиях чаще всего связывают с отказами MWD/LWD [6]. Причём наиболее разрушительны поперечные (латеральные) вибрации [7]. Например, по статистическим данным [8] за 12 000 часов бурения на разных скважинах 29% отказов ЗТС были связаны с вибрацией. В качестве расчётного значения вибронагрузки можно принять $a = 20g$ [9], а коэффициента разбуриваемости $\eta = 1{,}05$ [10]. Результаты расчёта удельного давления на поверхность M/LWD прибора представлены графически на рис. 4.



а *б*

Рис. 4. Зависимость удельного давления (P, МПа) на поверхность из-за невписываемости прибора от длины компоновки ($l_к$ м) и кривизны (K, град/10 м) для скважины 172 мм с долотом 220,7 мм (*а*) и для скважины120 мм с долотом 155,6 мм (*б*)

Выводы

На практике стараются применять кривизну не более 3,5˚/10 м при бурении с винтовым забойным двигателем (ВЗД) или 2,0–2,7˚/10 м при бурении с роторной управляемой системой (РУС) [3], что для графических расчётов на рис.8 даёт нагрузку около 0,74 МПа (ВЗД) и 0,61 МПа (РУС) для скважины диаметром 172 мм.

Условия работы забойного оборудования различны для каждой скважины, но постоянными остаются геометрические размеры приборов. Используя эти размеры и предложенный способ, возможно рассчитать удельное давление контакта M/LWD приборов о стенку скважины для тяжёлого режима эксплуатации.

Полученные значения удельного давления могут быть использованы в испытаниях на износ; при прогнозировании длительности работы M/LWD приборов, количестве рейсов с M/LWD приборами в скважины и в экономических расчётах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Исследование износостойкости замков бурильных труб при трении о горную породу в различных средах / А. Р. Яхин, Г. В. Конесев, Ф. Н. Янгиров, А. М. Фролов // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 6. – С. 30-35.

2. Денисов О. В., Хисматуллин М. Р., Мезенцев Д. Ю. Расчёты нагрузок, напряжений и выбор коррозионно-износостойкого материала для забойных телеметрических систем каротажа в процессе бурения скважин. М.: СВИВТ, 2024. 192 с. – ISBN 978-5-907769-59-5.

3. Денисов, О. В. Расчет режимов эксплуатации каротажных приборов в условиях изнашивания / О. В. Денисов, В. Н. Малышев // Территория Нефтегаз. – 2025. – № 9-10. – С. 60-69.

4. Зиненко В. П. Направленное бурение. М.: Недра, 1990. 151 с.

5. Magnadur steels brochure // Deutsche Edelstahlwerke Specialty Steel GmbH & Co. KG. Witten, Germany: Swiss Steel Group, 2022. 12 p.

6. The Mystery of Vanishing MWD/LWD Tools in Downhole: Interaction of Heavy WBM, Complex Petrophysical Formation Properties and Tool Metallurgy in Deep Kerogen-rich Carbonates / M. N. Acharya, M. R. Kabir, S. A. Al-Ajmi [и др.] // SPE 163385. – Kuwait : SPE, 2012. – P. 1-10.

7. Drilling and Logging Equipment Reliability in a Downhole Vibration Environment // The Way Ahead : сайт. – URL: https://jpt.spe.org/twa/drilling-and-logging-equipment-reliability-in-a-downhole-vibration-environment (дата обращения: 02.11.2025).

8. MWD Failure Rates Due to Drilling Dynamics / R. Hanno, J. Pushkar, K. Franck [и др.] // 2010 IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition held . – New Orleans, Louisian : SPE international, 2010. – P. 2-10.

9. Мезенцев, Д. Ю. Теоретические основы эксплуатации забойных телеметрических систем и наземной аппаратуры в процессе бурения скважин : учебно-методическое пособие / Д. Ю. Мезенцев, А. С. Постнов, А. В. Иванов, О. В. Денисов. – М. : СВИВТ, 2025. – 248 с. – ISBN 978-5-907889-61-3.

10. Калинин А.Г., Радин А.И., Соловьев Н.В. и др. Учебное пособие по курсу Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. М.: РГГРУ, 2007. Ч. 1. 155 с.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ПРИ БУРЕНИИ КОМПОНОВКОЙ С PDC-ДОЛОТОМ, ВЗД И ЗАБОЙНЫМ УСТРОЙСТВОМ ПОДАЧИ ДОЛОТА

Г.В. Буслаев[1], А.В. Коноплянников[2]

[1] к.т.н., научный руководитель лаборатории НЦ «Арктика»; [2]аспирант

Санкт-Петербургский горный Университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия
konoplyannikovaleksandr@gmail.com

Аннотация. Представлен анализ гидромеханической системы бурения с забойным устройством подачи долота (ЗУПД) в компоновке низа бурильной колонны (КНБК). Принципиальная особенность технологии заключается в регулировании осевой нагрузки на долото посредством изменения расхода промывочной жидкости вместо традиционного нагружения массой КНБК. Бурильная колонна функционирует как подвеска, разделённая в ЗУПД на верхнюю неподвижную часть, подвешенную на талевой системе, и нижнюю подвижную часть с долотом и выдвижным валом. Технология особенно актуальна для скважин с большим отходом от вертикали (ERD), где фрикционные потери снижают эффективность традиционных методов передачи нагрузки. Методология основана на комплексном подходе к определению осевой нагрузки с учётом взаимодействия всех компонентов гидромеханической системы.

Ключевые слова*:* Забойное устройство подачи долота (ЗУПД); осевая нагрузка; гидромеханическая система; винтовой забойный двигатель (ВЗД); компоновка низа бурильной колонны (КНБК); ERD.

При использовании забойного устройства подачи долота (ЗУПД) управление процессом создания нагрузки на долото отличается от распространенной технологии нагружения массой КНБК [1]. Принципиальное отличие заключается в регулировании передаваемой нагрузки на породоразрушающий инструмент путём изменения подачи промывочной жидкости. Что в свою очередь накладывает определённые ограничения, связанные как с режимом работы винтового забойного двигателя (ВЗД), так и минимально необходимой подачей бурового раствора для очистки забоя скважины от выбуренной породы.

При бурении с использованием ЗУПД в составе КНБК традиционная бурильная колонна рассматривается как подвеска, разделённая в ЗУПД на две части:

Верхняя секция бурильной колонны подвешена на талевой системе; её свободный нижний конец конструктивно представляет собой корпуса устройства и, при необходимости, опирается на подвижную секцию колонны. Нижняя секция кинематически подвижна: в ходе бурения её нижний торец с установленным долотом воспринимает осевую нагрузку на забое, тогда как противоположный торец оснащён телескопическим (выдвижным) валом, свободно перемещающимся вдоль оси скважины в пределах рабочего хода устройства.

Технологическое решение включает интеграцию гидравлического нагружателя в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) для создания дополнительной осевой нагрузки на долото независимо от веса колонны [2]. Этот подход особенно актуален

для скважин с большим отходом от вертикали (ERD), где фрикционные потери делают традиционные методы передачи нагрузки неэффективными.

В основе методологии лежит комплексный подход к определению осевой нагрузки на долото, учитывающий все компоненты гидромеханической системы [3]. Общая схема взаимодействия компонентов гидромеханической системы показана на рисунке 1. Методология включала разработку системы уравнений, описывающих взаимодействие долота, ВЗД, гидравлического нагружателя и бурового насоса с учетом гидравлических потерь и механических характеристик. Создание итерационного алгоритма на языке Python для решения нелинейных уравнений с соответствующими граничными условиями [4]. Взаимодействие между элементами системы создает сложные функциональные зависимости.

Анализ производительности системы выявил взаимозависимые параметра перепадов давлений в КНБК, которые определяют общую эффективность создаваемой нагрузки в устройстве.

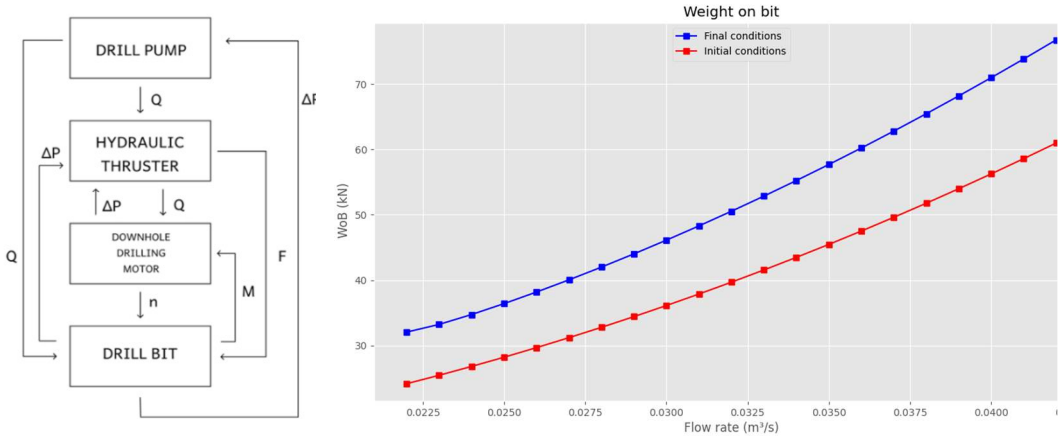


Рисунок 1. Схема алгоритма и график начальной и уравновешенной нагрузки создаваемой гидромеханической системой [материалы авторов]

Начальные условия состояния системы можно описать в следующим видом:

ВЗД$_0$	$P_{\text{ВЗД}} = P_{0\ \text{ВЗД}}$
	$n_{\text{ВЗД}} = n_{0\ \text{ВЗД}}$
ЗУПД$_0$	$F_{\text{ЗУПД}} = \left(P_{\text{Д}} + P_{\text{ВЗД}} + P_{\text{С}}\right) \times S$
Долото$_0$	$P_{\text{Д}} = f(Q)$
	$M_0 = f(F_{\text{ЗУПД}}, n)$

Красная линия показывает начальную нагрузку в момент касания долота забоем, синяя линия показывает конечную нагрузку после уравновешивания гидромеханической системы и выходу на стабильный режим работы.

Результаты математического моделирования показывают, что данная зависимость возрастает пропорционально увеличению расхода бурового раствора.

Наиболее чувствительным компонентом к изменениям осевой нагрузки является перепад давления и момент на PDC-долото, находясь в непосредственном контакте с забоем скважины в процессе бурения увеличение осевой нагрузки приводит к более глубокому проникновению резцов в породу что ведёт к увеличению

момента. Возрастающий реактивный крутящий момент передается на вал двигателя ВЗД, препятствуя его вращению и увеличивая перепад давления в рабочей камере двигателя. Повышенный перепад давления в системе дополнительно увеличивает осевую нагрузку на долоте. Расчёт потерь давления в бурильной колонне и кольцевом пространстве произведён для вязко пластичных жидкостей. В качестве модели вязко пластичной жидкости принята – модель Шведова-Бингама. Таким образом, важно учитывать и свойство буровой промывочной жидкости [5].

Важно отметить, что данная последовательность взаимодействий элементов системы представляет собой непрерывную цепочку обратных связей, где изменение одного параметра неизбежно влечет за собой корректировку остальных характеристик работы оборудования. Моделирование показало, что в случае использовании в КНБК гидравлического нагружающего устройства подача бурового раствора становится основным управляющим параметром создания нагрузки на долото и регулирования скорости вращения долота.

Полученные результаты позволяют определять оптимальные параметры бурения с использованием гидравлического нагружающего устройства. При этом подбор ВЗД, характеристик и насадок долота имеет критическое значение. Особое внимание должно уделяется контролю перепада давления в ВЗД и долоте. Для обеспечения необходимой нагрузки при заданной подаче бурового насоса следует учитывать угол наклона ствола скважины, силы сопротивления продвижению подвижной части КНБК, а также расход и параметры бурового раствора. Использование гидравлических нагружающих устройств открывает новые возможности для совершенствования технологии бурения скважин с большими отходами от вертикали. Дальнейшие исследования могут быть направлены на оптимизацию конструкции устройства, расширения диапазона его применения и интеграцию с интеллектуальными системами управления процессом бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Kunshin, A. A., Buslaev, G. V., Reich, M., Ulyanov, D. S., & Sidorkin, D. I. (2023). Numerical Simulation of Nonlinear Processes in the “Thruster—Downhole Motor—Bit” System While Extended Reach Well Drilling. Energies, 16(9), 3759. https://doi.org/10.3390/en16093759

2. Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Чайковский П. П. Теория и методика расчета гидравлического нагружателя при бурении забойными двигателями //Бурение и нефть. – 2018. – №. 10. – С. 36-42.

3. Buslaev G.V., Konoplyannikov A.V. Mathematical Modeling of a Hydro-mechanical System with a Positive Displacement Motor and Hydraulic Thruster to Optimize the Drilling Process for Extended-reach Drilling Wells // International Journal of Engineering. 2026. Vol. 39, № 5. P. 1077-1087

4. Свидетельство на программу для ЭВМ // Программа моделирования системы «долото – забойный двигатель – устройство подачи – насос» для бурения глубоких и горизонтальных скважин» // №2025685991 // 26.09.2025 // Буслаев Г.В., Коноплянников А.В.

5. Никитин, В. И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / В. И. Никитин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 29-31. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-29-31. – EDN EHUWHY.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

УДК 622.276.6

ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРОВ ПЕРОКСОСОЛЬВАТОВ ФТОРИСТЫХ СОЛЕЙ В КАЧЕСТВЕ ДЕСТРУКТОРОВ ЛИНЕЙНЫХ И СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ЖИДКОСТЕЙ ГРП

Т.Е. Харитонова, В.В. Тажитдинова, А.В. Колесников, Т.В. Конькова

Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева
г. Москва, Россия
e-mail: kharitonova.te12@gmail.com, lera.tvv2001@mail.ru, artkoles@list.ru, kontat@list.ru

Аннотация. Проведены экспериментальные исследования по применению раствора пероксосольвата фторида аммония (ПФА) в качестве реагента для деструкции линейных и сшитых гелей при осуществлении гидроразрыва пласта (ГРП) и продуктов реакции имидизации ПАА с соляной кислотой. Установлено, что ПФА показал высокую эффективность по сравнению с традиционно используемыми деструкторами.

Ключевые слова: пероксосольваты, гидроразрыв пласта, полиакриламид, деструкция гелей.

Применение загущенных растворов на основе водорастворимых полимеров широко известно в различных отраслях промышленности. Основой таких растворов могут быть как природные полимеры – полисахариды, так и синтетические. В частности, в области нефтегазодобывающей промышленности такие растворы активно применяются в качестве буровых жидкостей, жидкостей для гидроразрыва пласта, а также блокирующих растворов во время ремонтных работ на скважинах. Для этих целей широко используются растворы полиакриламида (ПАА).

Проведение гидроразрыва пласта (ГРП) – один из наиболее распространенных методов интенсификации нефтепритока [1]. Образование высокопроводимых трещин обусловлено разрывом пласта коллектора не фильтрующимися жидкостями под давлением, превышающем горное. Сеть созданных трещин улучшает гидравлическую проводимость породы пласта и увеличивает зону дренирования скважины. В состав жидкостей разрыва входят природные или синтетические водорастворимые полимеры, стабилизаторы, сшиватели, деэмульгаторы и брейкеры – компоненты, обеспечивающие разрушение структуры геля [2].

Удаление жидкости разрыва весьма важно. Если после размещения расклинивающего материала полимер остается в трещине неразрушенным, то образуется сверхвязкая трудноудаляемая гелеобразная масса, блокирующая ток флюида. Остатки геля подвергаются синерезису, уплотняются и образуют различные плёнки и мембраны, которые химически связываются как с породой пласта, так и между собой. Данное явление объясняется склонностью растворов ПАА к гидролизу при повышенных температурах даже в отсутствии гидролизующих агентов.

Если же в системе появляется гидролизующий агент, например, соляная или грязевая кислота, то температурный порог гидролиза снижается, при этом скорость гидролиза увеличивается, так как реакция носит автокаталитический характер. Таким

образом, кислотный гидролиз может произойти если после гидроразрыва проводится солянокислотная обработка (СКО) или глинокислотная обработка (ГКО), либо при полимер-кислотном воздействии, когда не учтен температурный режим обрабатываемого пласта [3]. В ходе кислотного гидролиза образуются прочные нерастворимые продукты реакции (рис. 1.). Такого рода структуры полностью блокируют ток флюида и приводят скважину к остановке.

Применение блокирующих растворов на основе ПАА актуально и снижает риски возникновения газонефтеводопроявления (ГНВП) при глушении скважин с высоким газовым фактором. Помимо этого, к преимуществам блокирующих составов на основе ПАА можно отнести существенное снижение потерь технологической жидкости, связанной с частичной фильтрацией в пласт. Однако, при использовании загущенных гелей в качестве блокирующих жидкостей возникает необходимость как можно более эффективно удалить раствор, также во избежание кольматации полимерами порового пространства.

В качестве систем деструкторов гелей наиболее часто используются окислители, они могут применяться как в составе гелей ГРП, так и индивидуально, после проведения гидроразрыва и при деблокировании скважин после ремонта. К их числу относятся перкарбонат натрия, персульфат калия, гипохлорит натрия, пероксид мочевины, а также пергидроль.

В данной работе было рассмотрено воздействие деструкторов на раствор линейного ПАА. Также была проведена деструкция нерастворимых продуктов реакции кислотного гидролиза ПАА и произведена оценка вклада твердого носителя пероксида водорода на вязкость растворов после деструкции.

В качестве систем деструкторов для исследования вклада вещества-носителя использовали растворы различных пероксосольватов, а именно: перкрбонат натрия (ПКН), пероксигидрат мочевины (ПГМ), пероксосольват фторида аммония (ПФА) и пероксосольват сульфата аммония (ПСА). Содержание пероксида водорода определяли перманганатометрическим титрованием. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Содержание пероксида водорода в исследуемых образцах

№	Реагент	Содержание H_2O_2, %мас.
1	$Na_2CO_3 \cdot 1{,}5H_2O_2$ (ПКН)	29,95
2	$(NH_2)_2CO \cdot H_2O_2$ (ПГМ)	36,15
3	$NH_4F \cdot H_2O_2$ (ПФА)	46,20
4	$(NH_4)_2SO_4 \cdot H_2O_2$ (ПСА)	23,35

Для проведения эксперимента готовили раствор полиакриламида с концентрацией 1,2%масс. Воздействие пероксосодержащими веществами проводили при соотношении 2:1 по объему раствора полиакриамида и раствора деструктора соответственно. Воздействие деструкторов в различной концентрации проводили в течение 48 часов при температуре +60°С, при этом для оценки вклада носителя пероксида водорода концентрации растворов брейкеров подбирались из расчета равных концентраций пероксида в готовом растворе (1,5%; 2,4%; 3,6%). Определение эффективности брейкерных систем по отношению к раствору полиакриламида производили путем измерения вязкости конечных растворов при температуре +20°С

по ГОСТ 33-2016 с помощью вискозиметров ВПЖ-2. Полученные результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Вязкость растворов ПАА до и после воздействия брейкерных систем различных концентраций

№	Система	Содержание пероксида, %	Вискозиметр	Время, с	Кинематич. вязкость, мм^2/с
1	ПАА	-	ВПЖ-2 1,77	1033,0	1332
2	ПАА + ПГМ 4,17%	1,5	ВПЖ-2 0,34	358,3	1,18
3	ПАА + ПГМ 6,67%	2,4	ВПЖ-2 0,34	370,2	1,22
4	ПАА + ПГМ 10%	3,6	ВПЖ-2 0,34	350,4	1,16
5	ПАА + ПКН 5%	1,5	ВПЖ-2 0,73	948,0	29,71
6	ПАА + ПКН 8%	2,4	ВПЖ-2 0,73	1015,3	31,82
7	ПАА + ПКН 12%	3,6	ВПЖ-2 0,73	1034,5	32,42
8	ПАА + ПФА 3,26%	1,5	ВПЖ-2 0,34	338,5	1,11
9	ПАА + ПФА 5,22%	2,4	ВПЖ-2 0,34	345,3	1,10
10	ПАА + ПФА 7,83%	3,6	ВПЖ-2 0,34	333,3	1,09
11	ПАА + ПСА 6,52%	1,5	ВПЖ-2 0,73	187,6	5,88
12	ПАА + ПСА 10,43%	2,4	ВПЖ-2 0,73	176,2	5,52
13	ПАА + ПСА 15,65	3,6	ВПЖ-2 0,73	111,8	3,50

Таким образом, все испытываемые брейкерные системы показали эффективное снижение вязкости полиакриамида.

Следующим этапом было определение эффективности деструкторов по отношению к нерастворимым структурам, образующимся в следствии кислотного гидролиза ПАА.

Воздействие на раствор ПАА соляной кислотой 10%масс. проводили при объемном соотношении растворов соляной кислоты и полиакриамида 2:1. Воздействие производили в течение 24 часов при повышенной температуре. Продукт имидизации представлен на рис. 1. Данные структуры представляют собой нерастворимые упругие сгустки.

Рисунок 7. Раствор полиакриламида 1,2% мас. (слева), раствор полиакриламида после контакта с соляной кислотой и нерастворимая структура (справа)

Далее на полученные структуры производили воздействие брейкерными системами с последующим измерением вязкости конечного раствора по методике, описанной ранее.

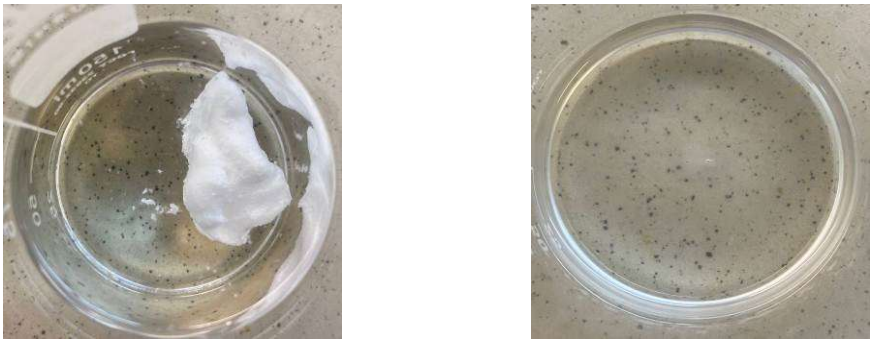
В случае с растворами ПКН и ПФА происходило полное разрушение структуры, переход в гомогенное состояние (таблица 3). Воздействие растворов на основе ПГМ и ПСА в исследуемых концентрациях к разрушению структуры не приводило даже спустя трое суток.

Таблица 3

Вязкость растворов после воздействия брейкерных систем различных концентраций на нерастворимые структуры (НС)

№	Система	Время растворения	Вискозиметр	Время, с	Кинематич. вязкость, мм^2/с
1	НС + ПКН 5%	2 суток	ВПЖ-2 0,73	568,3	17,81
2	НС + ПКН 8%	2 суток	ВПЖ-2 0,73	611,7	19,17
3	НС + ПКН 12%	1 сутки	ВПЖ-2 0,73	663,7	20,80
4	НС + ПФА 3,26%	3 суток	ВПЖ-2 0,34	334,7	1,10
5	НС + ПФА 5,22%	2 суток	ВПЖ-2 0,34	334,5	1,10
6	НС + ПФА 7,83%	1 сутки	ВПЖ-2 0,34	335,9	1,11

Растворы ПКН и ПФА способствовали деструкции нерастворимых гидролизованных структур до гомогенного состояния (рис. 2). При этом, в зависимости от того или иного носителя, при равных концентрациях пероксида водорода в растворах, конечная вязкость разрушенного геля отличалась. Наиболее эффективное снижение вязкости было достигнуто в случае воздействия пероксосольвата фторида аммония.



1 2

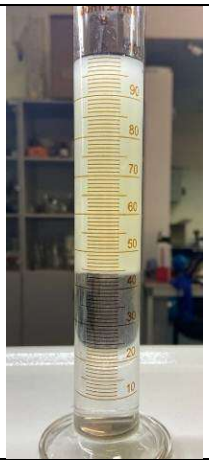
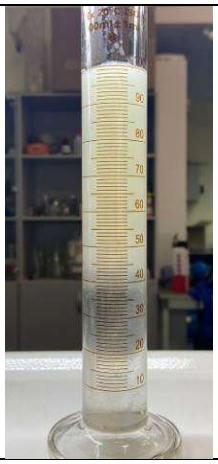
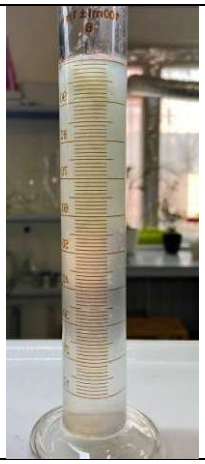
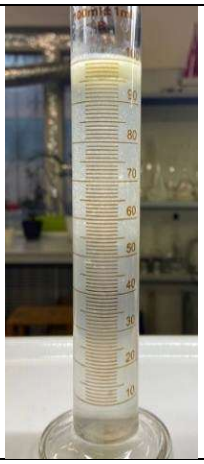
Рисунок 2 – Изображение продукта реакции имидизации до (1) и после (2) воздействия растворов ПФА 5%масс.

Также можно отметить, что действие компонентов ПФА (NH^+; F^-; H_2O_2) на полимерные структуры носит синергетический характер. Этот вывод можно сделать, проведя сравнение с ПСА (NH^+; SO_4^{2-}; H_2O_2), где отсутствуют ионы фтора, и соответствующие показатели снижения вязкости не достигаются. При этом использование ПФА в качестве деструктора наиболее экономически целесообразно, так как в ПФА процент содержания пероксида выше, что соответственно ведет к снижению эффективной концентрации реагента. Из этого можно сделать вывод, что твердый носитель пероксида водорода также оказывает влияние на конечную вязкость раствора.

Далее было принято решение провести эксперимент взаимодействия ПФА и сшитого полимерного геля на основе гелланта, применяемого при ГРП в условиях Баженовской свиты. Был использован ПФА в рабочей концентрации 5%масс. Брали 50 мл брейкера и 50 мл жидкости для ГРП, контактирование происходило в цилиндре объёмом 100 мл при температуре 100°С. Каждый час регистрировали изменение границы раздела фаз (таблица 4).

Таблица 4

Воздействие раствором ПФА 5%масс. на сшитый геллант

0 часов	1 час	2 часа	3 часа
			

В течение 3 часов 5% раствор ПФА полностью разрушил сшитый гель. Кинематическая вязкость раствора составила 1,08 мм^2/с, что сопоставимо с кинематической вязкостью воды.

Таким образом, раствор ПФА показал свою высокую эффективность в снижении вязкости растворов ПАА, деструкции продуктов имидизации ПАА, а также деструкции жидкостей ГРП на основе сшитого гелланта для последующего их выведения из скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Казарян Т.С. Мембранная технология в решении экологических проблем газовой промышленности / Т.С. Казарян, А.Д. Седых, Ф.Г. Гайнуллин и др. М.: Недра, 1997. 227 с.

2. Черепанова, Н. А. Обобщение опыта применения полимерного заводнения и критериев выбора полимера / Н. А. Черепанова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 10. С. 48-52.

3. Рудый М.И. Загущенные кислотные растворы на основе полимеров и сополимеров акриламида / М.И. Рудый, С.М. Рудый // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2012. №4. С. 36-39.

УДК 622.243.134

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН СЕКЦИОННЫМИ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

М.В. Двойников, Д.О. Морозов

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация
Email: *dvoynikov@spmi.ru, dmitrij_morozov_01@mail.ru*

Аннотация. В нефтегазовом бурении сегодня наиболее массово применяются винтовые забойные двигатели (ВЗД) – их доля эксплуатации превышает 80% как в России, так и за рубежом. В качестве альтернатив используют: турбобуры, турбовинтовые двигатели (ТВД), роторно-управляемые системы (РУС), а также комбинированный способ (метод) бурения. Однако, каждое из этих решений имеет ряд существенных недостатков, полностью устранить которые зачастую сложно, а иногда невозможно. В связи с этим предлагается технология бурения двухсекционным ВЗД бироторного механизма действия, ориентированная на повышение эффективности строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали (БОВ).

Ключевые слова: бурение, винтовой забойный двигатель, роторно-управляемая система, комбинированный способ бурения, динамический модуль, бироторный механизм.

Введение. Доля использования винтовых забойных двигателей (ВЗД) на промысле превышает 80%. Их ключевой недостаток – выраженные осевые и радиальные автоколебания, а также наличие эластомера, материал изготовления которого

накладывает температурные ограничения на эксплуатацию объёмного двигателя. В практике также используют турбобуры и турбовинтовые двигатели (ТВД). Турбобуры известны способностью обеспечивать высокие частоты вращения выходного вала и исторически связаны с развитием направленного и кустового бурения, но при этом не способны создавать большой крутящий момент на выходном валу (на долоте), вследствие чего применение с ними ряда алмазных и шарошечных маслонаполненных долот ограничено [1]. ТВД, как правило, работают в более стабильном режиме и демонстрируют более ровные энергетические характеристики по сравнению с ВЗД и турбобурами. Его недостатком является частая работа лишь одного из двигателей – ВЗД или турбобура, что связано с малым окном допустимых рабочих характеристик.

При эксплуатации ВЗД часто прибегают к дополнительному вращению колонны бурильных труб (КБТ) ротором или системой верхнего привода (СВП). Такой способ бурения на промысле называют комбинированным. С увеличением протяжённости наклонных и горизонтальных участков возрастает трение между бурильной колонной и стенками ствола скважины. В комбинированном режиме становится возможным проведение работ с более широким диапазоном реологических параметров буровых растворов, расширяется диапазон технологических параметров. Проворачивание КБТ улучшает вынос шлама, повышает эффективность передачи осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент (ПРИ), а также даёт больший выбор типоразмера долота [2]. Вместе с тем ориентированное бурение при использовании такой технологии невозможно, а элементы бурильной колонны подвергаются опасному напряжённо деформированному состоянию.

Роторно-управляемые системы (РУС), как с приводом (ВЗД), так и безмоторные, обеспечивают строительство скважин с БОВ и высокую точность заданного профиля. При этом у РУС есть недостатки: интенсивность искривления траектории ограничена, а отклоняющие плашки обладают не высоким ресурсом работы [3].

Каждая из применяемых технологий имеет свои достоинства и недостатки, полностью нивелировать которые на практике часто невозможно. В качестве альтернативной технологии бурения предлагается бурение с использованием двухсекционного ВЗД биротворного механизма действия, который позволяет повысить эффективность передачи осевой нагрузки на долото при ориентированном наклонно-направленном бурении.

Основная часть. Принцип работы двухсекционного ВЗД следующий. Выходной вал верхнего двигателя (ВЗД-1), расположенного выше по бурильной колонне (БК), жёстко соединён с верхним торцом корпуса нижнего двигателя. В результате корпус второго двигателя (ВЗД-2) приводится во вращение. Таким образом, корпус ВЗД-2 выступает в качестве управляемого динамического модуля, позволяющего корректировать динамику процессов в компоновке низа бурильной колонны (КНБК). Дополнительно вращение корпуса снижает трение между стенками ствола и буровым раствором, что облегчает бурение скважин с БОВ.

Ещё одним фактором, позволяющим осуществлять строительство скважины с БОВ, является увеличение осевой нагрузки, генерируемой в КНБК за счёт перепада давления нагнетаемого бурового раствора в рабочих органах машины. Это позволяет уменьшить количество толстостенных бурильных труб (ТБТ), устанавливаемых в БК на участке вертикального ствола [4], что, в свою очередь, снижает выраженность синусоидальных и спиралевидных изгибов колонны либо устраняет их полностью. Её величина определяется из

$$F_{PO} = F_p + F_z = P(S_к + z_2 S), \qquad (1)$$

где $F_р$ – гидравлическая составляющая осевой силы в рабочих органах (РО) ВЗД, Н; F_z – осевая составляющая усилия в косозубом зацеплении РО, Н; P – перепад давления в РО ВЗД, Па; $S_к$ – площадь проекции контактных линий, м^2; z_2 – количество зубьев ротора, ед.; S – площадь живого сечения РО, м^2.

Для пары последовательно установленных ВЗД типа ДГР-172.5/6.61, исходя из формулы (1), на породоразрушающем инструменте генерируется около 14,4 т осевой нагрузки (примерно по 7,2 т на каждой секции).

Предложенная схема секционной установки объёмных двигателей, описанная выше, приводит к особой частотно-моментной характеристике. Так, при расчёте частоты вращения ПРИ необходимо алгебраически суммировать абсолютные частоты вращения выходных валов обоих двигателей. В то же время крутящие моменты не складываются – в отличие от классической секционной компоновки, где роторы объединены трансмиссионным валом. Для бироторной схемы упрощённая моментная характеристика двухсекционного ВЗД бироторного механизма действия (на долоте, соединённого с выходным валом рассматриваемого ВЗД) задаётся следующим образом

$$\begin{cases} M_д = M_{м.1} \\ M_д = M_{м.2} + M_{тр} \end{cases} \qquad (2)$$

где $M_{м.1}$ – момент на ВЗД-1, Н · м; $M_{м.2}$ – момент на ВЗД-2, Н · м; $M_м$ – момент трения, генерируемый на корпусе ВЗД-2, Н · м; $M_д$ – момент на долоте, Н · м.

Если крутящий момент на ВЗД-1 оказывается ниже суммы реактивного момента ВЗД-2 и момента, возникающего на нём из-за фрикционного взаимодействия, равенство достигается за счёт увеличения момента ВЗД-1. Напротив, когда момент ВЗД-1 превышает указанную сумму, баланс устанавливается путём наращивания момента ВЗД-2. Значение момента на долоте (для двухсекционного ВЗД) соответствует найденному стационарному равновесию.

Описанный процесс действителен для компановки, в которой пренебрегается всеми механическими и гидравлическим потерями, кроме генерируемых на корпусе ВЗД-2. Если учесть потери, связанные с рабочим процессом самого объёмного двигателя (в роторной паре), а также инерционные силы, то момент на ВЗД-1 будет всегда выше момента на ВЗД-2 в случае отсутствия дополнительных устройств (специальных клапанов и некоторых других технических решений).

Характерная кривая ВЗД приведена на рисунке 1. Очевидно, её вид меняется для разных типоразмеров двигателей, а также при изменении расхода и плотности бурового раствора. Необходимо подобрать такие характеристики обоих двигателей, при которых ни один из них не переводит второй в тормозной режим работы (точка 4 на рис. 1), и при этом обеспечивается эффективная совместная работа при одинаковом расходе БР.

К ключевым особенностям двухсекционного ВЗД биротворного механизма действия, сближающим его с моторизованной РУС, относится возможность направленного бурения при вращающемся корпусе нижнего двигателя (ВЗД-2). Это достигается за счёт регулятора угла (РУ), размещённого в расточке корпуса трансмиссионной секции верхнего двигателя (ВЗД-1), корпус которого остаётся неподвижным. Вращение бурильной колонны на устье скважины требуется лишь для выставления РУ в нужном азимутальном положении в стволе скважины. При необходимости стабилизации траектории профиля ствола скважины или снижения трения БК о её стенки, допускается периодическое либо очень медленное (порядка 5 об/мин) проворачивание бурильной колонны ротором или системой верхнего привода [6].

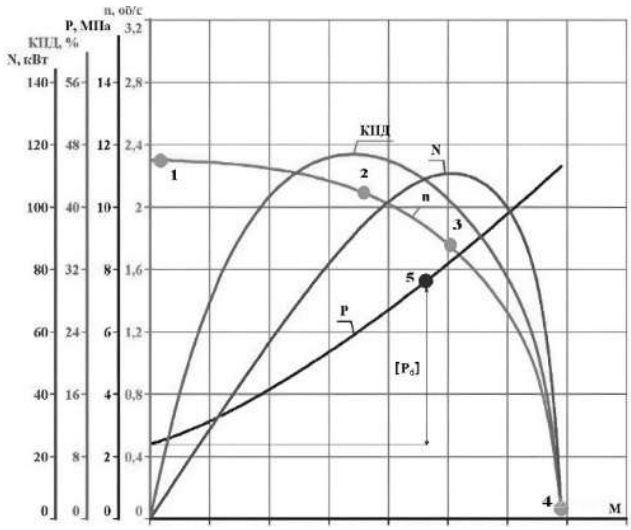


Рисунок 1 – Характеристика ВЗД (Q=idem, ρ=idem) [5]

Таким образом, в двухсекционном ВЗД наблюдается высокая частота вращения и мощность на выходном валу ВЗД-2 (на долоте). Генерируется высокая осевая нагрузка на РО ВЗД. Важно соблюдать равенство одинакового потребного расхода на ВЗД для ведения эффективного бурения скважин.

Двухсекционный ВЗД позволяет осуществлять эффективное бурение скважин с БОВ. Так, вращение корпуса ВЗД уменьшает фрикционное взаимодействие со стенками скважины и буровым раствором. Генерация дополнительной осевой нагрузки в РО ВЗД позволяет уменьшить силы трения бурильной колонны со стенками скважины, объясняемое течением Куэтта. Появляется возможность осуществления коррекции динамики в КНБК (stick-slip, whirling, bit bounce), а также энергетических параметров гидравлического забойного двигателя в целом, за счёт расхода промывочной жидкости. В таблице 1 указаны главные недостатки этого и других способов. Возможно осуществление ориентированного бурения при вращении корпуса ВЗД-2 за счёт установки РУ в расточке трансмиссионной секции (между силовой и шпиндельной секциями двигателя) ВЗД-1.

Таблица 1

Ключевые недостатки основных способов регуляции энергетических параметров ВЗД

Способы регуляции динамики корпуса нижнего двигателя	**Ключевой недостаток**
Регуляция осевой нагрузки на ПРИ	При бурении протяжённых скважин, ввиду многочисленных синусоидальных и спиралевидных изгибов БК, её подъём над устьем скважины может потребовать подъёма нескольких метров колонны

Способы регуляции динамики корпуса нижнего двигателя	Ключевой недостаток
Регуляция частоты вращения БК на устье скважины	БК является торсионной пружиной, ввиду чего доведение вращения от устья скважины до КНБК не идеально, особенно при большой её протяжённости. Из-за высокого фрикционного взаимодействия «БК-скважина» наблюдается эффект stick-slip
Регуляция расхода БР	Необходимость соблюдения частотно-моментной характеристики, соответствующей эффективному режиму бурения

Выводы.

1) Освещены основные недостатки главных техник и технологий бурения скважин, а также обоснована целесообразность создания двухсекционного ВЗД бироторного механизма действия для ориентированного и эффективного бурения скважин с большим отходом от вертикали.

2) Отмечен способ определения моментно-скоростной характеристики двухсекционного ВЗД, а также освещены главные особенности его эксплуатации в целом.

3) Выделены ключевые преимущества динамического модуля, а также возможность регуляции его работы через изменение расхода бурового раствора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Двойников М.В. [и др.]. Бурение глубоких и сверхглубоких скважин с целью поиска и разведки новых месторождений полезных ископаемых // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 945-955. DOI: 10.31897/PMI.2022.55

2. Симонянц С.Л., Аль Тии М. Стимулирование процесса бурения верхним силовым приводом с использованием винтового забойного двигателя // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 438-442. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.438

3. Балденко Д. Ф. [и др.]. Одновинтовые гидравлические машины : в 2 т. Т. 2 : Винтовые забойные двигатели. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 470 с. EDN: QMJKHP

4. Jia J, Xue Q, Li Y, Li X, Li B. Vibration analysis of push-the-bit rotary steerable bottom hole assembly. Geoenergy Science and Engineering. 2025. Vol.245, №06. Art.213429. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213429

5. Балденко Д.Ф. [и др.]. Теория и практика применения винтовых забойных двигателей. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2020. – 460 с. ISBN 978-5-902665-90-8

6. Повалихин А.С. Технология проводки горизонтальной скважины при комбинированном вращении секций бурильной колонны // Инженер-нефтяник. 2019. №3. С. 5-9. EDN: YEEHYT

УДК 622.23

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТВЕРДОСТИ И ЭНЕРГИИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ PDC-РЕЗЦОВ

К.А. Носова, А.А. Акопян, В.А. Новиков

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: anzakopyan@yandex.ru, vladislav_novyi@mail.ru

Аннотация. В статье представлена теоретическая разработка комплексной методики определения твердости и энергии разрушения горных пород при взаимодействии с поликристаллическими алмазными (PDC) резцами. Методика основана на синтезе методов теории упругости, пластичности и разрушения твердых тел и предназначена для прогнозной оценки эффективности процессов разрушения горных пород на ранних стадиях проектирования горных работ. Разработана математическая модель, устанавливающая корреляционные зависимости между параметрами процесса резания и механическими свойствами пород. Показана принципиальная возможность косвенного определения твердости и энергии разрушения через анализ силовых характеристик процесса взаимодействия резца с горным массивом.
Ключевые слова: методика оценки твердости, PDC – резцы, горная порода, механические свойства, математическая модель.

Введение

Современные технологии разрушения горных пород характеризуются широким применением PDC-резцов, эффективность которых напрямую зависит от соответствия их геометрических и режимных параметров механическим свойствам разрушаемого массива. Существующие методики определения твердости горных пород [1, 2] обладают существенным недостатком - они устанавливают исключительно качественные характеристики и не позволяют количественно оценить энергию, необходимую для разрушения единицы объема породы. В связи с этим разработка комплексной методики, устанавливающей взаимосвязь между традиционными показателями твердости и энергетическими параметрами процесса разрушения, представляет значительный научный и практический интерес.

Теоретическая часть

В основе разрабатываемой методики лежит модель процесса резания горной породы PDC-резцом как многостадийного процесса, включающего стадии упругого деформирования, пластического течения и хрупкого разрушения. На основе анализа [3, 4] предложена система уравнений, описывающая распределение напряжений в зоне контакта резца с породой:

$$\sigma_к = k_1 * \sigma_сж * (1 + \ln(E/\sigma_сж)) * (\delta/h)^m$$

где $\sigma_к$ - контактные напряжения, $\sigma_сж$ - предел прочности на сжатие, E - модуль упругости, δ - глубина резания, h - характеристика структурной неоднородности породы, k_1, m - эмпирические коэффициенты.

Энергия разрушения единицы объема породы W определяется через интеграл от работы сил сопротивления резанию:

$$W = \int(F_x * dx + F_y * dy)/V$$

где F_x, F_y - составляющие силы резания, V - объем разрушенной породы.

На основе теоретических положений [5, 6] выведена зависимость между силой резания и механическими характеристиками породы:

$F_{рез} = k_2 * σ_{сж}^{(1-λ)} * E^λ * S * (v/v_0)^n$

где S - площадь контакта резца с породой, v - скорость резания, v_0 - характерная скорость, k_2, λ, n - коэффициенты, определяемые экспериментально.

Методика определения твердости

Предложена модифицированная методика определения твердости, основанная на измерении силы резания при стандартных условиях (геометрия резца, скорость резания, глубина внедрения). Твердость по предлагаемой методике H_pdc определяется как:

$H_{pdc} = F_{рез_max} / (k_3 * L * δ)$

где F_рез_max - максимальное значение силы резания, L - длина лезвия резца, k_3 - коэффициент, учитывающий геометрию резца.

Установлена теоретическая связь между предлагаемым показателем твердости и традиционными шкалами [7]:

$H_{pdc} = k_4 * H_{Протодьяконова} + k_5 * H_{Мооса}$

Методика определения энергии разрушения

Разработана расчетная методика определения энергии разрушения через параметры процесса резания. Энергия разрушения единицы объема W связана с работой сил резания соотношением:

$W = (1/V) * ∫F_{рез}(x)dx$

Показано, что для хрупких пород основная часть энергии расходуется на образование новой поверхности, тогда для пластичных пород значительная часть энергии преобразуется в тепло.

Обсуждение результатов

Проведенный теоретический анализ позволил установить критериальные соотношения между механическими характеристиками горных пород и параметрами процесса их разрушения PDC-резцами. Показано, что предлагаемая методика позволяет перейти от качественных оценок твердости к количественным прогнозам энергоемкости процессов разрушения горных пород. Выявлена существенная зависимость энергии разрушения от структурных особенностей породы и условий нагружения.

Заключение

Разработана теоретическая основа комплексной методики определения твердости и энергии разрушения горных пород под воздействием PDC-резцов. Показана принципиальная возможность создания практического инструмента для прогнозирования эффективности разрушения горных пород на основе ограниченного числа механических характеристик. Дальнейшие исследования предполагают проведение экспериментальной верификации теоретических положений и уточнение эмпирических коэффициентов предложенных моделей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Протодьяконов М.М. Методика определения крепости горных пород. - М.: Недра, 1970. - 158 с.

2. Фисенко Г.Л. Механические свойства и разрушение горных пород. - М.: Госгортехиздат, 1961. - 216 с.

3. Johnson K.L. Contact mechanics. - Cambridge: Cambridge University Press, 1985. - 452 p.
4. Lawn B.R. Fracture of brittle solids. - Cambridge: Cambridge University Press, 1993. - 378 p.
5. Христианович С.А. О напряжениях и разрушениях в хрупких телах // Прикладная математика и механика. - 1958. - Т. 22. - Вып. 5. - С. 223-236.
6. Hill R. The mathematical theory of plasticity. - Oxford: Clarendon Press, 1998. - 356 p.
7. Atkinson B.K. Fracture mechanics of rock. - London: Academic Press, 1987. - 534 p.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 550.81.553.98

ОСОБЕННОСТИ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РИФОГЕННОЙ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА ЗЛ 2-1; ЗЛ 2-2 ВНЕШНЕЙ БОРТОВОЙ ЗОНЫ МУХАНОВО-ЕРОХОВСКОГО ПРОГИБА (НА ПРИМЕРЕ ТОЛКАЕВСКО-СОРОЧИНСКОГО КУПОЛА НИКОЛЬСКО-СОРОЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ)

Н.М. Максимкина

СамГТУ, г.Самара, Российская Федерация
E-mail: Maksimkina.Natalya@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются особенности концептуальной геологической модели формирования сложнопостроенного карбонатного коллектора пластов Зл2-1; Зл2-2 заволжского горизонта Толкаевско-Сорочинского купола Сорочинско-Никольского месторождения. Отмечено влияние трещиноватой составляющей коллекторов на гидродинамическую основу модели. Сделан вывод о влиянии геомеханического фактора на точность прогноза технологических показателей разработки.

Ключевые слова: ГГДМ (геолого-гидродинамическая модель), ГИС (геофизические исследования скважин), сейсморазведка, риф, коллектор, проницаемость, пористость, залежь.

Залежи, приуроченные к сложнопостроенным, низкопроницаемым карбонатным коллекторам, занимают значительное место в структуре трудноизвлекаемых запасов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Стоит отметить, что достаточно большое количество подобных залежей имеют высокую степень обводненности, что дополнительно осложняет технологические процессы по извлечению углеводородного сырья. В этих условиях принципиальное значение приобретает построение геолого-гидродинамических моделей, максимально соответствующих реальным процессам фильтрации в трещиновато-пористых пластовых системах. Важнейшими этапами построений геологической модели являются структурное, литофациальное и петрофизическое моделирование, которые базируются на принятой концептуальной модели формирования залежи в процессе геологической истории.

В региональном тектоническом плане район исследования приурочен к северо-восточному борту Бузулукской впадины, у южной границы Сорочинско-Никольского месторождения трассируется Ольховская рифтовая зона, предположительно генетически связанная с Урало-Сакмарским рифтом. Залежи пластов Зл 2-1; Зл 2-2 заволжского горизонта верхне-фаменского подъяруса приурочены к внешней

бортовой зоне Муханово-Ероховского прогиба, составной частью которой является Бобровско-Покровский седиментационный«бескорневой» вал. (Рис 1).

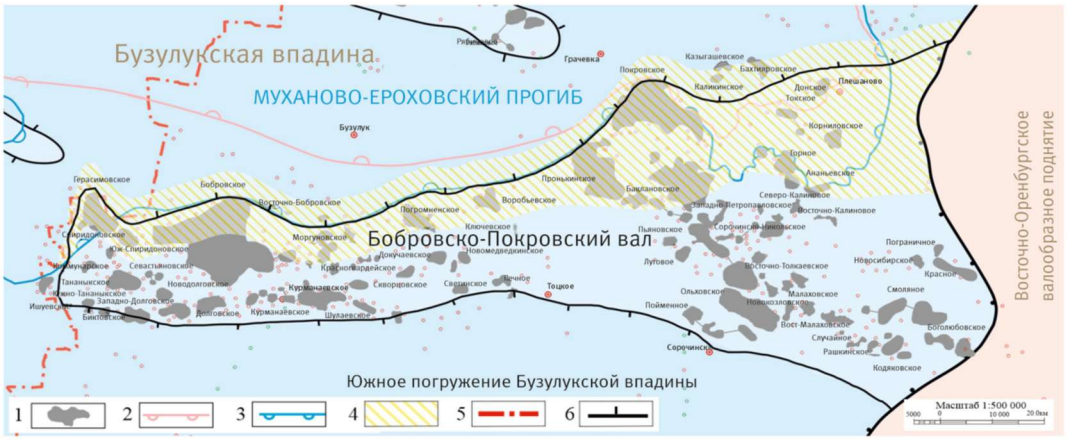


Рис. 1. Фрагмент обзорной структурно-тектонической схемы
Условные обозначения: 1 — месторождения; 2 — тектоно-седиментационная бортовая зона турнейского возраста; 3 — тектоно-седиментационная бортовая зона фаменского возраста; 4 — северная структурная зона Бобровско-Покровского вала;
5 — граница Оренбургской области; 6 — граница тектонических элементов

Формирование пластов-коллекторов заволжского горизонта связано с этапом закрытия Муханово-Ероховского прогиба. Геологическая история района исследований является сложной. Предположительно, в раннегерцинский этап тектогенеза в результате инверсии древних рифтов образовалась амплитудная приподнятая зона горстовидных поднятий (Ольховская грабен-горстовая зона одна из них). В течение поздне-франского ранне-фаменского времени напряжения общего сжатия в районе Толкаевско-Сорочинского поднятия были усилены хордовыми нагрузками на северный борт Прикаспийской впадины (при погружении Центральной Прикаспийской Депрессии). На протяжении фаменского времени палеобассейн проградационно заполнялся мелкими карбонатными платформами. [1;2] Неровности рельефа подстилающей поверхности при наложении на осадки глубоководного палеобассейна создали благоприятные условия для формирования карбонатных построек на отмелях криноидных банок (биокластовых илистых матах).

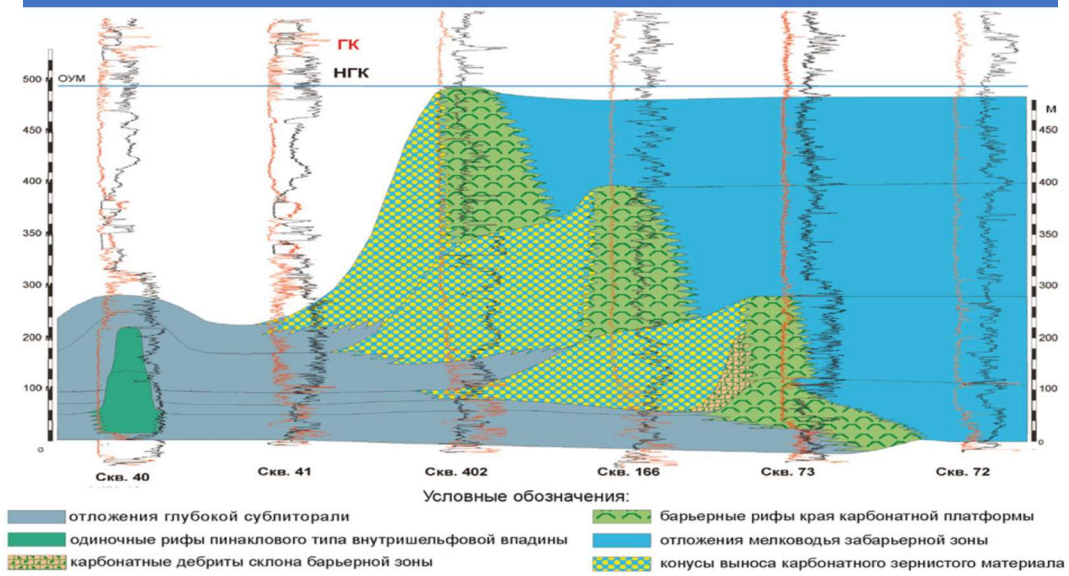
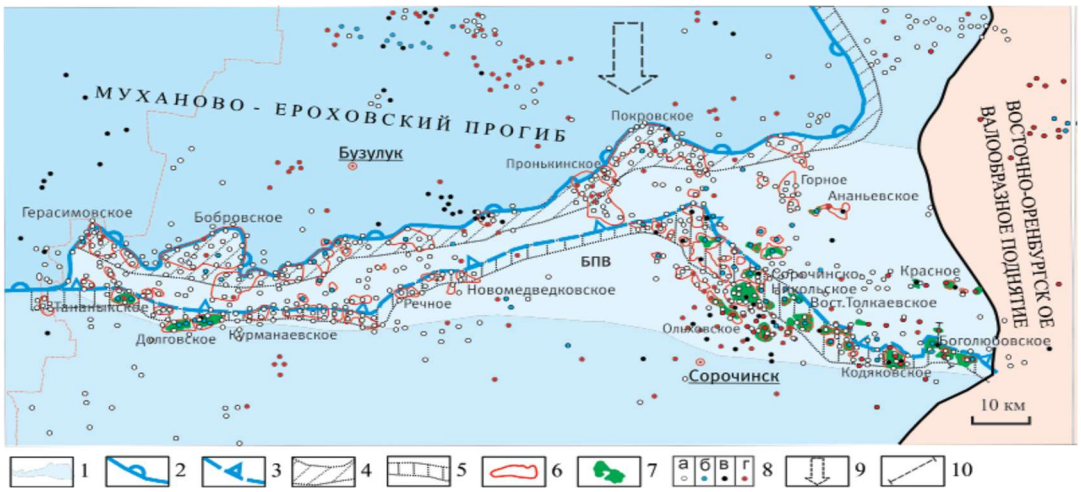


Рис. 2. Концептуальная седиментационная модель фаменской карбонатной толщи южного борта Муханово-Ероховского прогиба на конец среднефаменского времени (составил А.П. Вилесов) [Статья о строении МЕВ]

В результате исследований [3] установлена карбонатная ступень: заволжского возраста и, прогнозируемая, нижне-фаменского возраста. Оба уступа контролируются барьерными рифами, причем последний, в непосредственной близости к объекту исследований, имеет субширотное простирание перпендикулярно региональному наклону на юг, в сторону Прикаспийской впадины. (Рис.3)



Условные обозначения:

1 — Бобровско-Покровский вал; 2 — заволжский бортовой уступ Муханово-Ероховского прогиба; 3 — прогнозный бортовой уступ нижнефаменского барьерного рифа; 4 — среднефаменский барьерный риф; 5 — нижнефаменский барьерный риф; 6 — контуры нефтяных залежей в карбоне; 7 — нефтяные залежи в фамене; 8 —поисковые и разведочные скважины с забоями: а — в турне; б — в карбонатном девоне; в — в терригенном девоне; г — в додевонских образованиях; 9 — направление регионального наклона отложений девона и карбона

В течение нижне-средне-фаменского времени в районе восточного окончания Бобровско-Покровского вала активно формируется рифовая система: происходит рост барьерного рифа (Рис.4) и связанной с ним забарьерной рифовой лагуны. В поздне-фаменский этап седиментации, в заволжское время, в результате хованской трансгрессии, район Сорочинско-Никольского месторождения попадает в зону открытого мелководного шельфа, о чем свидетельствуют циклиты, выделяемые по керну и ГИС в 84 скважине Сорочинско-Покровского лицензионного участка. (Рис.5)

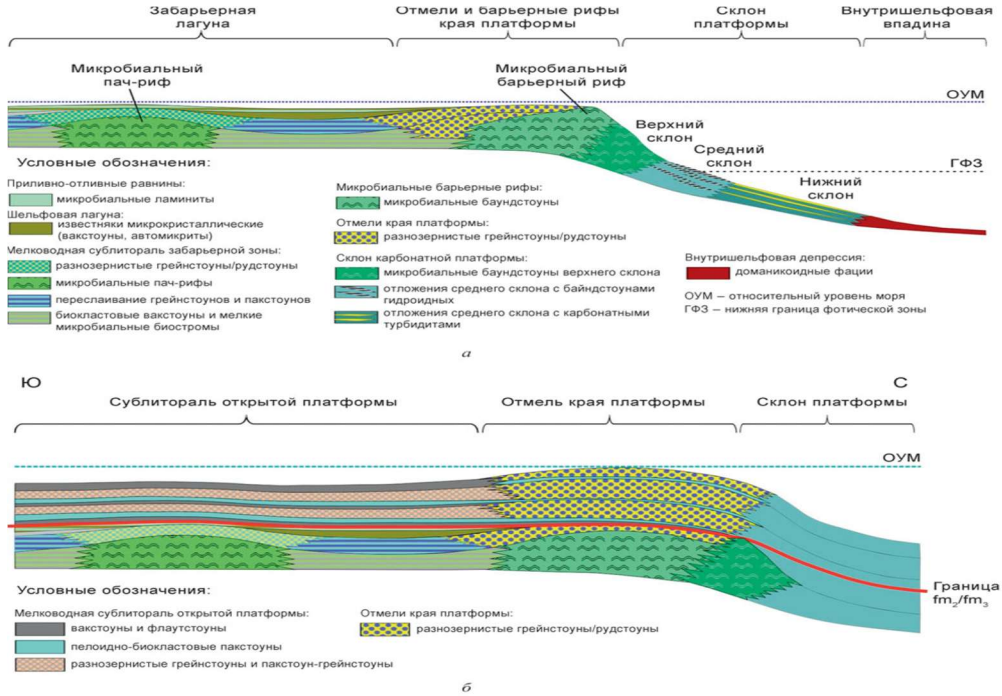


Рис.4 Концептуальные седиментационные модели нижне-среднефаменской (а) и верхнефаменской (б) карбонатной толщи Бобровско-Покровского вала (без масштаба)

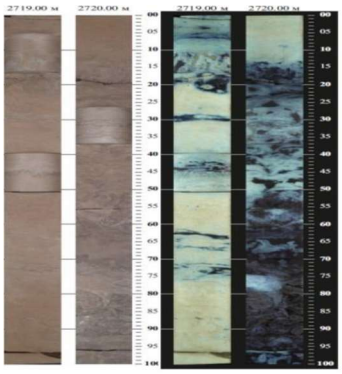
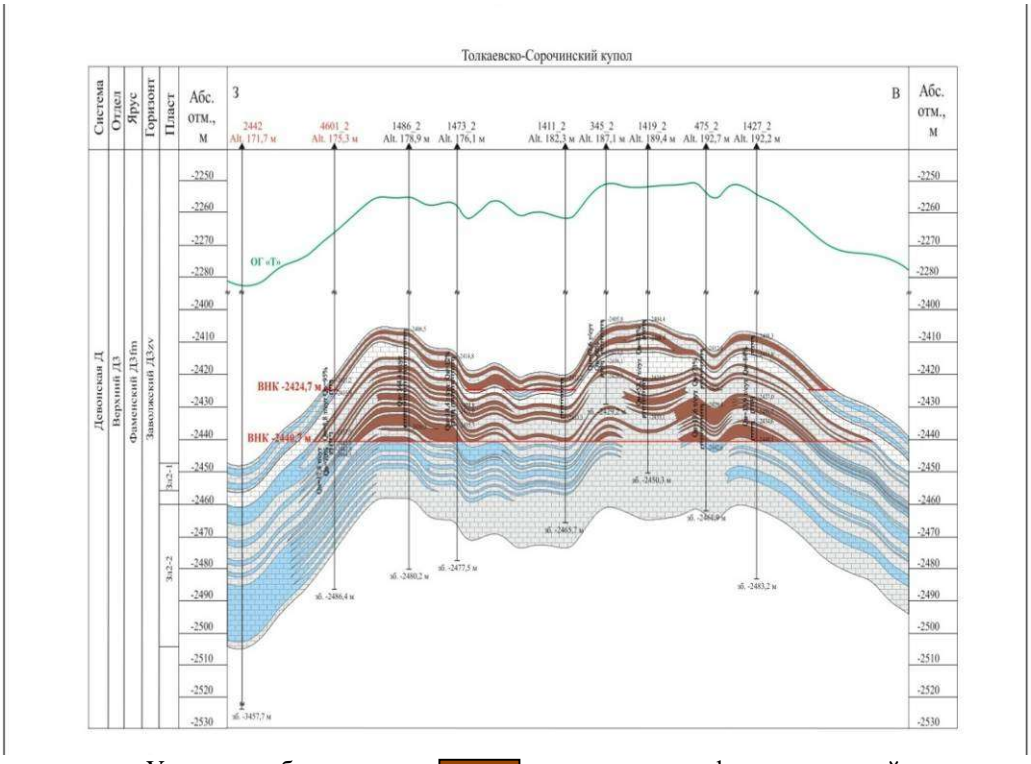


Рис.5 Образец керна скв. 84 Покровско-Сорочинского ЛУ, представленный известняком мелководной сублиторали., гл. 2719,0 м (по бурению)

Привнос глинистого материала, предположительно, со стороны Соль-Илецкого свода, в результате спокойной придонной гидродинамики мелководной сублиторали, позволил отложиться плотным слабоглинистым, в виде прожилок, плёнок облекания

кристаллов, неравномерного распределения в микритовом материале, известнякам (вакстоун/флаутстоун) [4] являющимся флюидоупором между пластами Зл 2-1 и Зл2-2 Толкаевско-Сорочинского купола.

Таким образом, Толкаевско-Сорочинское поднятие, закартированное по данным сейсмики, по отражающим горизонтам Дф,Т,У и Тр можно отнести к тектоно-седиментационному типу.Рис.6



Условные обозначения:
- коллектор нефтенасыщенный;
- коллектор водонасыщенный;
- неколлектор

Рис.6 Литолого-стратиграфический профильный разрез фаменских отложений Толкаевско-Сорочинского купола по линии скважин: 1486_2;1473_2;1411_2;345_2;1419_2;475_2;1427_2

Залежь нефти в пласте Зл 2-1- пластового типа, Зл 2-2 - массивного. Не исключено, что залежь нижнего пропластка генетически обусловлена карбонатной постройкой более раннего периода. Изменение толщин и несоответствие структурных поверхностей в районе 1419_2 скважины северного участка Толкаевско-Сорочинского купола, вероятно, связаны с неравномерным, в стратиграфическом плане, ростом карбонатной постройки. В течение среднефаменского времени в районе структуры отмечается перерыв в осадконакоплении. Возникла палеокарстовая система трещин, подтверждением является керн, поднятый из скважины 365 Восточно-Толкаевской, что, по всей вероятности, послужило одной из причин отсутствия надежного флюидоупора для возможных залежей в нижележащих отложениях.

Залежь верхнего пропластка, скорее всего, связана со структурой облекания. Коллектора пластов заволжского горизонта (на основании данных керна скважины 84 - Покровско-Сорочинского ЛУ) представлены известняками микрокристаллическими с зернами (вакстоун) - известняками зернистые с микрокристаллическим цементом (пакстоун) - известняками мелкозернистыми (грейнстоун) - известняками крупнозернистыми с микрокристаллическим цементом (рудстоун). На формирование ФЕС пластов верхнего фамена также оказали влияние постседиментационные процессы, возможно, связанные с вовлечением рассматриваемой территории в зону последующей тектонической активности. Основным источником напряжений в этот период является возобновление подвижек по нижележащим старым, глубинным разломам, что привело к созданию структуры разнонаправленных микротрещин с преобладанием субвертикального типа.

Таким образом, пласты-коллекторы заволжского горизонта характеризуются неравномерной пористостью с присутствием каверн и микротрещин. О наличии последних может косвенно свидетельствовать отличие в показаниях кривых ГИС КпАК и НГК (ГГКп), в скважинах, где проведены оба метода в данном интервале. Коэффициенты пористости по пластам Зл 2-1 Зл 2-2 составляют соответственно 0,08д.ед. и 0,09 д.ед; проницаемость - 0,003 и 0,002 мкм^2, значения проницаемости принимались по корреляционным зависимостям.

Нефтенасыщенность также имеет характерный пятнистый вид. Ее значение составляет 0,72 д.ед. Нефть по плотности относится к особо легкой (0,823 г/см^3), незначительной вязкости 1,06 мПа*сек, газосодержание при дифференциальном разгазировании 66,1%, среднесернистая (содержание серы в нефти 0.82%), парафинистая (содержание парафина 4.45%), смолистая (содержание смол 8,45%, асфальтенов 3.85%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°С – 56%. Содержание V по данным компонентного анализа проб нефти составляет 7,5%. Возможно, этот факт дополнительно служит подтверждением активных катагенетических процессов, при которых нефти облегчаются и обедняются микроэлементами, чему, как правило, способствует перестройка структурных планов [5].

Залежи заволжского горизонта в пределах Толкаевско-Сорочинского купола объединены в единый объект разработки Зл, который вступил в эксплуатацию в 2017 году. По состоянию на 01.01.2024 степень выработки запасов составляет 29,7% при обводненности 97%. (Рис 7)

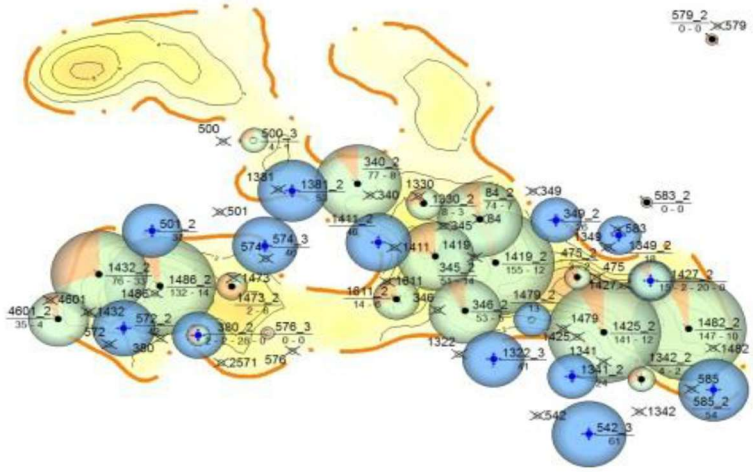


Рис.7 Карта накопленных отборов нефти и закачки воды объекта Зл

Примечательным является тот факт, что у добывающих скважин 84_2;1419_2;1425_2;1432_2;1486_2, вступивших в разработку со средним дебитом по нефти 195 т/сут среднесуточная добыча снизилась до 6,2 т/сут, а показатель обводненности, в среднем, вырос до 96,2%. Учитывая сложное строение коллектора и данные эксплуатации логично предположить, что работала трещинная составляющая пласта. Начальное пластовое давление 28,6 МПа снизилось незначительно (на 0,5 МПа) и по состоянию на 01.01.2024 г составляло 28,1 МПа. Меры по внедрению очаговой системы заводнения по увеличению нефтеотдачи пласта положительного эффекта не дали. Матрица коллектора осталась в «запечатанном» состоянии.

Наиболее приближена к реальным процессам фильтрации в трещиновато-пористой среде концептуальная математическая модель Уоренна-Рута. Однако, на практике, при создании гидродинамической модели с двойной пористостью/проницаемостью, создание модели с дискретной системой трещин требует большого количества входных данных. В основе моделирования петрофизических свойств пластов Зл 2-1; Зл 2-2 при создании кубов литологии и песчанистости для каждой скважины, на основе данных ГИС, строились дискретные кривые со значениями коллектор (1) – неколлектор (0) и учитывались геолого-статистические разрезы с сопоставлением доли коллектора и неколлектора по скважинным данным. Фактически основой гидродинамической модели составила модель единой пористости, скорректированная затем при адаптации истории разработки. (Рис. 8)

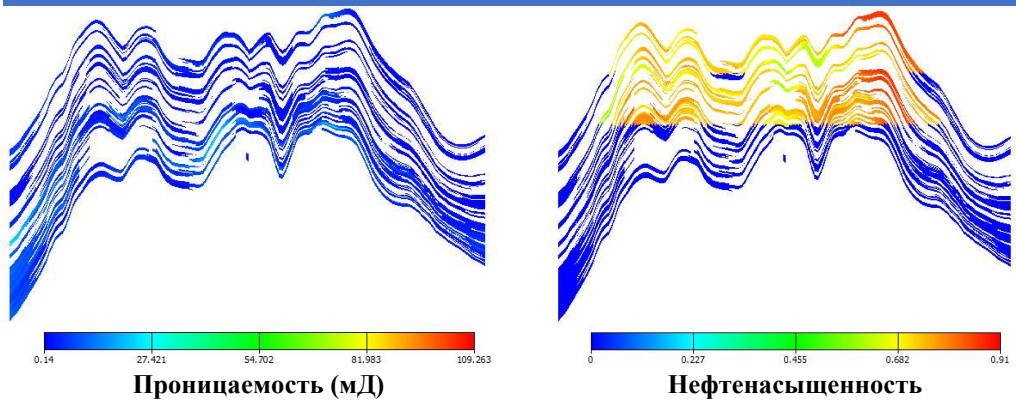


Рис.8 Толкаевско-Сорочинский купол. Распределение проницаемости и начальной нефтенасыщенности

Современные исследования полагают, что на трещиноватую составляющую коллектора приходится 9% геологических запасов залежи [6], что, в целом, сопоставимо с погрешностью определения запасов по данным геологического моделирования. Однако, влияние трещиноватости на фильтрационную систему может быть значительным и привести к неточному определению прогнозных показателей уровней добычи и, как следствие, выбору адекватных мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта. В создавшихся условиях, когда в разработку вступает все большее количество залежей, приуроченных к сложнопостроенным карбонатным коллекторам, назревает необходимость использования геомеханических моделей, которые строятся для планирования и сопровождения операций бурения скважин и операций ГРП. В дальнейшем их результаты могут быть применены для трехмерного моделирования проницаемости. [7]

Таким образом, из приведенного анализа можно сделать следующие выводы:

Толкаевско-Сорочинский купол, выделяемый по кровле заволжского горизонта, относится к тектоно-седиментационному типу ловушек. Заложенная при геологическом моделировании концептуальная модель карбонатной постройки в пределах зарифовой лагуны, усиливает лишь седиментационную составляющую формирования коллекторов и, как следствие, создает основу для моделирования единой пористости резервуара. Однако опыт эксплуатации объекта Зл свидетельствует о не менее важной роли трещинной составляющей. Система трещин коллекторов Зл 2-1; Зл 2-2 связана с пост-седиментационными процессами, так или иначе контролируемыми тектоническими напряжениями, возникавшими на протяжении геологической истории региона. Недооценка геомеханической составляющей приводит к искажению процессов фильтрации и, как следствие, неточностям в прогнозе и выбору вариантов разработки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Никитин Ю.И. Палеогеографические реконструкции позднедевонского осадконакопления на юге Волго-Уральской провинции в связи с поисками рифовых месторождений нефти. //Геология, геофизика и разработка. М: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2020. № 8. с.4-18

2. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Кожин В.Н., Шакирова Г.В., Колесников В.А., Терёшкин В.В., Немков И.П., Соболев В.И., Гилаев Г.Г. Особенности геологического

строения Муханово-Ероховского прогиба в пределах Оренбургской области //Геология, геофизика и разработка. М: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2021. №6. с.5-16

3. Чикина Н.Н., Никитин Ю.И., Лебедев М.В. Результаты реализации программы ГРР на карбонатные отложения верхнего девона Оренбургской области. // Экспозиция. Нефть. Газ. Набережные Челны: ООО «Экспозиция Нефть Газ». №7. 2024. с. 42-47

4. Вилесов А.П. Модель седиментации карбонатной толщи фаменского яруса Бобровско-Покровского вала (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) //Геология, геофизика и разработка. М: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2017. №6. с.4-12.

5. Пунанова С.А. Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью. // Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. ФГБУН Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, 2017 г. 259 с.

6. Кулакова Н. В. О подсчете запасов углеводородов с учетом трещинной проницаемости по геофизическим исследованиям скважин // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: сборник научных трудов / гл. ред. В. И. Костицын; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2018. Выпуск 1 (6) – 194-199 с.

7.Черкас Е.О., Бородкин А.А.,Шевко Н.А., Хузин Р.А. Пример комплексирования данных трещинноватости в условиях ограниченного количества информации на месторождении Бадра //Pronефть. Профессионально о нефти. ООО «НТЦ Газпромнефть». Периодический научно-технический журнал. №3. 2017 г.с.12-16.

УДК 621.3.079

ОСОБЕННОСТИ ВЕКТОРНОГО УПРАВЛЕНИЯ ВЕНТИЛЬНЫМ ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ

Ф.А. Сабадаш[1], Ю.А. Агеева[2], А.В. Стариков[2]

[1] ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия
[2] Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
E-mail: *ageeva_julia04@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматривается основные особенности векторного управления вентильным погружным электродвигателем. Приведена функциональная схема системы векторного управления и рассмотрено основных блоков. Показано, что основной проблемой при создании системы векторного управления вентильным погружным электродвигателем является определение угла поворота ротора без применения соответствующего датчика. Приведены аналитические выражения для расчета угла поворота по измеренным значениям фазных напряжений и токов на выходе преобразователя частоты станции управления погружным насосом.

Ключевые слова: нефтяная скважина, центробежный насос, вентильный погружной электродвигатель, векторное управление.

Введение

Вентильные погружные электродвигатели (ВПЭД) находят широкое применение в нефтяной отрасли. Это связано с тем,

что ВПЭД позволяют повысить энергетическую эффективность механизированной добычи нефти за счет более высокого коэффициента полезного действия и коэффициента мощности ВПЭД значительно выше, чем погружного асинхронного двигателя [1 – 3]. Но применение вентильного двигателя требует реализации в преобразователе частоты векторного управления скоростью без применения датчика угла поворота ротора. Системы бездатчикового векторного управления давно разработаны и реализованы в преобразователях частоты [4]. Но особенность электротехнического комплекса добывающей скважины с ВПЭД заключается в том, что между преобразователем частоты и ВПЭД установлен повышающий трансформатор и длинный соединительный кабель.

В связи с этим целью работы является вывод аналитических выражений, позволяющих рассчитать угол поворота ВПЭД с учетом параметров повышающего трансформатора, соединительного кабеля и собственно двигателя.

Основы векторного управления вентильным погружным электродвигателем

Система векторного управления вентильным погружным электродвигателем на функциональном уровне выглядит следующим образом (рис. 1) [4]. Это трехконтурная система с контуром регулирования скорости и двумя контурами тока. Контуры тока регулируют независимо две проекции вектора тока I_{1d} и I_{1q} во вращающейся вместе с магнитным полем ротора системе координат $0dq$. При

работе вентильного двигателя на скоростях от 0 до $\omega_{ном}$ сигнал задания контуру регулирования I_{1d} принципиально равен нулю $I_{1dз}=0$. Регуляторы тока PTd и PTq, как правило, являются пропорционально-интегральными. Сигналы обратных связей I_{1doc} и I_{1qoc} рассчитываются в преобразователе координат ПК1 с помощью преобразования Парка, осуществляющего переход от неподвижной системы координат во вращающуюся вместе с ротором [4]

$$\left.\begin{aligned} I_{1doc} &= I_{1mp\alpha}\cos\theta_p + I_{1mp\beta}\sin\theta_p; \\ I_{1qoc} &= -I_{1mp\alpha}\sin\theta_p + I_{1mp\beta}\cos\theta_p, \end{aligned}\right\} \quad (1)$$

где $I_{1mp\alpha}$ и $I_{1mp\beta}$ – проекции вектора тока первичной обмотки повышающего трансформатора на неподвижную систему координат $0\alpha\beta$, связанную с обмотками трансформатора; θ_p – угол поворота ротора ВПЭД.

При задании скорости ВПЭД в герцах контур скорости замкнут по сигналу обратной связи

$$f_{oc} = \frac{Z_n}{2\pi}\omega, \quad (2)$$

где Z_n – число пар полюсов вентильного погружного электродвигателя.

Поскольку установка реального датчика скорости на ВПЭД принципиально не предусматривается, то сигнал, пропорциональный скорости вращения, может быть получен посредством дифференцирования по времени угла поворота ротора

$$\omega = \frac{d\theta_p}{dt}. \quad (3)$$

Эту процедуру осуществляет дифференцирующее звено ДЗ.

Считается, что выходной сигнал регулятор скорости РС пропорционален заданному моменту двигателя $M_з$. Поэтому сигнал задания для контура, регулирующего проекцию тока I_{1q}, получается путем пересчета

$$I_{1qз} = \frac{2M_з}{3Z_n\psi_p} = k_{IM}M_з. \quad (4)$$

При вращении ротора ВПЭД в его статорных обмотках наводится электродвижущая сила ЭДС, направленная против питающего напряжения. При этом на величину проекции ЭДС на ось d влияет проекция тока I_{1q}, а на проекцию ЭДС на ось q – проекция тока I_{1d}, то есть наблюдается действие так называемых перекрестных обратных связей. Поэтому в блоке компенсации перекрестных связей БКПС производится расчет дополнительных составляющих, компенсирующих действие ЭДС

$$U_{1dк} = -\omega L'_{cq} I_{1q}; \quad (5)$$

$$U_{1qк} = \omega\left(\psi_p + L'_{cd} I_{1d}\right), \quad (6)$$

где L'_c – приведенная к первичной обмотке трансформатора суммарная индуктивность соединительного кабеля, статорной обмотки вентильного двигателя и собственно трансформатора.

Эти составляющие прибавляются к выходным сигналам соответствующих регуляторов токов РТ. В результате получаются проекции требуемого на выходе частотного преобразователя вектора напряжения на вращающуюся систему координат

$$U_{1d} = U_{1dрег} + U_{1dк}; \quad (7)$$

$$U_{1q} = U_{1qрег} + U_{1qк}. \quad (8)$$

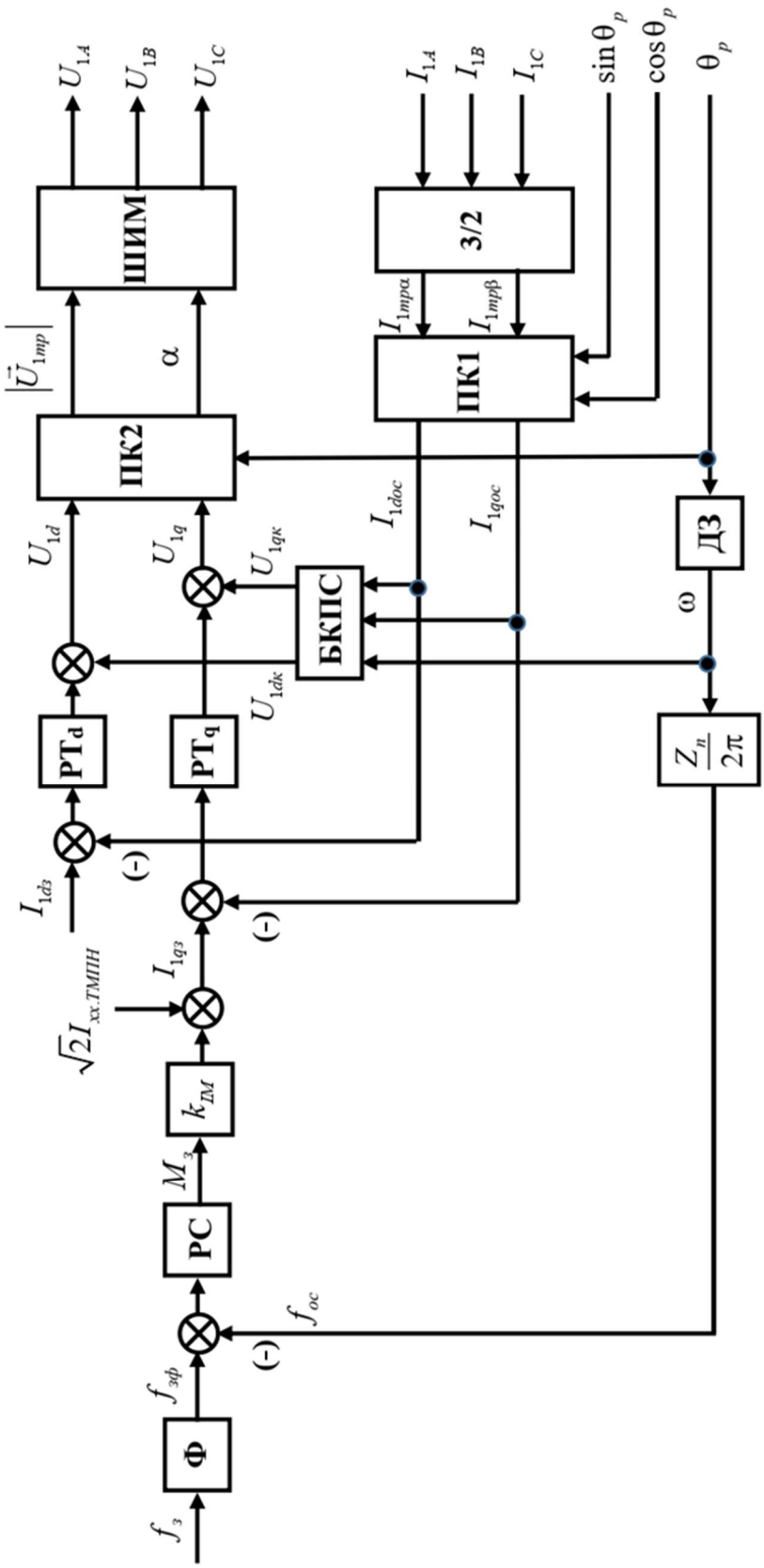


Рис. 1. Функциональная схема системы векторного управления вентильным погружным электродвигателем

Для перехода в неподвижную систему координат, связанную с обмотками повышающего трансформатора, служит преобразователь координат ПК2, который производит расчет требуемого модуля вектора напряжения

$$\left|\overset{\mathbf{r}}{U}_{1mp}\right| = \sqrt{U_{1d}^2 + U_{1q}^2} \tag{9}$$

и угла поворота этого вектора

$$\alpha = arctg\left(\frac{U_{1d}}{U_{1q}}\right) + \theta_p . \tag{10}$$

Величины, рассчитанные по формулам (9) и (10), являются задающими сигналами для работы широтно-импульсного модулятора (ШИМ).

Формулы (1), (3) и (10) показывают, что для организации векторного управления вентильным погружным электродвигателем необходимо вычисление угла поворота ротора θ_p. Причем расчет этого угла необходимо производить с учетом инерционности повышающего трансформатора и длинного соединительного кабеля. В этом и заключается главная особенность векторного управления ВПЭД.

Вывод аналитических выражений для расчета угла поворота ротора

ВПЭД по сигналам датчиков токов преобразователя частоты

Для вывода аналитических выражений для расчета угла поворота рассмотрим прежде всего уравнения статорной цепи ВПЭД, питаемого от повышающего трансформатора ТМПН. При векторном представлении переменных эти уравнения имеют следующий вид [4, 5]

$$\left.\begin{aligned} \overset{\mathbf{ur}}{U}_{2mp} &= R_c^{//}\overset{\mathbf{r}}{I}_{2mp} + \frac{d\overset{\mathbf{u}}{\psi}_c}{dt}; \\ \overset{\mathbf{ur}}{\psi}_c &= L_c^{//}\overset{\mathbf{r}}{I}_{2mp} + \overset{\mathbf{ur}}{\psi}_p, \end{aligned}\right\} \tag{11}$$

где $\overset{\mathbf{u}}{U}_{2mp}$ и $\overset{\mathbf{i}}{I}_{2mp}$ – векторы напряжения и тока вторичной обмотки трансформатора; $\overset{\mathbf{u}}{\psi}_c$ и $\overset{\mathbf{u}}{\psi}_p$ – векторы потокосцеплений статора и ротора; $R_c^{//}$ и $L_c^{//}$ – активное сопротивление и индуктивность цепи статора вентильного погружного электродвигателя, приведенные ко вторичной обмотке трансформатора.

В нашем случае

$$R_c^{//} = R_1 + R_{кл} + R_{mp}^{//};$$

$$L_c^{//} = L_1 + L_{кл} + L_{mp}^{//},$$

где R_1 и L_1 – активное сопротивление и индуктивность фазы обмотки статора двигателя; $L_{кл}$ – индуктивность соединительного кабеля; $R_{mp}^{//}$ и $L_{mp}^{//}$ – приведенные ко вторичной обмотке активное сопротивление и индуктивность трансформатора.

Подставляя второе уравнение (11) в первое, получим следующее равенство

$$\overset{\text{ur}}{U}_{2mp} = R_c^{//}\overset{\text{r}}{I}_{2mp} + L_c^{//}\frac{d\overset{\text{r}}{I}_{2mp}}{dt} + \frac{d\overset{\text{u}}{\psi}_p}{dt}. \qquad (12)$$

Разложим в (12) изображающие векторы напряжения, тока и потокосцепления на оси неподвижной системы координат $0\alpha\beta$, связанной со статорными обмотками ВПЭД, причем ось α совместим с осью обмотки А

$$\left.\begin{aligned} U_{2mp\alpha} &= R_c^{//} I_{2mp\alpha} + L_c^{//}\frac{dI_{2mp\alpha}}{dt} + \frac{d\psi_{p\alpha}}{dt};\\ U_{2mp\beta} &= R_c^{//} I_{2mp\beta} + L_c^{//}\frac{dI_{2mp\beta}}{dt} + \frac{d\psi_{p\beta}}{dt}. \end{aligned}\right\} \qquad (13)$$

Перепишем систему уравнение (13) в следующем виде

$$\left.\begin{aligned} \frac{d\psi_{p\alpha}}{dt} &= U_{2mp\alpha} - R_c^{//} I_{2mp\alpha} - L_c^{//}\frac{dI_{2mp\alpha}}{dt};\\ \frac{d\psi_{p\beta}}{dt} &= U_{2mp\beta} - R_c^{//} I_{2mp\beta} - L_c^{//}\frac{dI_{2mp\beta}}{dt}. \end{aligned}\right\} \qquad (14)$$

Из (14) можно получить уравнения для расчета проекций потокосцепления ротора на неподвижную систему координат $0\alpha\beta$

$$\left.\begin{aligned} \psi_{p\alpha} &= \int\left(U_{2mp\alpha} - R_c^{//} I_{2mp\alpha}\right)dt - L_c^{//} I_{2mp\alpha};\\ \psi_{p\beta} &= \int\left(U_{2mp\beta} - R_c^{//} I_{2mp\beta}\right)dt - L_c^{//} I_{2mp\beta}. \end{aligned}\right\} \qquad (15)$$

Отсюда вытекают следующие зависимости для вычисления угла поворота θ_r ротора относительно неподвижной системы координат и направляющих синуса и косинуса

$$\sin\theta_p = \frac{\psi_{p\beta}}{\sqrt{\psi_{p\alpha}^2 + \psi_{p\beta}^2}}; \qquad (16)$$

$$\cos\theta_p = \frac{\psi_{p\alpha}}{\sqrt{\psi_{p\alpha}^2 + \psi_{p\beta}^2}}; \tag{17}$$

$$\theta_p = \arcsin\left(\frac{\psi_{p\beta}}{\sqrt{\psi_{p\alpha}^2 + \psi_{p\beta}^2}}\right). \tag{18}$$

В формулах (15) – (18) для вычисления проекций потокосцеплений ротора, угла его поворота и направляющих синуса и косинуса используются проекции напряжения и тока вторичной обмотки повышающего трансформатора. Однако, датчики преобразователя частоты, измеряющие мгновенные значения напряжений U_{1A}, U_{1B}, U_{1C} и токов I_{1A}, I_{1B}, I_{1C} расположены в цепи первичной обмотки трансформатора.

При соединении обмоток повышающего трансформатора $Y_н / Y_н - 0$ в статическом режиме проекции вектора напряжения вторичного напряжения будут равны

$$\left.\begin{aligned} U_{2mp\alpha} &= \frac{w_2}{w_1} U_{1mp\alpha}; \\ U_{2mp\beta} &= \frac{w_2}{w_1} U_{1mp\beta}, \end{aligned}\right\} \tag{19}$$

где w_1 и w_2 – числа витков первичной и вторичной обмоток.

В то же время проекции вектора напряжения первичной обмотки (выходного напряжения преобразователя ПЧ) на неподвижные оси будут определяться с помощью трехфазно-двухфазного преобразования (преобразования Кларка) [4]

$$\left.\begin{aligned} U_{1mp\alpha} &= U_{1A}; \\ U_{1mp\beta} &= \frac{1}{\sqrt{3}}(U_{1B} - U_{1C}). \end{aligned}\right\} \tag{20}$$

Аналогично системе уравнений (20) можно записать проекции тока первичной обмотки трансформатора в неподвижной системе координат

$$\left.\begin{aligned} I_{1mp\alpha} &= I_{1A}; \\ I_{1mp\beta} &= \frac{1}{\sqrt{3}}(I_{1B} - I_{1C}). \end{aligned}\right\} \tag{21}$$

Модуль вектора тока первичной обмотке трансформатора равен

$$\left|I_{1mp}\right| = \sqrt{I_{1mp\alpha}^2 + I_{1mp\beta}^2}\ . \tag{22}$$

При этом проекции тока вторичной обмотки повышающего трансформатора будут определяться формулами

$$\left.\begin{aligned} I_{2mp\alpha} &= \frac{w_1}{w_2} I_{1mp\alpha} \frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2} I_{xx.TMPH}}{\left|I_{1mp}\right|}; \\ I_{2mp\beta} &= \frac{w_1}{w_2} I_{1mp\beta} \frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2} I_{xx.TMPH}}{\left|I_{1mp}\right|}, \end{aligned}\right\} \tag{23}$$

где $I_{xx.TMPH}$ – действующее значение тока холостого хода трансформатора.

Подставив (19) и (23) в систему уравнений (15), получим

$$\left.\begin{aligned} \psi_{p\alpha} &= \int\left(\frac{w_2}{w_1} U_{1mp\alpha} - R_c^{//} \frac{w_1}{w_2} I_{1mp\alpha} \frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2} I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right) dt - L_c^{//} \frac{w_1}{w_2} I_{1mp\alpha} \frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2} I_0}{\left|I_{1mp}\right|}; \\ \psi_{p\beta} &= \int\left(\frac{w_2}{w_1} U_{1mp\beta} - R_c^{//} \frac{w_1}{w_2} I_{1mp\beta} \frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2} I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right) dt - L_c^{//} \frac{w_1}{w_2} I_{1mp\beta} \frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2} I_0}{\left|I_{1mp}\right|}. \end{aligned}\right\} \tag{24}$$

Умножим числитель и знаменатель в (16) на $\frac{w_1}{w_2}$ и подставим туда проекции потокосцеплений из (24)

$$\sin\theta_p = \frac{\frac{w_1}{w_2}\psi_{p\beta}}{\sqrt{\left(\frac{w_1}{w_2}\psi_{p\alpha}\right)^2 + \left(\frac{w_1}{w_2}\psi_{p\beta}\right)^2}} =$$

$$= \frac{\int\left(U_{1mp\beta} - R_c^{//}\left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2 I_{1mp\beta}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_{xx.TMPH}}{\left|I_{1mp}\right|}\right)dt - L_c^{//}\left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2 I_{1mp\beta}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_{xx.TMPH}}{\left|I_{1mp}\right|}}{\sqrt{\left[\int\left(U_{1mp\alpha} - R_c^{//}\left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2 I_{1mp\alpha}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right)dt - L_c^{//}\left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2 I_{1mp\alpha}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right]^2 + \left[\int\left(U_{1mp\beta} - R_c^{//}\left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2 I_{1mp\beta}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right)dt - L_c^{//}\left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2 I_{1mp\beta}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right]^2}} =$$

. (25)

Формулу (25) можно переписать следующим образом

$$\sin\theta_p = \frac{\int\left(U_{1mp\beta} - R_c^{/}I_{1mp\beta}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_{xx.TMPH}}{\left|I_{1mp}\right|}\right)dt - L_c^{/}I_{1mp\beta}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_{xx.TMPH}}{\left|I_{1mp}\right|}}{\sqrt{\left[\int\left(U_{1mp\alpha} - R_c^{/}I_{1mp\alpha}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right)dt - L_{c1mp\alpha}^{/}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right]^2 + \left[\int\left(U_{1mp\beta} - R_c^{/}I_{1mp\beta}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right)dt - L_c^{/}I_{1mp\beta}\frac{\left|I_{1mp}\right| - \sqrt{2}I_0}{\left|I_{1mp}\right|}\right]^2}}$$

, (26)

где $R_s^{/}$ и $L_s^{/}$ – приведенные к цепи первичной обмотки трансформатора суммарные активное сопротивление и индуктивность;

$$R_s^{/} = \frac{w_1^2}{w_2^2}\left(R_1 + R_{кл} + R_{mp}^{//}\right);$$

$$L_s^{/} = \frac{w_1^2}{w_2^2}\left(L_1 + L_{кл} + L_{mp}^{//}\right).$$

Аналогично из (17) и (18) можно получить формулы для направляющего косинуса и угла поворота ротора, выраженные через напряжения и токи первичной цепи повышающего трансформатора

$$\cos\theta_p = \frac{\int\left(U_{1mp\alpha} - R_c^{/} I_{1mp\alpha}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_{xx.TMПH}}{|I_{1mp}|}\right)dt - L_c^{/} I_{1mp\alpha}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_{xx.TMПH}}{|I_{1mp}|}}{\sqrt{\left[\int\left(U_{1mp\alpha} - R_c^{/} I_{1mp\alpha}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_0}{|I_{1mp}|}\right)dt - L_{c1mp\alpha}^{/}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_0}{|I_{1mp}|}\right]^2 + \left[\int\left(U_{1mp\beta} - R_c^{/} I_{1mp\beta}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_0}{|I_{1mp}|}\right)dt - L_c^{/} I_{1mp\beta}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_0}{|I_{1mp}|}\right]^2}} = \text{, (27)}$$

$$\theta_p = \arcsin\frac{\int\left(U_{1mp\beta} - R_c^{/} I_{1mp\beta}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_{xx.TMПH}}{|I_{1mp}|}\right)dt - L_c^{/} I_{1mp\beta}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_{xx.TMПH}}{|I_{1mp}|}}{\sqrt{\left[\int\left(U_{1mp\alpha} - R_c^{/} I_{1mp\alpha}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_0}{|I_{1mp}|}\right)dt - L_{c1mp\alpha}^{/}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_0}{|I_{1mp}|}\right]^2 + \left[\int\left(U_{1mp\beta} - R_c^{/} I_{1mp\beta}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_0}{|I_{1mp}|}\right)dt - L_c^{/} I_{1mp\beta}\frac{|I_{1mp}| - \sqrt{2}I_0}{|I_{1mp}|}\right]^2}} = \text{. (28)}$$

Формулы (26) – (28) являются основой для организации векторного управления вентильным погружным электродвигателем по измеренным мгновенным значениям фазных напряжений и токов на первичной обмотке повышающего трансформатора.

Выводы

1. Полученные аналитические выражения позволяют реализовать векторное управление погружным вентильным электродвигателем без применения специального датчика угла поворота ротора.

2. Микроконтроллер преобразователя частоты станции управления погружным насосом должен обладать достаточной вычислительной мощностью для косвенного определения угла поворота ротора по измеренным мгновенным значениям фазных напряжений и токов на первичной обмотке повышающего трансформатора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сагаловский А.Г. Новое поколение вентильных электродвигателей компании «Борец» – новый шаг в энергосбережении / Инженерная практика, № 8, 2010.

2. Гарифуллин А.Р. Опыт применения вентильных ПЭД в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / Инженерная практика, № 8, 2010.

3. Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П. Анализ эффективности примене-ния вентильных двигателей ПК «Борец» для снижения энергопотребления / Научно-технический вестник «ОАО «НК «Роснефть». Приложение. Выпуск 3, 2014. – С. 45 – 50.

4. Калачев Ю.Н. Векторное регулирование (заметки практика) – М.: ЭФО, 2013. – 63 с.

5. Соколовский Г.Г. Электроприводы переменного тока с частотным регулированием. – М.: Академия, 2006. – 265 с.

УДК 622.276

ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ ДКТ3 ДОНЕЦКО-СЫРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.В. Полшков, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. Применение ЗБС на Донецко-Сыртовском месторождении является наиболее эффективным методом увеличения дебита добываемой нефти, за счет вовлечения в работу новых продуктивных горизонтов. В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по использованию вязкоупругой смеси и экспандируемых труб.

Ключевые слова: продуктивный пласт, эффективность, скважина, изоляционный материал, давление, ЗБС, технология.

Анализ проведён по основному объекту разработки Донецко-Сыртовского месторождения – пласту Дкт3.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по геолого-техническим условиям.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Донецко-Сыртовском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект Дкт3 представлен терригенным типом коллектора, тип залежи неполно-пластовый. Общая толщина равна 14,4 м, нефтенасыщенная 5,9 м, песчанистость 0,41, расчлененность 9,2, площадь залежи – 12,6 х 8,4 км, высота залежи 28,5 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 2527 тыс.т. (24,7% от НИЗ при обводненности 33,0%), жидкости – 3507 тыс.т, текущий КИН равен 0,132 при утвержденном 0,537.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении применялась зарезка боковых стволов в трех скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 14,2 тыс.т. На объекте Дкт3 Донецко-Сыртовского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в центральной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №4054.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по использованию вязкоупругой смеси и экспандируемых труб, которые позволяют создать целостную и весьма надежную крепь дополнительного ствола скважины. Это позволяет получить максимально возможный внутренний диаметр эксплуатационной колонны дополнительного ствола и в зоне фильтрации продукта, сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта путем создания условий для вскрытия его на равновесии или депрессии и, следовательно, повысить добывные возможности скважины в целом.

Технология заключается в том, что бурение дополнительного ствола из эксплуатационной колонны скважины ведут до кровли продуктивного пласта, после чего в скважину закачивают изоляционный материал и крепят пробуренную часть дополнительного ствола экспандируемыми профильными трубами, а затем вскрывают продуктивный пласт при поддержании на забое давления, равновесного с

внутрипластовым или депрессивного по отношению к нему. Изобретение обеспечивает повышение добычных возможностей скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологической схеме разработки Донецко-Сыртовского газонефтяного месторождения Оренбургской области», г. Самара, 2023 год.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Дкт3 Донецко-Сыртовского месторождения Оренбургской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Дкт3 Донецко-Сыртовского месторождения Оренбургской области за период 2012-2024 гг.

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК ПРИ ОЧИСТКЕ СКВАЖИН ОТ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

М.С. Хазов

научный руководитель Царьков Игорь Владимирович

СамГТУ, г. Самара, Россия
e-mail: mshazov@yandex.ru

Аннотация. Образование песчано-глинистых пробок в газодобывающей промышленности является наиболее часто встречающимся осложнением. Традиционные методы борьбы с этими видами отложений не всегда приносят ожидаемый эффект, вместе с тем все чаще современные колтюбинговые технологии для этой цели заслуживают пристального внимания. Плюсы, минусы и особенности применения данной технологии затронуты в данной статье.

Ключевые слова: колтюбинговая установка, безмуфтовая длиномерная труба, песчано-глинистая пробка, гидромониторный эффект, пенные системы.

В последнее время в газодобывающей отрасли широкое применение нашли колтюбинговые установки с безмуфтовой длиномерной трубой.

Разработанные на основе использования безмуфтовой длиномерной трубы технологии имеют существенные плюсы [1, 2, 3, 4, 5] по сравнению с классическими методами в следующих аспектах:

- проведение ремонтов в скважинах без предварительного глушения;
- возможность проведения ремонтных работ в скважинах со сложной геометрией;
- высокая эффективность колтюбинга при выполнении спуско-подъемных операций в сравнении с обычными колоннами насосно-компрессорных труб;
- меньшие затраты времени на выполнение КРС;
- снижение загрязнённости устьевой площадки и минимальное

отрицательное воздействие на пласт;

- уменьшение объёмов применяемых промывочных жидкостей;
- более высокая герметичность устья скважины;
- улучшение условий труда за счет исключения работ, выполняемых на скважинах с повышенной опасностью (свинчивание-развинчивание резьбовых соединений НКТ, выброс труб на мостки и др);
- сокращение ручного труда (кроме работ по монтажу-демонтажу агрегата);
- уменьшение численности обслуживающего персонала.

Несмотря на все преимущества, тем не менее колтюбинговые установки имеют ряд минусов. На практике выяснилось, не все скважины можно отремонтировать с помощью этих установок.

Использование гибкой трубы для очистки скважины от песчано-глинистой пробки имеет следующие ограничения:

- максимальная глубина спуска безмуфтовой длиномерной трубы зависит от длины и диаметра трубы, которые, в свою очередь, определяют её пропускную способность;
- ограничения по расходу и давлению закачки жидкости;
- ограниченная возможность для достижения гидромониторного эффекта;
- невозможность достижения необходимой скорости восходящего потока в зазоре между безмуфтовой длиномерной трубой и НКТ для очистки забоя и выноса шлама на дневную поверхность.

Для эффективного размыва песчано-глинистой пробки необходима реализация гидромониторного истечения жидкости из насадок промывочного устройства, что обеспечивает эффективную очистку скважины от твёрдых частиц. Необходимо, чтобы шлам был переведен во взвешенное состояние, а скорость восходящего потока жидкости превышала скорость осаждения частиц [6]. При использовании колтюбинговых установок технически возможно осуществить только прямую циркуляцию промывочной жидкости, недостатками которой являются:

- сравнительно небольшие скорости восходящего потока жидкости с твёрдым частицами песчано-глинистой пробки;
- низкая выносная способность песчано-глинистой пробки, так как площадь сечения кольцевого пространства на много превышает площадь сечения промывочных труб, особенно в скважинах с большим диаметром эксплуатационной колонны.

Вследствие чего при промывке песчано-глинистой пробки необходимо предусмотреть расход технологической жидкости, наилучший для обеспечения скорости восходящего потока жидкости с частицами песчано- глинистой пробки, превышающей скорость оседания в восходящем потоке промывочной жидкости и в

статических условиях. Кроме того, ход процесса выноса частиц песчано-глинистой пробки значительно зависит от реологичеких параметров применяемой жидкости.

По результатам гидравлического расчета процесса удаления песчано-глинистой пробки с применением безмуфтовой длиномерной трубы следует, что с увеличением производительности при закачивании промывочной жидкости резко повышаются потери давления в безмуфтовой длиномерной трубе. А на башмаке давление может уменьшиться до гидростатического, что приведет к снижению эффективности размыва песчаной пробки.

При увеличении расхода промывочной жидкости повышаются и гидравлические сопротивления, поэтому в процессе прокачивания через безмуфтовую длиномерную трубу малого диаметра (33 мм) максимальный расход ее составляет не более 3 дм^3/с. С целью снижения потерь давления в безмуфтовой длиномерной трубе для очистки ствола скважины рекомендуется использовать промывочные жидкости с высоким отношением предельного динамического напряжения сдвига к пластической вязкости.

В условиях аномально низкого пластового давления промывку песчаных пробок лучше всего осуществлять с помощью пенных систем.

При прокачивании пены через безмуфтовую длиномерную трубу возникают большие гидравлические потери, не позволяющие достигнуть гидромониторного эффекта достаточного для размыва песчано - глинистой пробки. Поэтому необходимо применение механических устройств, способных разрушать песчано-глинистой пробку в импульсном режиме подачи рабочего промывочного агента. А для условий не позволяющих выносить шлам на поверхность, необходима разработка технологии и технических средств для генерации пен на забое.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вайншток, С.М. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб/ С.М. Вайншток, Н.Г. Молчанов, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин. - М.: Издательство академии горных наук, 1999. - 224 с.

2. Гасумов, Р.А. Проблемы использования и возможности применения колтюбинговой установки при очистке скважины от песчаных пробок / Р.А. Гасумов, О.С. А.А. Сингуров, Кондренко // Время колтюбинга. - 2005. - №2. - С. 32-34.

3. Гейхман, М.Г., Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / М.Г. Гейхман, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, М.В. Листак // Обз. информ. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ИРЦ Газпром, 2007. - 81с.

4. Зозуля, Г.П. Перспективы применения колтюбинговых технологий при капитальном ремонте скважин / Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман, А.В. Кустышев, [и др.]// Известия вузов. Нефть и газ. - 2001. - № 6. - С. 55-59.

5. Колтюбинг. Настольная книга специалиста / Под ред. А.Г. Молчанова.- М.: Изд-во «Центр развития колтюбинговых технологий», - 2006. - 207 с.

6. Леонов, Е.Г. Гидроаэромеханика в бурение: учеб. пособие для вузов / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. - М.: Недра, 1987. - 304 с.

ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ЗАЩИТНОЙ СИСТЕМЫ ОТ РАЗЛИВА НЕФТИ ПРИ АВАРИЙНОМ МГНОВЕННОМ РАЗРУШЕНИИ РВС НА УНПЗ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Произведено обоснование и осуществлен расчет защитной системы при аварийном мгновенном разрушении РВС на УНПЗ.

Ключевые слова: система защиты, разрушение, РВС, нефть.

Резервуарный парк Ухтинского нефтеперерабатывающего завода (УНПЗ) имеет повышенную пожарную опасность, что объясняется не столько наличием большого количества нефти и нефтяных паров, сколько возможностью образования в приземном слое воздуха взрывоопасных концентраций вследствие больших и малых дыханий резервуаров, испарения вытекающей нефти при переливах резервуаров, а так же утечек через сальники насосов, неплотности фланцевых соединений и т. п, особенно, если температура продукта, попавшего в окружающую среду, выше его температуры вспышки [1]. Анализ аварий и пожаров показал, что наиболее опасная ситуация возникает при мгновенном разрушении вертикального стального резервуара (РВС). Образующийся мощный поток жидкости – гидродинамическая волна – разрушает нормативное обвалование и выходит за пределы территории объекта, что часто приводит к катастрофическим последствиям. Площадь разлива нефти и нефтепродуктов достигает десятков и сотен гектар [2].

Поэтому представляло интерес обосновать защитную систему, способную надежно противостоять авариям подобного типа.

Применяемые в отечественной и мировой практике защитные сооружения в виде земляных обвалований или железобетонных стен рассчитываются только на гидростатическое давление вытекающего из поврежденного резервуара нефтепродукта. Такие преграды не способны выдержать удар потока жидкости, образующийся при внезапном полном разрушении резервуара [3]. Таким образом, для сдерживания гидродинамической волны и сопутствующих ей опасных факторов пожара, необходимо применять специальные инженерные защитные сооружения.

Одним из наиболее эффективных и экономически целесообразных решений является защитная стена с отбойным козырьком [4], способная не только удержать волну прорыва, но и весь объем разлившейся жидкости (рис.1).

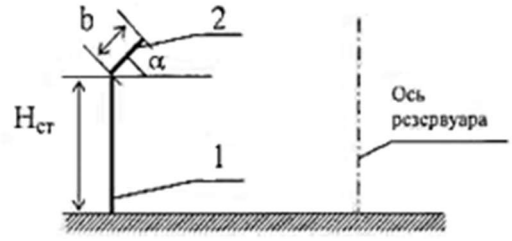


Рис.1. Принципиальная схема защитной стенки с отбойным козырьком.
1- защитная стенка, 2- отбойный козырек

Высоту ограждающей стены ($\mathbf{H_{CT}}$) определяют по специальной номограмме. При этом, учитывают особенности планировки всего резервуарного парка и требования для организации подслойного тушения в пространстве между ограждающей стеной и резервуаром [5].

Для наиболее неблагоприятного случая гидродинамического истечения конструкция ограждающей стены должна быть рассчитана на нагрузку, равную 150 тоннам на погонный метр.

Выбор угла наклона волноотражающего козырька к горизонту ($\boldsymbol{\alpha}$), его ширины ($\mathbf{b}$), а также место ее установки относительно резервуара производится с помощью следующей аппроксимационной зависимости:

$$\frac{\mathbf{H_{CT}}}{\mathbf{H_P}} = -\mathbf{0,0664} \cdot \frac{\boldsymbol{\alpha}_2^2}{\sqrt{\boldsymbol{\alpha}_3}} + \mathbf{0,1967} \cdot \frac{1}{\boldsymbol{\alpha}_1^{1,5}} \cdot \sqrt{\frac{\boldsymbol{\alpha}_2}{\boldsymbol{\alpha}_3}} + \mathbf{0,0371} \cdot \frac{\boldsymbol{\alpha}_1 \cdot \boldsymbol{\alpha}_2}{\boldsymbol{\alpha}_3}$$

где: $\boldsymbol{\propto_1 = f_1(b), \propto_2 = f_2(b/H_P), \propto_3 = f_3(L/R)}$ – функции, зависящие от угла наклона отбойного козырька, его ширины и расстояния от преграды до стенки резервуара соответственно.

На рис.2 приведена принципиальная схема определения параметров защитной преграды.

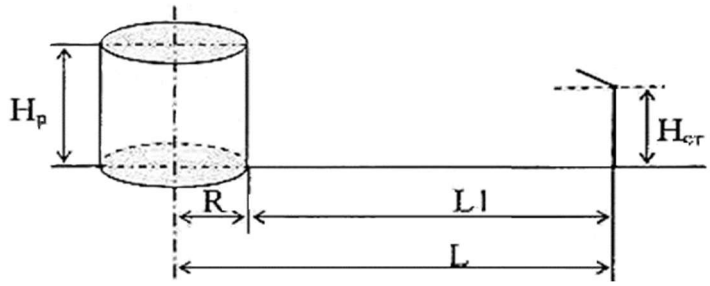


Рис.2. Принципиальная схема для определения параметров защитной стены

Так, для РВС-5000 м^3, наиболее оптимальные параметры защитной стены с отбойным козырьком на расстоянии 15 м от резервуара составят:

- высота рабочей части преграды: 3,34 м;
- длина вылета отбойного козырька: 0,9 м;
- угол наклона козырька: 45°.

На рис.3 приведен общий вид защитной стены.

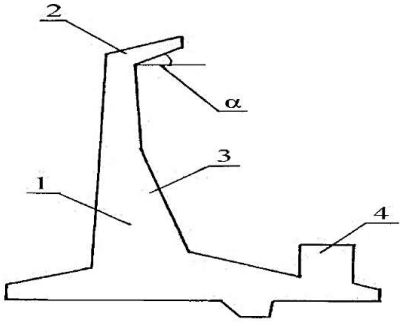


Рис.3. Общий вид защитной стены с отбойным козырьком.
1 – защитная стена, 2 – волноотражающий козырек, 3 – площадка отражения потока, 4 – основание преграды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ананьев В.М. Пути снижения загрязнения окружающей среды при функционировании нефтеперерабатывающих заводов в районах Крайнего Севера / В.М. Ананьев, М.Я. Кордон, В.С. Рочев // Природно- ресурсный потенциал, экология и устойчивое развитие регионов России: Сборник материалов II международной научно-практической конференции 26-27 сентября 2002 г. - Пенза, 2002. - С. 28-31.
2. Анализ риска аварий и чрезвычайных ситуаций на нефтегазодобывающих предприятиях - один из рычагов снижения аварийности /В.Н. Антипьев, О.Г. Денисов, В.А. Тарасенко, С.И. Сумской, Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. — 2004.-№7.- с.38-40.
3. Арзунян А.С. Сооружение нефтегазохранилищ / А.С. Арзунян. - М.:Недра, 1966.-312с.
4. Горицкий В.М. Безопасность и развитие нормативной базы для вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов /В.М. Горицкий, Г.П. Кондаков // Безопасность труда в промышленности. - 2002.-№11.- С.39-40.
5. Волков О.М. Опыт внедрения систем подслойного пожаротушения в резервуарах / О. М. Волков //Транспорт и хранение нефтепродуктов.- 2004.- №4. С.20-22.

УДК 622.24

СОЗДАНИЕ И НАСТРОЙКА МОДЕЛИ НЕФТЕСБОРНОЙ СЕТИ САЗОНТЬЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПО «GAP»

Е.В. Алекина, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

Самарский государственный технический университет
Самара, Российская Федерация

Аннотация. Создана и настроена модель нефтесборной сети Сазонтьевского месторождения в ПО «GAP»

Ключевые слова: модель, скважина, месторождение, система сбора.

Разработка цифровых двойников углеводородных месторождений в РФ приобретает массовый характер. Подобные модели позволяют производить взаимосогласованный анализ работы системы: пласт – скважина – объекты обустройства [1-6].

Однако, моделирование объектов обустройства и, прежде всего, нефтесборных сетей представляет собой достаточно сложную задачу, механизм решения которой до сих пор окончательно не разработан. Поэтому представляло интерес попытаться создать типовую модель нефтесборной сетитипичного нефтяного месторождения, находящегося в многолетней эксплуатации на четвертом этапе разработки.

В качестве программного обеспечения была выбрана система ПО «GAP».

В качестве объекта исследования было выбрано Сазонтьевское месторождение Оренбургской области.

Система сбора продукции скважин Сазонтьевского месторождения с необходимыми исходными данными приведена на рис.1.

Общие технологические параметры, принятые для всех трубопроводов:

- Шероховатость трубопроводов - 0,3 мм;
- Температура окружающей среды - 5 ^{o}C;
- Коэффициент теплопередачи – 11,1349 Вт/м^{2}·К.

При создании модели нефтесборной сети трубопроводов в ПО «GAP» использовались следующие данные:

1. Название участка трубопровода;
2. Название узла начала участка трубопровода;
3. Название конечного узла участка трубопровода;
4. Протяженность участка трубопровода;
5. Диаметр участка трубопровода;
6. Толщина стенки участка трубопровода;
7. Координаты наземного расположения устьев скважин, АГЗУ, начало и конца трубопровода.

Пример формата исходных данных приведен в табл.1.

На основании перечисленных исходных данных была создана цифровая модель системы сбора продукции скважин Сазонтьевского месторождения в ПО GAP (табл. 2.)

После построения гидравлической модели системы сбора скважинной продукции была выполнена ее калибровка (адаптация) путем сравнения результатов расчета с фактическими данными. Допускаемая погрешность гидравлических моделей должна составлять +/- 10% от фактических значений (согласно МУ Компании № П1-01.04 М-0015).

Адаптация модели GAP выполнена с учетом изменения дебита скважин в процессе оптимизации интегрированной модели (GAP + Prosper) с учетом влияния изменения режима каждой скважины на общую систему «скважина - система трубопроводов».

Адаптация системы нефтесборных трубопроводов осуществлена с использованием следующих параметров: коэффициент трения, шероховатость, толщина отложений на стенках трубопровода.

Настройка расчетного устьевого давления (адаптация) до фактических данных согласно тех. режиму осуществлена изменением безразмерного коэффициента трения трубопроводов, шероховатости и толщины отложений. Настройка продолжалась до момента, когда отклонение расчетного устьевого давления от фактического окажется в пределах +/- 10% (табл.3).

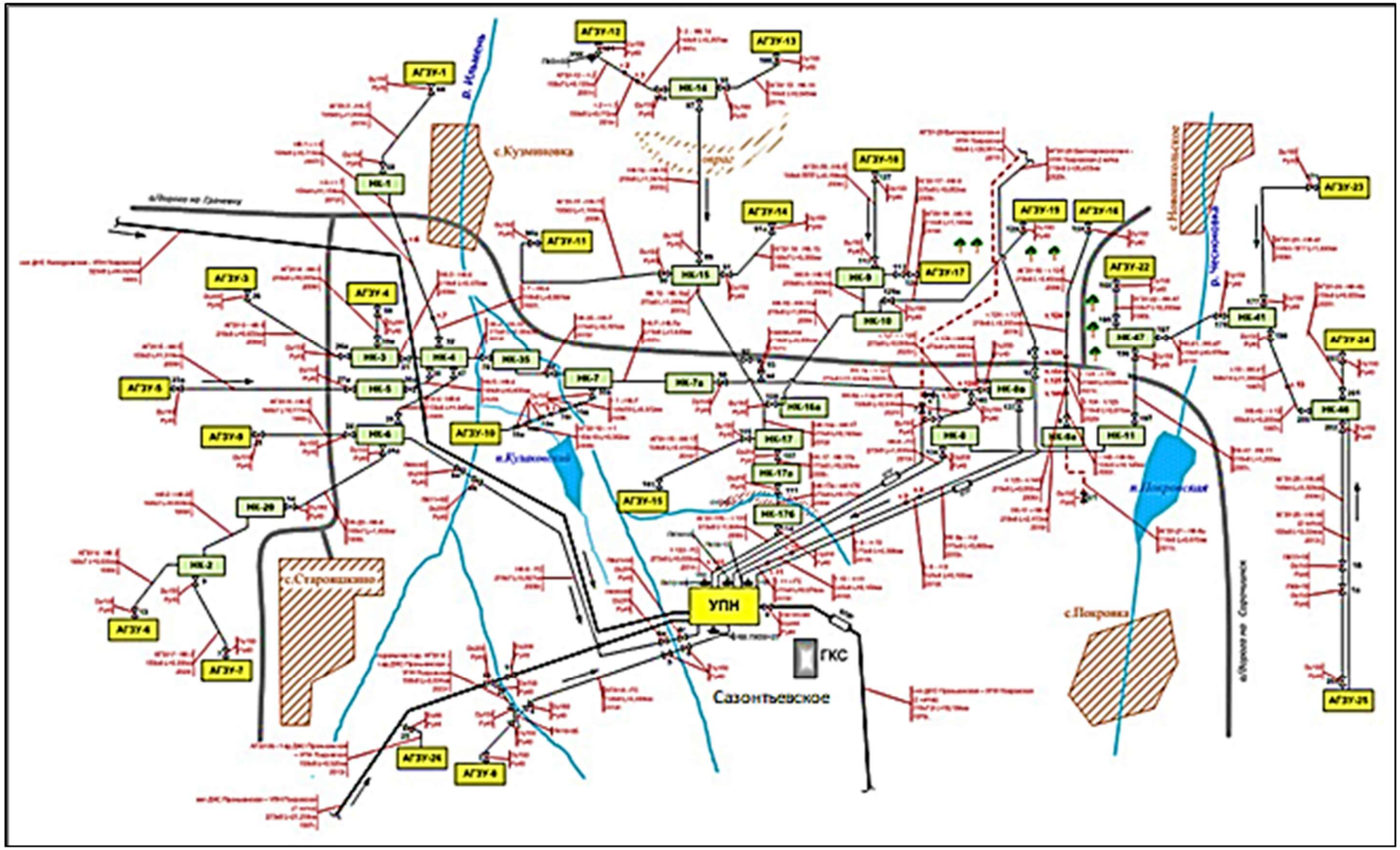


Рис.1. Принципиальная схема сбора продукции скважин Сазонтьевского месторождения

Таблица 1

Пример формата исходных данных

№ п.п.	Назначение трубопровода	Наименование участка	Наименование в ПО «OisPipe»	Параметры трубопровода				Состояние
				D, мм	$H_{ст}$, мм	L, км	Год пуска	
1	НС	АГЗУ-1 - НК-1	АГЗУ-1 - НК-1	159	8	1,05	2016	Действующий
2	НС	АГЗУ-3 - НК-3	АГЗУ-3 - НК-3	219	8	0,65	2006	Действующий
3	НС	АГЗУ-4 - НК-3	АГЗУ-4 - НК-3	219	8	0,06	2006	Действующий
4	НС	АГЗУ-5 - НК-5	АГЗУ-5 - НК-5	159	5	1,32	2006	Действующий
5	НС	АГЗУ-6 - НК-2	АГЗУ-6 - НК-2	168	7	0,03	1999	Действующий
6	НС	АГЗУ-7 - НК-2	АГЗУ-7 - НК-2	159	8	0,31	2020	Действующий
7	НС	АГЗУ-8 - ГС	АГЗУ-8 - ГС	159	8	5,41	2012	Действующий
8	НС	АГЗУ-9 - НК-6	АГЗУ-9 - НК-6	168	7	0,11	1995	Действующий
9	НС	АГЗУ-10 - НК-7	АГЗУ-10 - т.1	159	10	0,36	2008	Действующий

Таблица 2

Пример формата перечня трубопроводов GAP в Excel

№ труб.	Имя нач. узла	Корд.нач. X	Корд.нач. Y	Корд.кон. X	Корд.кон. Y	Имя кон. узла	Длина тр., м	$D_{вн}$, мм	Стенка. мм
1	Wh3P	638161.8	5856319.0	638167.8	5856025.6	t.vr.3P	295	81	4
2	t.vr.3P	638167.8	5856025.6	637644.9	5856182.7	ZU18	590	81	4
3	Wh918	638528.8	5856270.3	638541.3	5856208.1	t.vr.3027	64	81	4
4	Wh3027	638505.6	5856287.0	638541.3	5856208.1	t.vr.3027	74	77	6
5	t.vr.3027	638541.3	5856208.1	638167.8	5856025.6	t.vr.3P	599	81	4
7	Wh152	637760.5	5856478.8	637696.5	5856366.2	t.vr.152	168	77	6

Таблица 3

Пример адаптации давлений на устьях скважин Сазонтьевского месторождения

Название скважины		Дебит (жид.) $м^3$/сут.	Отклон., %	Дебит (н)	Дебит (в)	$Р_{уст}$, атм	Отклон., %
1	W509	35,0	-2,7	1,2	33,6	24,3	1,3
2	W514	39,8	-0,4	9,1	29,2	26,8	-0,7
3	W547	37,8	-0,5	13,9	21,4	28,4	-2,1
4	W549	23,1	0,4	8,0	13,7	32,5	-1,6
5	W555	319,0	-4,5	30,3	283,3	31,1	-2,8
6	W557	26,2	0,7	1,3	24,7	31,0	-3,2

По результатам адаптации были получена гидравлическая модель системы сбора со средним отклонением расчетных устьевых давлений по скважинам 3,7%, что удовлетворяет условиям адаптации. Итогом стало создание адаптированной цифровой модели системы сбора продукции скважин Сазонтьевского месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Быкова В.Н., Ким Е., Гаджиалиев М.Р., Мусиенко В.О., Оруджев А.О., Туровская Е.А. Применение цифрового двойника в нефтегазовой отрасли. //Журнал Актуальные проблемы нефти и газа. 2020, № 2, с. 31-42
2. Жигалов Д.Н., Беслик А.В., Кордик К.Е., Забродин О.Ю., Шаламова В.И., Вершинина И.В. Решение комплексных задач на интегрированной модели с применением средств алгоритмизации процессов //Журнал Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2021, № 1, с. 41-46
3. Макаров В.Л., Бахтизин А.Р., Бекларян Г.Л. Разработка цифровых двойников для производственных предприятий. // Журнал Бизнес-информатика. 2019, № 11, с. 7-16
4. Тихомиров Л.И., Мезенцев А.С., Земцов С.А. «Цифровые двойники» месторождений. Зачем они нужны и как с ними работать?// Журнал Нефть. Газ. Инновации, № 12, с. 14-18
5. Филиппов Е.В., Чумаков Г.Н., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли // Журнал Недропользование. 2020, № 9. с. 386-400
6. Харасов Э.Р., Воробьев И.В., Капорцев В.С., Гилаев Г.Г. Использование интегрированной модели для повышения эффективности эксплуатации нефтяных месторождений // ЖурналНефть. Газ. Инновации. 2022, № 1, с.6-13

АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИИ ОПЫТНО ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НЕЙТРАЛИЗАТОРА СЕРОВОДОРОДА И ЛЕГКИХ МЕРКАПТАНОВ НА УПН ЗАГЛЯДИНСКАЯ И КРАСНОЯРСКАЯ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Проанализирована организация опытно промышленных испытаний нейтрализатора сероводорода и легких меркаптанов на УПН Заглядинская и Красноярская.

Ключевые слова: нейтрализатор, сероводород, испытания, нефть.

Известно, что действующий нормативный документ [1], весьма жестко подходит к содержанию в товарной нефти остаточного сероводорода и легких меркаптанов, особенно для продукции первой группы качества. Однако, не смотря на все предпринимаемые меры, содержание сероводорода в товарной нефти Заглядинской и Красноярской УПН зачастую либо превышает предельные

нормативные значения для первой группы качества, либо укладывается в неё, но с такими высокими дозировками привычного нейтрализатора сероводорода и легких меркаптанов, что ведёт к существенному ухудшении экономических показателей работы установок, хотя с легкими меркаптанами проблем, как правило, не возникает.

Поэтому представляло интерес проанализировать организацию опытно промышленных испытаний (ОПИ) нового нейтрализатора сероводорода и легких меркаптанов для Заглядинской и Красноярской УПН [2 - 6].

Заглядинская УПН предназначена для подготовки газоводонефтяной эмульсии с Султангулово – Заглядинского месторождения (турнейский поток), газоводонефтяной эмульсии с Султангулово – Заглядинского месторождения (девонский поток) и частично обезвоженной нефти с Тарханской УПСВ (турнейский поток). Красноярская УПН предназначена для подготовки высокообводненной нефтяной эмульсии с месторождений Северо-Красноярского, Ново-Михайловского, Красноярского и Завьяловского и обезвоженной нефти Карповской УПН. УПН содержат в своем составе установки сероочистки. Подготовленные нефти 1-й группы качества с УПН «Заглядинская» и УПН «Красноярская» после перекачки через узлы учета на УПН, смешиваются и идут на СИКН №243.

Характеристика сред УПН «Красноярская» и УПН «Заглядинская» в условиях проведения лабораторных исследований приведена в табл.1.

Прежде всего была разработана программа ОПИ нейтрализаторов H2S на обоих УПН, для чего был проведен входной контроль партии нейтрализаторов сероводорода на соответствие нормам ТУ (предоставленным до начала ОПИ) и требованиям стандарту «Система управления процессом применения реагентов нефтепромысловой химии» № 02/13/002 от 23.05.2022 года. По результатам входного контроля было сделано заключение о возможности применения реагентаов. Затем был осуществлен завоз партии нейтрализаторов сероводорода на точки подачи реагента, а также проверена и подготовлена система дозирования.

При проведении испытаний на УПН при включенных установках сероочистки для гарантированного достижения содержания в нефти H_2S и метил и этил меркаптанов менее 20 ppm было решено применить начальную удельную дозировку 180,0 г/т. При проведении испытаний при отключенных установках сероочистки начальная удельная дозировка нейтрализатора сероводорода СНПХ-1300А составляла 700,0 г/т. для обоих УПН.

Значения фоновой концентрации сероводорода H_2S на момент формирования программы ОПИ, по данным ХАЛ составляют:

- УПН «Заглядинская» - 300 ppm;
- УПН «Красноярская» - 230 ppm.

Затем, были утверждены критерии эффективности испытаний, согласно которых на всех режимах на СИКН № 243 должно быть обеспечено качество товарной нефти согласно ГОСТ Р 51858 1-ой группы. При этом, осадкообразования на приемной сетке фильтра, установленного на входе в измерительную линию СИКН № 243 не должно наблюдаться. Определение концентрации H_2S и меркаптанов определялось для каждой дозировки реагента несколько раз. При невыполнении данного критерия ОПИ признается не успешным для каждой дозировки раздельно.

Испытания на объектах подготовки проводили при текущих режимах подготовки, при работающих и остановленных установках сероочистки без изменения плановой точки подачи нейтрализатора сероводорода.

Подача и удельный расход иных реагентов (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, ингибиторов АСПО и т.д.) оставались неизменными.

Определение начального содержания сероводорода и легких меркаптанов, анализ состава и свойств нефти для УПН «Заглядинская» проводились после ЭДГ – 1;2, а для УПН «Красноярская» после ДГ – 2, до подачи нейтрализатора сероводорода. Определение остаточного содержания сероводорода и легких меркаптанов осуществлялось в контрольной точке.

Проведение испытаний на УПН «Заглядинская» во время запущенных установок сероочистки осуществлялось следующим образом:

1. Испытания реагента начинаются с удельной дозировки 180 г/т. Точность заданной дозировки проверяется оператором УПН не реже 2-х раз в смену при помощи уровнемерного стекла мерной емкости в БДР с записью результатов в рабочем журнале.

2. Промежуточное определение содержания сероводорода и меркаптанов производилось не ранее, чем через 8 часов с момента начала этапа ОПИ на «ноль» км магистральный н/п Бугуруслан-Сызрань;

конечное содержание сероводорода и меркаптанов проводилось не ранее, чем через 16 часов с момента начала этапа ОПИ (смены дозировки) на УПН «Заглядинская», а после 24 часов отобирали пробу на СИКН №243.

3. При достижении положительных результатов определения качества показателей подготовки нефти на УПН «Заглядинская» начинается постепенное изменение расхода испытуемого нейтрализатора сероводорода СНПХ-1300А (без изменения остальных режимов работы установок) с шагом в 10% для определения его минимально необходимого количества.

4. Концентрацию сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в фоновой и контрольной точке определяли каждые 8 часов; хлористых солей и обводненности согласно графика отбора проб товарной нефти.

5. В случае содержания сероводорода в товарной нефти выше 20 ppm, повышали дозировку с шагом 10%.

6. Контроль показателей качества подготовки нефти осуществляется
в обычном режиме. При необходимости выполнялись дополнительные анализы.

Особенности проведение испытаний во время остановленных установках сероочистки на УПН «Заглядинская» и УПН «Красноярская» осуществлялось следующим образом:

1. Испытания нейтрализатора сероводорода СНПХ-1300А начинаются с дозировки для обоих УПН с 700 г/т. Точность заданной дозировки проверяется оператором УПН не реже 2-х раз в смену при помощи уровнемерного стекла мерной емкости в БДР с записью результатов в рабочем журнале.

2. При увеличении содержания сероводорода в товарной нефти выше 100 ppm, производится возврат некондиционной нефти на повторную подготовку.

3. В случае невозможности достижения критериев эффективности при применении нейтрализаторов сероводорода, испытания прекращаются.

Планируемый расчетный расход реагента и его дозировки на этапах ОПИ при отключенных установках сероочистки представлен в табл. 2 и 3. Планируемый расчетный расход реагента и его дозировки на этапах ОПИ при работающей установках сероочистки представлен в табл. 4.

Общий необходимый объем реагента для проведения ОПИ на УПН «Красноярская» и УПН «Заглядинская» = 52 510 кг ≈ 53т. В случае возникновения разногласий в оценке эффективности испытуемого нейтрализатора сероводорода, а также в случае ухудшения качества подготовки нефти при проведении опытно-промысловых испытаний, эксплуатирующая организация оставляет за собой право решения вопроса о целесообразности дальнейшего продолжения опытно-промысловых испытаний.

Таким образом, организация ОПИ нейтрализатора сероводорода и легких меркаптанов на УПН Заглядинская и Красноярская хотя и осуществлена технически грамотно, но крайне односторонне, так как не затрагивает целый ряд существенных аспектов, а именно: выбор марки реагента не обоснован, выбор точки дозирования вообще не анализировался, подача нейтрализатора в виде раствора или эмульсии не изучалась, вопросы равномерного распределения реагента по потоку жидкости даже не упоминались. Объем ОПИ должен быть расширен, за счет проведения дополнительных исследований.

Таблица 1

Характеристика сред УПН «Красноярская» и УПН «Заглядинская»

Объект испытаний	Температура, °С		Обводненность на входе. % мас.	Обводненность на выходе. % мас.	Нормы технологического регламента			
	В условиях действующей сероочистки	В условиях остановленной сероочистки			Содержание воды, % мас.	Содержание нефти в сточной воде, мг/л	Содержание КВЧ в сточной воде, мг/л	Содержание солей в нефти, мг/л
УПН «Красноярская»	40 - 45	18 - 27	75 - 90	0,25	Не более 0,5	43	0,1	До 100
УПН «Заглядинская»	40 - 45	18 - 27	Турней 50 - 75 Девон 85 - 95	0,15	Не более 0,5	Турней до 30 Девон до 15	0,1	До 100

Таблица 2

Планируемый расчетный расход реагента и его дозировки на этапах ОПИ на УПН «Заглядинская»

Объект	Qн, т/сут	Начальная дозировка реагента, г/т	Дозирование НС, по дням, г/т										Итого реагент на ОПИ, т
			1 этап		2 этап		3 этап		4 этап		5 этап		
УПН «Заглядинская»	4100	700	Расход НС с повышением дозировки на этапах										
			700 г/тн		770 г/тн		840 г/тн		910 г/тн		980 г/тн		34,41
			кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	к-во дней	расход, т	к-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	
			2	5,74	2	6,32	2	6,89	2	7,46	2	8,0	
			Расход НС с понижением дозировки на этапах, т/сут за 1 сут										
			700 г/тн		630 г/тн		560 г/тн		490 г/тн		420 г/тн		22,92
			кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	к-во дней	расход, т	к-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	
			2	5,74	2	5,12	2	4,6	2	4,02	2	3,44	
		Итого реагент на ОПИ – 34 410 кг											

*допустимая погрешность по регулировки шага удельной дозировки составляет 1-2%

Таблица 3

Планируемый расчетный расход реагента и его дозировки на этапах ОПИ на УПН «Красноярская»

Объект	Qн, т/сут	Начальная дозировка реагента, г/т	Дозирование НС, по дням, г/т										Итого реагент на ОПИ, т
			1 этап		2 этап		3 этап		4 этап		5 этап		
УПН «Красноярс-кая»	1100	1100	Расход НС с повышением дозировки на этапах										
			700 г/тн		770 г/тн		840 г/тн		910 г/тн		980 г/тн		9,26
			кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	
			2	1,54	2	1,70	2	1,85	2	2,01	2	2,16	
			Расход НС с понижением дозировки на этапах										
			700 г/тн		630 г/тн		560 г/тн		490 г/тн		420 г/тн		6,16
			кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	кол-во дней	расход, т	
			2	1,54	2	1,38	2	1,23	2	1,08	2	0,93	
		Итого реагент на ОПИ – 9 260 кг											

*допустимая погрешность по регулировки шага удельной дозировки составляет 1-2%

Таблица 4

Планируемый расчетный расход реагента и его дозировки на этапах ОПИ на УПН «Заглядинская»

<table>
<tr><td rowspan="3">Объект</td><td rowspan="3"></td><td rowspan="3">Начальная дозировка реагента, г/т</td><td colspan="10">Дозирование НС, по дням, г/т</td><td rowspan="3">Итого реагент на ОПИ, т</td></tr>
<tr><td colspan="2">1 этап</td><td colspan="2">2 этап</td><td colspan="2">3 этап</td><td colspan="2">4 этап</td><td colspan="2">5 этап</td></tr>
<tr><td rowspan="11">УПН «Заглядин-ская»</td><td rowspan="11">4100</td><td rowspan="11">150</td><td colspan="12">Расход НС с повышением дозировки на этапах</td></tr>
<tr><td colspan="2">180 г/тн</td><td colspan="2">198 г/тн</td><td colspan="2">216 г/тн</td><td colspan="2">234 г/тн</td><td colspan="2">252 г/тн</td><td>8,84</td></tr>
<tr><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>2</td><td>1,47</td><td>2</td><td>1,62</td><td>2</td><td>1,77</td><td>2</td><td>1,92</td><td>2</td><td>2,06</td></tr>
<tr><td colspan="12">Расход НС с понижением дозировки на этапах, т/сут за 1 сут</td></tr>
<tr><td colspan="2">180 г/тн</td><td colspan="2">162 г/тн</td><td colspan="2">144 г/тн</td><td colspan="2">126 г/тн</td><td colspan="2">108 г/тн</td><td>5,89</td></tr>
<tr><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td>кол-во дней</td><td>расход, т</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>2</td><td>1,47</td><td>2</td><td>1,33</td><td>2</td><td>1,18</td><td>2</td><td>1,03</td><td>2</td><td>0,88</td></tr>
<tr><td colspan="13">Итого реагент на ОПИ – 8 840 кг</td></tr>
</table>

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
2. Рахматуллина Г., Володина Е., Мясоедова Н. Новые нейтрализаторы сероводорода и легких меркаптанов марки СНПХ / Технол. ТЭК, 2005. № 1. С. 101–103 // РЖХимия, 2005. 20П155.
3. Сахабутдинов Р. З. и др. Технологии очитки нефти от сероводорода // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 82–85.
4. Чурикова, Л. А. Обзор методов борьбы с сероводородом при добыче нефти / Л. А. Чурикова, Д. Д. Уарисов. — Текст : непосредственный // Технические науки: проблемы и перспективы : материалы IV Междунар. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, июль 2016 г.). — Санкт-Петербург : Свое издательство, 2016. — С. 109-113.
5. Шаталов А. Н. и др. Исследования по устранению влияния реагентов нейтрализаторов сероводорода на качество подготавливаемой нефти // Технологии нефти и газа. 2010. № 4. С. 19–23.
6. Шипилов Д.Д. Совершенствование технологий очистки нефти от сероводорода на промысловых объектах. Дисс. канд. техн. наук. Бугульма 2011.160 с.

ПРОГНОЗ НОРМ КАЧЕСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.А. Дубовицкая

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия
dubovitskaya.ya@samgtu.ru

Аннотация.

Рассмотрена стабильность и совместимость вод продуктивных пластов и вод водоносного горизонта. Выполнен прогноз норм качества воды для заводнения залежей. Определение норм качества воды для ППД выполнено на основе данных о коллекторских свойствах нефтесодержащих пород и свойствах насыщающих коллектор нефти, газа и воды. Для каждой залежи установлен тип коллектора (порово-трещинный или трещинно-поровый – ТПК).

Ключевые слова: залежь, поддержание пластового давления (ППД), закачиваемый агент, пластовые воды, пробы вод, совместимость пластовых и закачиваемых вод, прогноз качества воды, трещинно-поровый тип коллектора (ТПК), поисковый признак.

На Месторождении осуществляется заводнение пласта А-3 верейского горизонта и пласта Б-2 бобриковского горизонта с целью поддержания пластового давления. В качестве закачиваемых агентов используется вода водоносного горизонта серпуховского яруса.

В перспективный период поддержание пластового давления пластов А-3, А-4, Б-2 и Б-3 Славкинского поднятия и на Золотаревском поднятии заводнение пластов А-3, А-4, Б-2 и В-1 планируется осуществлять подземными водами водоносного горизонта серпуховского яруса. Качество вод продуктивных пластов принимается одинаковым по всем куполам соответствующего месторождения.

Пробы вод продуктивных пластов А-3, Б-2, В-1 были отобраны непосредственно в районе Месторождения и изучены лабораторией.

Для характеристики химического состава и физических свойств воды серпуховского яруса, пластов А-4 и Б-3 были взяты анализы одновозрастных пластовых вод соседних месторождений, по которым имеются более представительные анализы вод, проведенные лабораториями ЦНИЛ, КНИИ НП.

Все значения по выделению осадка карбоната кальция относятся к поверхностным условиям.

Вода считается стабильной, если она не выделяет осадка малорастворимых солей, или условно стабильной, если пересыщение этими солями невелико и количество выделяемого смесями осадка не превышает норм качества воды по механическим примесям при закачке в продуктивные пласты для целей ППД.

Расчет стабильности вод продуктивных пластов и воды водоносного горизонта серпуховского яруса проведены, исходя из расчетного равновесного значения pH, равного 5,21; 4,1; 5,5; 5.49; 5.69 и 5,09, соответственно, поскольку лабораторные данные по значению водородного показателя отсутствуют. Воды приняты условно стабильными в отношении выпадения карбоната кальция.

Воды пластов А-3, А-4, В-1 и серпуховского яруса характеризуются сульфатной стабильностью при температуре 18°С, 25°С, 40°С и 10°С, соответственно. Вода продуктивного пласта Б-2 стабильна в отношении выпадения сульфата кальция во всем диапазоне температур.

Воды считаются совместимыми, если при смешении образуются смеси, стабильные по составу. Если смеси нестабильны, но пересыщение образующихся смесей не превышает пересыщения наиболее нестабильной из смешиваемых вод, то воды считаются условно совместимыми.

По результатам расчетного моделирования химической совместимости пластовых и закачиваемых вод смешение вод продуктивных пластов А-3 и Б-2 с водой серпуховского яруса не приведет к образованию карбоната кальция, т.е. воды по данному компоненту совместимы.

По сульфату кальция результаты расчетного определения химической совместимости показали, что воды пластов А-3 и Б-2 совместимы с закачиваемой водой при условии, что температура смешения их будет более 18°С и 10°С для каждого пласта соответственно.

Для перспективного периода расчет моделирования химической совместимости пластовых и закачиваемых вод показал, что при смешении вод пласта А-4 с водой серпуховского яруса не произойдет пересыщения смесей вод по карбонатам. Таким образом, смеси вод приняты условно совместимы по $CaCO_3$. Смешение вышеупомянутых выше вод не приведет к выпадению гипса. Из этого следует, что смешиваемые воды условно совестимы по сульфатам.

Выполнен прогноз норм качества воды для заводнения залежей.

Определение норм качества воды для ППД выполнено на основе данных о коллекторских свойствах нефтесодержащих пород и свойствах насыщающих коллектор нефти, газа и воды. В качестве исходных данных используются значения указанных ниже 20-ти косвенных поисковых признаков, каждый из которых дает определенную вероятность отнесения рассматриваемой залежи к коллекторам порово-трещинного или трещинно-порового типа. Подстановка полученных значений в формулу, известную из теории вероятности, дает конечную вероятность с учетом влияния всех косвенных поисковых признаков:

1 - пористость коллектора, %;

2 - плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3;

3 - давление насыщения при температуре пласта, МПа;

4 - температура пласта, °С;

5 - мольное содержание метана в пластовой нефти, %;

6 - мольное содержание этана в пластовой нефти, %;

7 - мольное содержание пропана в пластовой нефти, %;

8 - мольное содержание н-бутана в пластовой нефти, %;

9 - мольное содержание остатка в пластовой нефти, %;

10 - мольное содержание н-гексана в однократно разгазированной нефти, %;

11-мольное содержание метилциклопентана в однократно разгазированной нефти,%;

12 - молекулярная масса остатка в однократно разгазированной нефти;

13 - мольное содержание метана в газе однократно разгазированной нефти, %;

14 - мольное содержание метилциклопентана в газе однократно разгазированной нефти, %;

15 - температура начала кипения разгазированной нефти, °С;

16 - выход светлых фракций по объему при разгонке до температуры 120°С, %

17 - общий выход светлых фракций по объему, %;

18 - массовое содержание в нефти серы, %;

19 - массовое содержание в нефти силикагелевых смол, %;

20 - содержание катионов Na^++ K^+ в пластовой воде, мг-экв/л.

При отсутствии данных по любому из вышеуказанных поисковых признаков вероятность отнесения залежи к каждому из 2-х типов коллекторов принимается равной 50%.

В результате определения залежи продуктивных пластов А-3, А-4 и В-1 Месторождения, в соответствии с методикой прогнозного нормирования, отнесены к третьей группе нефтяных залежей с трещинно-поровым типом коллектора, (ТПК) с нормами по содержанию в закачиваемой воде нефти и мехпримесей до 40 мг/л по каждому компоненту. Залежи продуктивных пластов Б-2 и Б-3 Месторождения, в соответствии с методикой прогнозного нормирования, отнесены к четвертой группе нефтяной залежи с трещинно-поровым типом коллектора, с нормами по содержанию в закачиваемой воде нефти и мехпримесей до 50 мг/дм^3 по каждому компоненту. Результаты расчетов представлены на рисунках 1-5.

Рисунок 1-Вероятность отнесения залежи пласта А-3 Месторождения к ТПК по 16-ти поисковым признакам

Рисунок 2- Вероятность отнесения залежи пласта А-4 Месторождения к ТПК по 16-ти поисковым признакам

Рисунок 3- Вероятность отнесения залежи пласта Б-2 Месторождения к ТПК по 16-ти поисковым признакам

Рисунок 4-Вероятность отнесения залежи пласта Б-3 Месторождения к ТПК по 16-ти поисковым признакам

Рисунок 5- Вероятность отнесения залежи пласта В-1 Месторождения к ТПК по 16-ти поисковым признакам

– Воды продуктивных пластов А-3, А-4, Б-2, Б-3, В-1 и воды водоносного горизонта серпуховского приняты условно стабильными по карбонату кальция.

– По сульфату кальция воды пластов А-3, А-4, В-1 и серпуховского яруса стабильны при температуре 18°С, 25°С, 40°С и 10°С, соответственно. Вода пласта Б-2 стабильна по сульфату кальция во всем диапазоне температур.

– Смешение вод продуктивных пластов А-3 и Б-2 с водой серпуховского яруса не приведет к образованию карбоната кальция, т.е. воды по данному компоненту совместимы.

– По сульфату кальция воды пластов А-3 и Б-2 совместимы с закачиваемой водой при температуре более 18°С и 10°С для каждого пласта соответственно.

– Для перспективного периода смешение вод пласта А-4 с водой серпуховского яруса, а так же смешение пластовых вод пластов А-3, А-4, Б-2, В-1 Золотаревского поднятия не ожидается образование кальцита и гипса. Таким образом, смеси вод приняты условно совместимыми по карбонатам и условно совместимы по сульфатам.

Залежи продуктивных пластов А-3, А-4 и В-1 Месторождения отнесены к третьей группе нефтяных залежей с трещинно-поровым типом коллектора, с нормами по содержанию в закачиваемой воде нефти и мехпримесей до 40 мг/л по каждому компоненту. Залежи продуктивных пластов Б-2 и Б-3 Месторождения, в соответствии с методикой прогнозного нормирования, отнесены к четвертой группе нефтяной залежи с трещинно-поровым типом коллектора, с нормами по содержанию в закачиваемой воде нефти и мехпримесей до 50 мг/дм^3 по каждому компоненту.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1.Дополнение к технологической схеме разработки Месторождения.

ОЦЕНКА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОБЪЕКТАМ И ЗАЛЕЖАМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Дубовицкая

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия
dubovitskaya.ya@samgtu.ru

Аннотация. С целью изучения состояния выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам, горизонтам и залежам нефти Месторождения были проведены исследования по оценке введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти. Рассмотрена динамика текущих годовых отборов нефти в долях от максимального значения, а также зависимость текущей обводненности от отбора начальных извлекаемых запасов нефти.

Ключевые слова: пласт, скважина, запасы нефти, выработка, дебит жидкости, обводненность, коэффициент извлечения нефти (КИН), стадия разработки, темп отбора, водонефтяной фактор, поддержание пластового давления (ППД), режим разработки залежи.

С целью изучения состояния выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам, горизонтам и залежам нефти Месторождения были проведены исследования по оценке введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти.

В целом по месторождению, отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти достиг 64.7 %, при этом по первому эксплуатационному объекту – 65.1 % и по второму – 59.6 %. По первому эксплуатационному объекту, по которому имеются наибольшие начальные геологические запасы нефти, текущий КИН достиг 0,306 доли ед., по второму объекту – 0,268 доли ед., в целом по месторождению – 0,303 доли ед. Относительно низкий текущий КИН, достигнутый по второму объекту,

свидетельствует о недостаточности сформированной на сегодняшний день системы воздействия на пластовую систему. Характер изменения этих зависимостей указывает на то, что утвержденные коэффициенты нефтеизвлечения по обоим объектам разработки могут быть достигнуты при условии совершенствования применяемой системы разработки, а именно: ввода из бездействия добывающих скважин, восстановления системы ППД, бурения новых скважин на застойные зоны и слабодренируемые запасы нефти.

Для залежей Б2-запад, В1-запад, находящихся на поздней стадии разработки, все скважины расположены в промытой зоне и отмечаются высокие значения КИН.

По пласту А4, по которому имеются наибольшие начальные геологические запасы нефти, достигнут КИН 0,352. Текущий КИН по залежам А3-север, А3-юг и В1-запад, находящимся на поздней стадии разработки, существенно ниже утвержденных. По этим залежам при сложившейся системе разработки и сохранении существующих темпов отбора от НИЗ, утвержденный КИН не может быть достигнут.

Низкий текущий КИН (начальная стадия разработки) достигнут на залежах Б2-восток (0,110) и В1-восток (0.03). По этим залежам система разработки не сформирована.

Зависимости отбора начальных извлекаемых запасов нефти от накопленного отбора жидкости в долях от начальных геологических запасов нефти по объектам разработки показали, что при одном и том же значении накопленного отбора жидкости в долях от соответствующих начальных геологических запасов нефти залежи нефти второго объекта имеют более высокие темпы отбора НИЗ, чем залежи нефти первого эксплуатационного объекта. В то же время, по залежам нефти первого объекта и месторождения в целом данная характеристика в последние годы имеет достаточно благоприятный характер, поскольку на Месторождении относительно успешно реализуется сформированная система ППД.

Максимальные темпы отбора нефти от текущих извлекаемых запасов нефти были достигнуты по первому объекту – 4,64 % ; по второму объекту – 4,18 %.

Динамика текущих годовых отборов нефти в долях от максимального значения в зависимости от отбора начальных извлекаемых запасов нефти по двум эксплуатационным объектам и по месторождению в целом показала, что по первому эксплуатационному объекту и по месторождению в целом пик максимальной годовой добычи нефти был получен при отборе 26-34 % начальных извлекаемых запасов нефти при эксплуатации пластов с системой поддержания пластового давления. Затем в течение нескольких лет происходит равномерный спад годовых отборов нефти. (Рисунок 1).

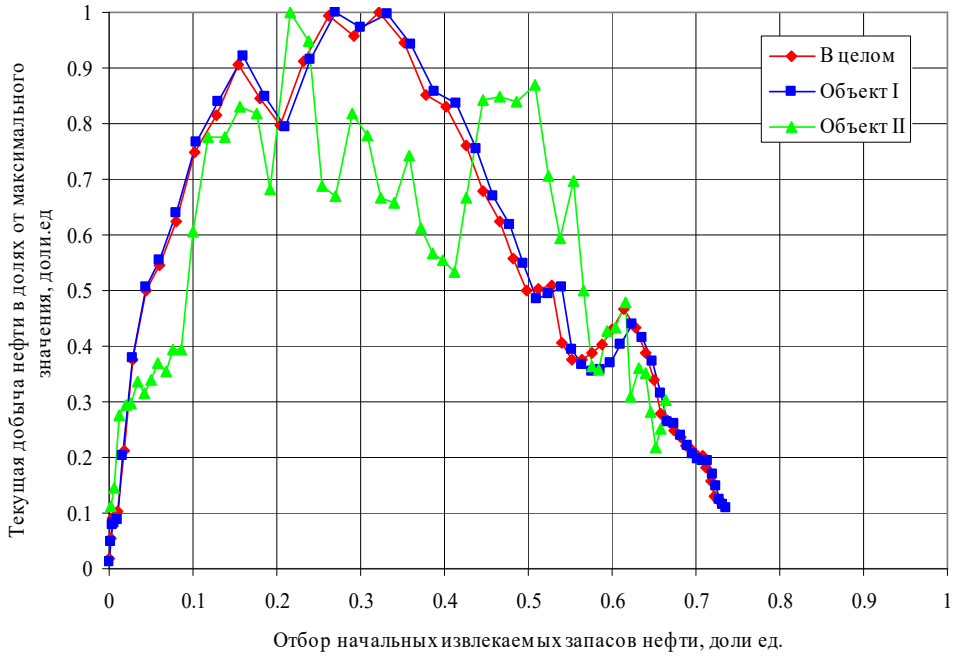


Рисунок 1 - Зависимость текущей добычи нефти от отбора начальных извлекаемых запасов нефти

Небольшой всплеск годовой добычи нефти наблюдается при отборе 62 % начальных извлекаемых запасов, связанной с разбуриванием нефтяных объектов. Дальнейшее снижение текущей добычи происходит еще более быстрыми темпами. Что касается картины, сложившейся по второму эксплуатационному объекту, то она, в отличие от первого объекта, не повторяет динамику, характеризующую месторождение в целом. Обособленность второго объекта объясняется небольшим фондом скважин и, соответственно, меньшим объемом годовой добычи. Весь период разработки характеризуется двумя большими пиками максимальной годовой добычи нефти. Первый пик наблюдается на естественном режиме при отборе начальных запасов нефти 21,5 %. Далее происходит стабилизация текущей добычи на среднем уровне. Рост добычи нефти до второго максимального пика обусловлен продолжающимся разбуриванием и началом закачки воды в пласты. После достижения второго максимума годовых отборов нефти и стабилизации добычи нефти в течение нескольких лет началась третья стадия разработки объекта после отбора примерно около 55 % начальных извлекаемых запасов нефти.

При этом необходимо особо отметить характер изменения темпов отбора по обоим объектам при достижении величины отбора НИЗ чуть более 60 %. По первому эксплуатационному объекту он характеризуется устойчивым уменьшением со значительным темпом снижения. Как показано на рисунке, сложившаяся на сегодняшний день система разработки позволит отобрать менее 80 % от утвержденных НИЗ. Таким образом, характер и темп выработки запасов нефти по первому объекту носят на сегодняшний день неблагоприятный характер и требуют вмешательства в сложившуюся систему разработки. Второй объект на протяжении

ряда последних лет также характеризовался подобной динамикой, однако за последний период наметилась тенденция к улучшению показателей его эксплуатации. Именно поэтому основной акцент в корректировке имеющейся на сегодняшний день системе выработки запасов сделан на продуктивные отложения первого объекта эксплуатации.

В целом, по обоим эксплуатационным объектам темп падения добычи нефти в зависимости от отбора начальных извлекаемых запасов нефти указывает на то, что не все утвержденные начальные извлекаемые запасы нефти вовлечены в процесс активной разработки.

Максимальный безводный период эксплуатации скважин первого объекта (средняя обводненность не превышала 0,6 %) оценивается в 8 лет, при этом максимальный дебит по нефти составил 26,5 т/сут. Второй объект характеризуется более продолжительным безводным периодом (10 лет) и максимальным безводным дебитом 28,4 т/сут.

Обводненность добываемой продукции первого объекта и месторождения в целом возрастает пропорционально темпу отбора нефти (рисунок 2). Темп нарастания обводненности ещё более увеличился за последний период разработки. На втором эксплуатационном объекте, на стадии разработки между первым и вторым пиками максимальной добычи, процесс извлечения нефти сопровождался прогрессирующим обводнением добываемой продукции. Резкие скачки текущей обводненности сопровождались падением годовой добычи нефти. В последний период наметилась стабилизация обводненности продукции.

Как видно из рисунка 2, сложившийся темп роста текущей обводненности скважин в зависимости от уровня отбора НИЗ по первому объекту и, соответственно, по месторождению в целом не позволит осуществить полную выработку запасов нефти без внесения существенных коррективов в систему разработки в части снижения обводненности продукции и повышения темпов выработки.

На рисунках (3-4) в зависимости от отбора начальных извлекаемых запасов нефти приведена динамика накопленной обводненности добываемой продукции и динамика накопленного водонефтяного фактора.

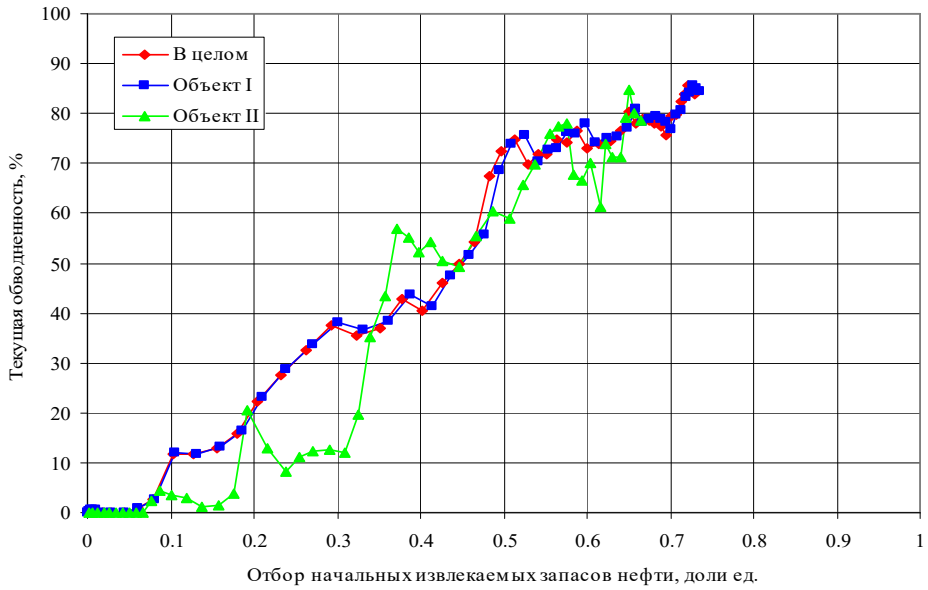


Рисунок 2 - Зависимость текущей обводненности от отбора начальных извлекаемых запасов нефти

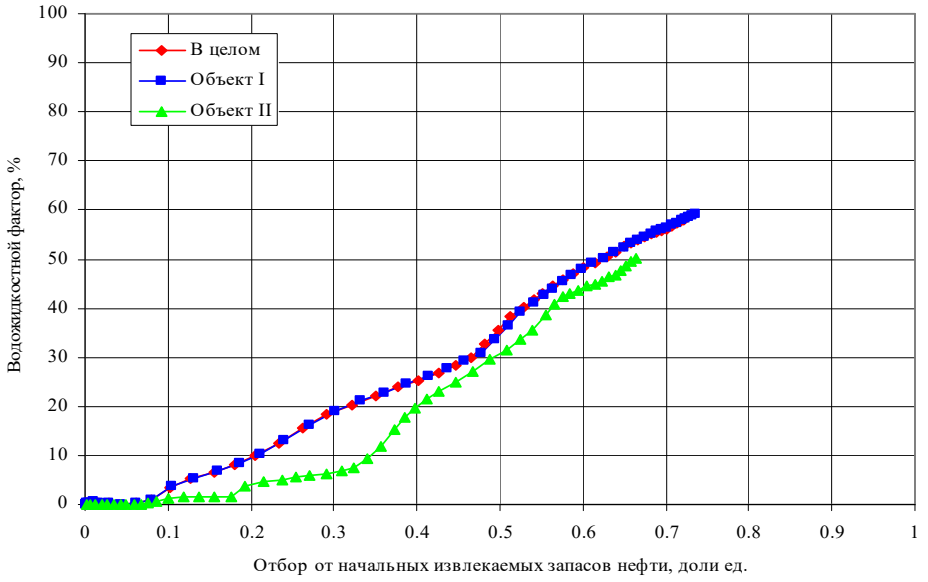


Рисунок 3 - Зависимость накопленной обводненности от отбора начальных извлекаемых запасов нефти

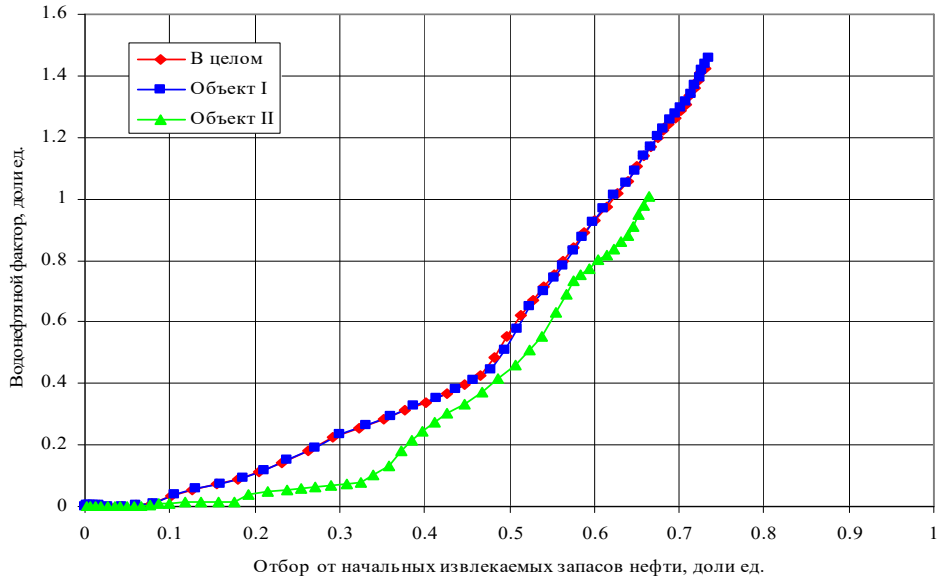


Рисунок 4 – Зависимость накопленного водонефтяного фактора от отбора начальных извлекаемых запасов нефти

Из рисунков (2-4) видно, что процесс нарастания накопленной обводненности (накопленного водонефтяного фактора) по первому объекту разработки осуществляется более быстрыми темпами, чем по второму объекту. Это связано как с геологическим строением залежей и их коллекторской характеристикой, так и с реализованной системой разработки. Таким образом, данные зависимости также указывают на необходимость приоритетных усилий по повышению эффективности выработки запасов по первому эксплуатационному объекту.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к проекту разработки Месторождения АО «Самаранефтегаз».

КОРРЕЛЯЦИОННАЯ ЗАВИСИМОСТЬ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ОТ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Дубовицкая, Е.И. Соболева

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия
dubovitskaya.ya@samgtu.ru*, *soboleva.ei@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены исследования, которые проводились для характеристики полноты вытеснения нефти водой на образцах керна пластов Месторождения. Приведены графики и корреляционные зависимости остаточной нефтенасыщенности от проницаемости породы для расчета коэффициентов вытеснения.

Ключевые слова: месторождение, пласт, керн, коэффициент вытеснения нефти водой, проницаемость, нефтенасыщенность, коллекторские свойства, корреляционная зависимость.

Коэффициент вытеснения нефти водой определялся в лабораторных условиях на собственном керне по пластам $А_4$, $О_2$, $О_3$, $Б_2'$, $Б_2$, $В_1$, Дл, Всего проанализировано 94 образца.

Остаточная водонасыщенность в составных образцах создавалась методом центрифугирования. Моделью остаточной воды служил раствор NaCl соответствующей концентрации. В качестве модели пластовой нефти использовалась смесь дегазированной нефти исследуемого пласта с растворителем. При этом вязкость углеводородной жидкости подбиралась близкой к вязкости пластовой нефти.

Результаты экспериментов обрабатывались методами математической статистики с целью получения корреляционных зависимостей между остаточной нефтенасыщенностью и проницаемостью.

По пластам $А_0$ и ДІ, по которым не проводились лабораторные исследования ввиду непредставительного объема выборок образцов, для расчета остаточной нефтенасыщенности пород продуктивных пластов использовались обобщенные зависимости Кон=f(Кпр). Эти зависимости были получены по керновым данным одноименных пластов.

Выборка по пласту $А_4$ дополнена керновыми данными аналогичных пластов.

Для пласта $В_1$ при получении зависимости наряду с собственными керновыми данными в выборке участвовали данные одновозрастных пластов-аналогов. Для обоснования коэффициента вытеснения по пласту $А_3$ используется зависимость, полученная на керновых данных соответствующего пласта Месторождения.

Уравнения указанных корреляционных зависимостей приведены в таблице 1, графики зависимостей показаны на рис. 1-5.

Таблица 1 – Зависимости между остаточной нефтенасыщенностью и проницаемостью

Пласт	**Уравнение регрессии**
$А_0$	Кон=0,2479-0,0838•lgКпр
$А_4$	Кон = 0,2255-0,0243•lgКпр
$А_3$	Кон = 0,0824-0,3406•lgКпр
$О_1$, $О_2$, $О_3$, $О_4$, $О_5$	Кон=0,1907-0,1061•lgКпр
$Б_2'$+$Б_2$	Кон=0,2489-0,1541•lgКпр
$В_1$	Кон=0,1230-0,1240•lgКпр
Дл	Кон=0,2056-0,0730•lgКпр
ДI	Кон=0,2590-0,0830•lgКпр
ДIII	Кон=0,2098-0,1072•lgКпр

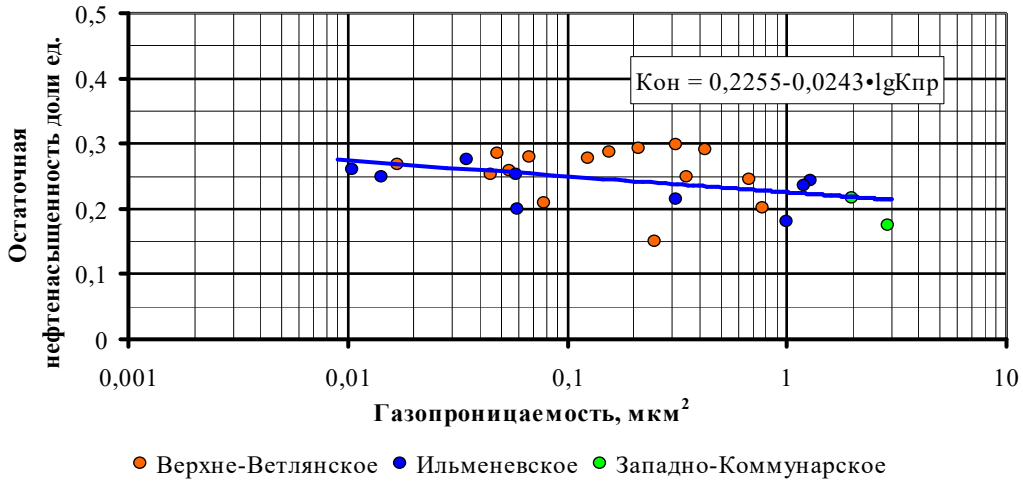


Рисунок 1 - Обобщенная корреляционная зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости пород башкирских отложений месторождений

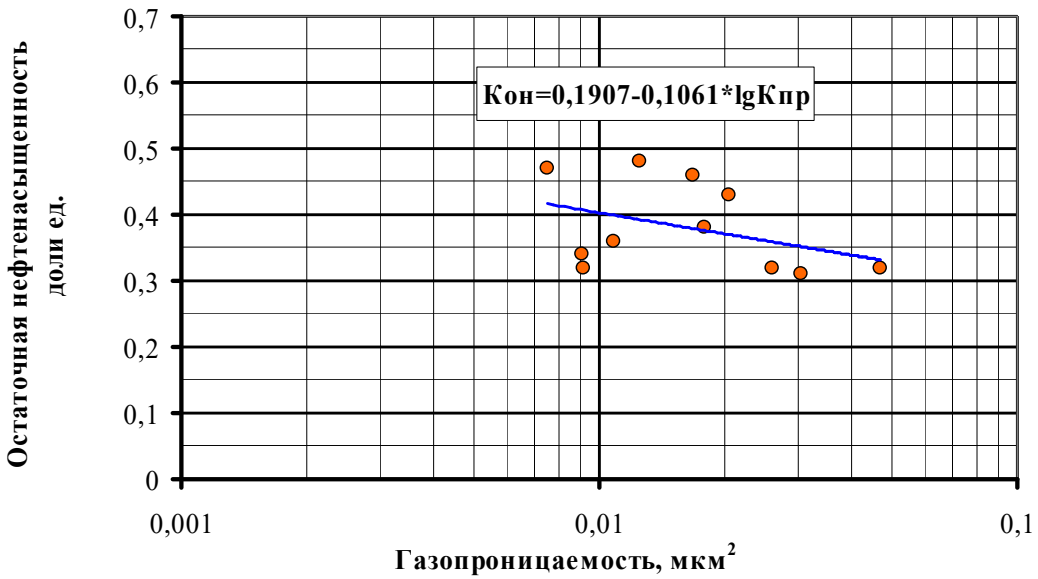


Рисунок 2 - Корреляционная зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости пород окских отложений Месторождения

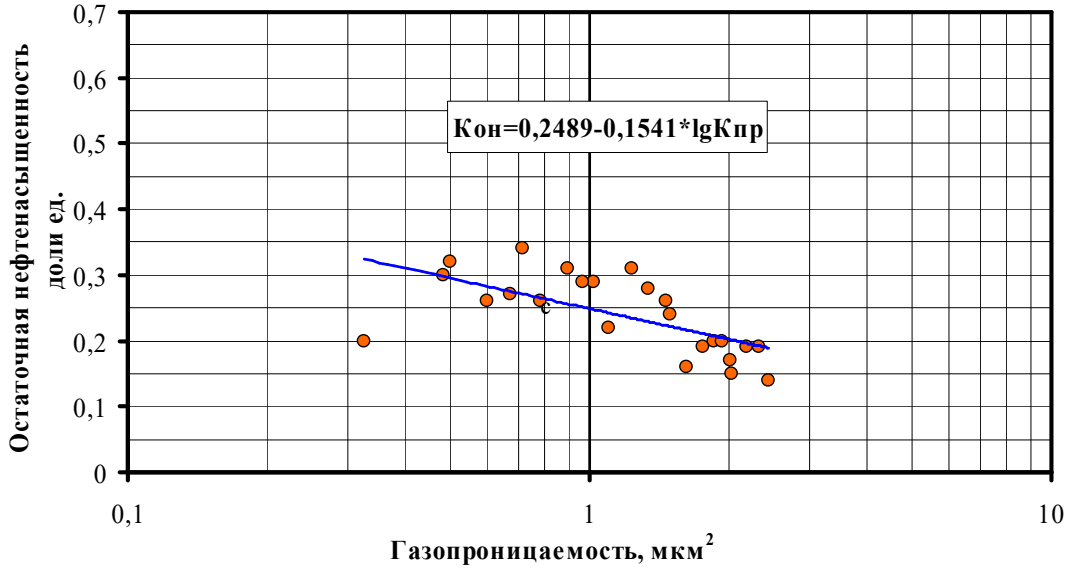


Рисунок 3 - Корреляционная зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости пород пластов $Б_2'$ и $Б_2$ Месторождения

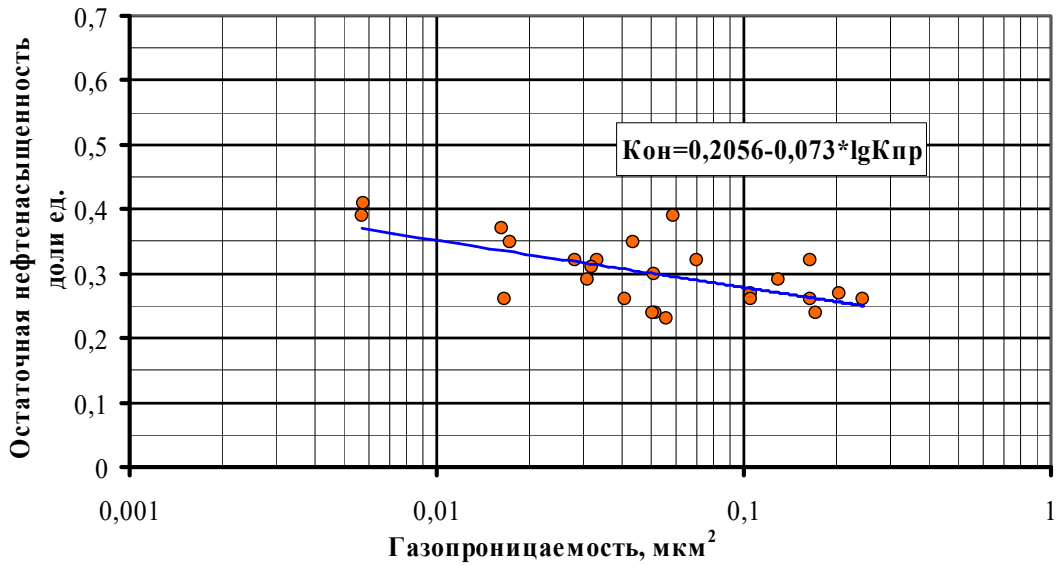


Рисунок 4 - Корреляционная зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости и пород пласта Дл Месторождения

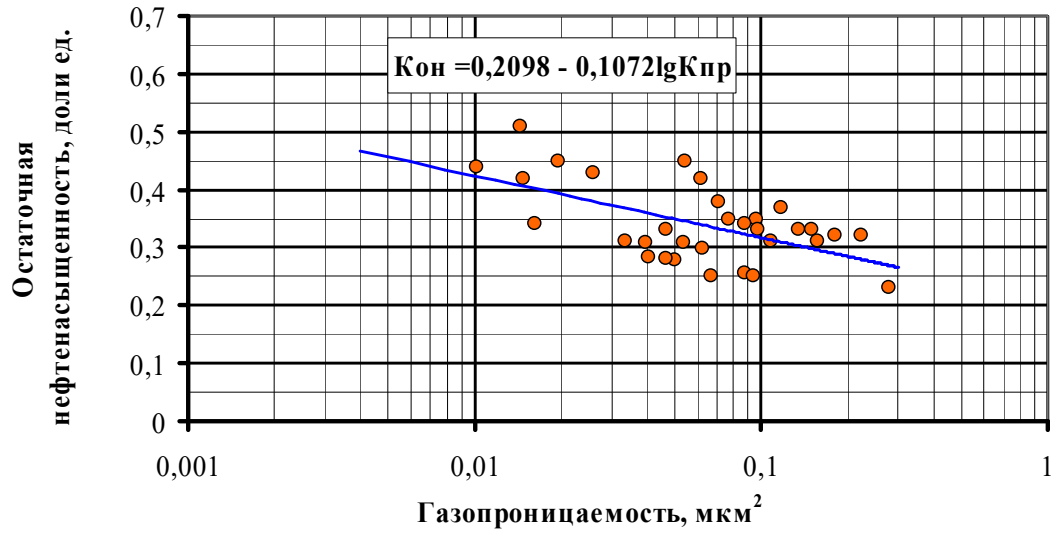


Рисунок 5 - Корреляционная зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости пород пласта ДIII Месторождения

Приведенные уравнения использовались для оценки значений остаточной нефтенасыщенности промытых зон в соответствии с принятым средним значением проницаемости продуктивных пластов. Величина коэффициента вытеснения нефти водой определялась расчетным путем по уравнению:

$$K_{выт} = \frac{K_{НН} - K_{ОН}}{K_{НН}}, \quad (1)$$

где:

$K_{ВЫТ}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.;

$K_{НН}$ – принятое значение начальной нефтенасыщенности, доли ед.;

$K_{ОН}$ – определенная по зависимости остаточная нефтенасыщенность, доли ед.

Принятые значения коллекторских свойств, начальной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения нефти водой, рекомендуемые для оценки нефтеотдачи пластов Верхне-Ветлянского месторождения, представлены в таблице 2.

Таблица 2– Параметры, рекомендуемые для оценки запасов и коэффициентов извлечения нефти

Пласт	Купол, р-н скв.	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм^2	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасы-щенность доли ед.	Коэф-ент вытеснения нефти водой, доли ед.
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
$А_4$	Богдановский	0,19	0,1405	0,75	0,2462	0,672
$О_2$	Богдановский	0,11	0,0081	0,77	0,4126	0,471
$Б_2$	Богдановский	0,19	0,9602	0,92	0,2516	0,727
$В_1^в$	Богдановский	0,09	0,0038	0,90	0,4231	0,530
Дл	Богдановский	0,10	0,0055	0,88	0,3706	0,579
$О_2$	Южно-Богдановский	0,11	0,0081	0,77	0,4126	0,503
Дл	Южно-Богдановский	0,10	0,0055	0,88	0,3706	0,579
$О_1$	Ново-Лесной	0,12	0,0128	0,85	0,3915	0,539
$В_1^в$	Ново-Лесной	0,09	0,0038	0,86	0,4231	0,508
Дл	Ново-Лесной	0,12	0,0279	0,90	0,3191	0,645
$А_0^н$	Северо-Восточный	0,15	0,0554	0,80	0,3532	0,559
$А_4$	Северо-Восточный	0,20	0,2219	0,77	0,2414	0,687
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
$О_2$	Северо-Восточный	0,13	0,0195	0,82	0,3721	0,546
$О_3$	Северо-Восточный	0,12	0,0128	0,84	0,3915	0,534
$Б_2'$	Северо-Восточный	0,19	0,9602	0,93	0,2516	0,729
$Б_2$	Северо-Восточный	0,19	1,2390	0,94	0,2346	0,750

Пласт	Купол, р-н скв.	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм^2	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасы-щенность доли ед.	Коэф-ент вытеснения нефти водой, доли ед.
$В_1^в$	Северо-Восточный	0,10	0,0101	0,92	0,3705	0,597
ДІ	Северо-Восточный	0,15	0,1249	0,93	0,3340	0,641
$А_0^н$	Юго-Западный	0,15	0,0554	0,76	0,3532	0,535
$А_4$	Юго-Западный	0,20	0,2219	0,84	0,2414	0,698
$О_2$	Юго-Западный	0,11	0,0081	0,80	0,4126	0,484
$О_3$	Юго-Западный	0,13	0,0195	0,85	0,3721	0,562
$Б_2'$	Юго-Западный	0,19	0,9602	0,93	0,2516	0,729
$Б_2$	Юго-Западный	0,21	2,2086	0,96	0,1959	0,796
$В_1^в$	Юго-Западный	0,11	0,0077	0,92	0,3851	0,581
$В_1^н$	Юго-Западный	0,16	0,0571	0,93	0,2772	0,702
Дл	Юго-Западный	0,13	0,0571	0,93	0,2964	0,681
$А_0^н$	Южно-Зуевский	0,15	0,0554	0,76	0,3532	0,535
$А_4$	Южно-Зуевский	0,20	0,2219	0,84	0,2414	0,698
$О_1$	Южно-Зуевский	0,12	0,0128	0,91	0,3915	0,517
$О_2$	Южно-Зуевский	0,13	0,0195	0,81	0,3721	0,541
$О_3$	Южно-Зуевский	0,14	0,0288	0,89	0,3542	0,602
$О_4$	Южно-Зуевский	0,19	0,1427	0,89	0,2804	0,685
$О_5$	Южно-Зуевский	0,17	0,0796	0,90	0,3073	0,659
$Б_2'$	Южно-Зуевский	0,19	0,9602	0,90	0,2516	0,720
$Б_2$	Южно-Зуевский	0,19	0,9602	0,94	0,2516	0,732
$В_1^в$	Южно-Зуевский	0,11	0,0077	0,91	0,3851	0,577
$В_1^н$	Южно-Зуевский	0,14	0,0216	0,93	0,3295	0,646
Дл	Южно-Зуевский	0,12	0,0279	0,90	0,3191	0,645
ДІІІ	Юж.-Зуев. (р-н скв. 41)	0,15	0,1249	0,92	0,3066	0,667
ДІІІ	Юж.-Зуев. (р-н скв. 45)	0,13	0,0515	0,90	0,3479	0,613
$Б_2'$	Крутенький	0,17	0,3042	0,95	0,3285	0,654
$В_1^в$	Крутенький	0,09	0,0038	0,92	0,4231	0,540
Дл	Крутенький	0,11	0,0128	0,91	0,3438	0,622
ДІ	Юж.-Зуев.+Крут.+Вост._Крут	0,13	0,0515	0,92	0,3659	0,602
$А_0'$	Восточно-Крутенький	0,15	0,0240	0,80	0,3836	0,520
$А_3$	Восточно-Крутенький	0,20	0,0790	0,79	0,4579	0,420
$А_4$	Восточно-Крутенький	0,19	0,1405	0,86	0,2462	0,714

Пласт	Купол, р-н скв.	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм^2	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасы-щенность доли ед.	Коэф-ент вытеснения нефти водой, доли ед.
Дл	Восточно-Крутенький	0,10	0,0055	0,86	0,3706	0,569
ДIII	Восточно-Крутенький	0,14	0,0815	0,90	0,3265	0,637

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологический проект разработки Месторождения.

АНАЛИЗ ПРИЧИН БЕЗДЕЙСТВИЯ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ЗАЛЕЖАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.И. Соболева

Самарский Государственный Технический Университет
Самара, Россия, soboleva.ei@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены основные причины бездействия добывающих и нагнетательных скважин на залежах …… месторождения. Приведена динамика дебитов и приемистости скважин по анализируемому месторождению в целом. Рассмотрен комплекс геолого-технических мероприятий, проведенных на залежах месторождения. В целях более полной выработки запасов и достижения утвержденной величины КИН, выданы рекомендации по размещению и количестве проектных скважин для формирования системы разработки на этих объектах.
Ключевые слова: месторождение, пласт, скважина, обводненность продукции, бездействующий фонд, добыча нефти, приемистость скважин, геолого-технические мероприятия.

Месторождение является многопластовым и многокупольным. Нефтегазоносность выявлена на 54 залежах, Всего в эксплуатации в разное время находилось 43 залежи. Эксплуатируемые залежи находятся на разных стадиях разработки: 15 залежейвступило в завершающую стадию разработки (степень выработки от НИЗ выше 60%), по 14-ти залежам накопленный отбор нефти отНИЗ– от 20 до 60% и по 14-ти – менее 20%.

Дальнейшее увеличение добывающего фонда не увеличило объем добычи нефти в целом по месторождению, так как основная добыча велась из первого поднятия, который к тому моменту вступил в завершающую стадию разработки. Максимально на месторождении в эксплуатации пребывало 184 добывающих скважины . К тому моменту степень выработки от НИЗ составила 97,6% при обводненности добываемой продукции 93,7 %.По мере нарастания обводненности продукции и сокращения фонда скважин, уровни годовых отборов снижались и по

состоянию на текущий момент составили 550тыс.т нефти и 2188тыс.т жидкости при действующем фонде добывающих скважин 110 единиц, средних дебитах 13 т/сут нефти и 51 т/сут жидкости и среднегодовой величине обводненности продукции 74,9% (рисунок 1).

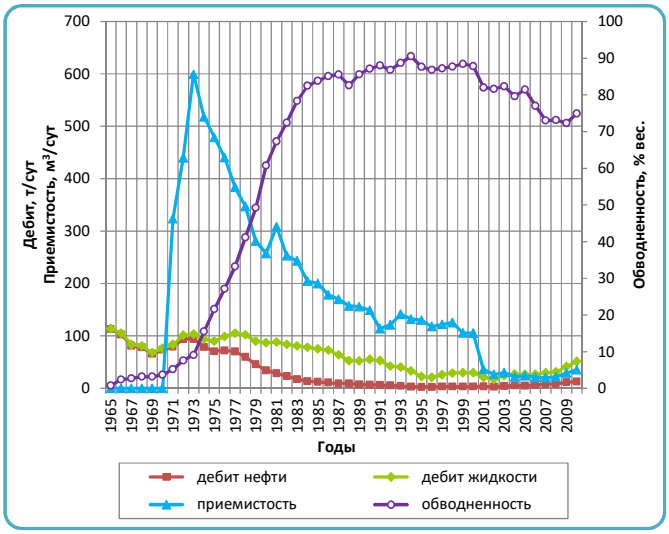


Рисунок 1 - Динамика дебитов и приемистости скважин по месторождению в целом

На текущую дату в бездействующем добывающем фонде находится 30 скважин. Основные причины бездействия - это неудовлетворительное техническое состояние эксплуатационных колонн, отсутствие притока, аварии в процессе эксплуатации, заколонныеперетоки, обводнение пластовой водой. На рисунке 2 и в таблице 1 представлены причины простоя бездействующих добывающих скважин. Коэффициент использования составил 0,5.

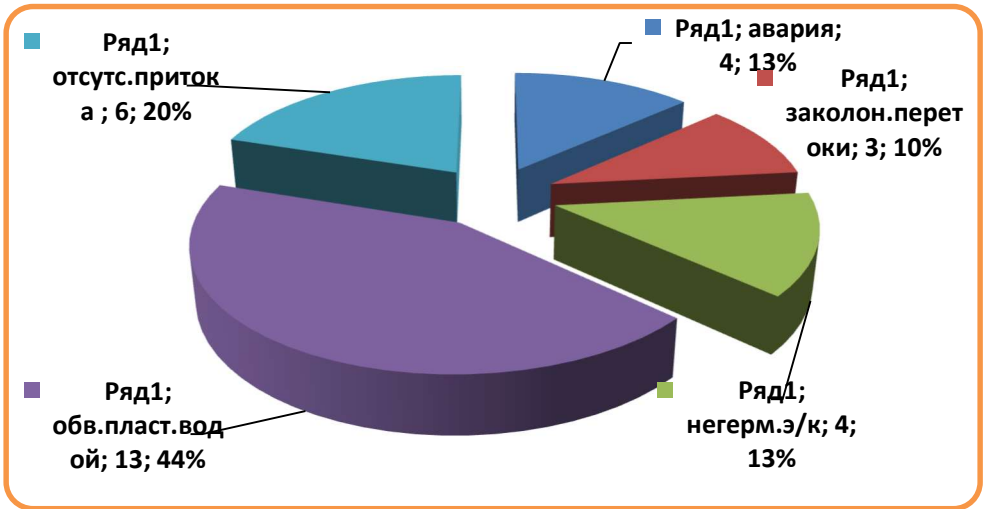


Рисунок 2 - Причины бездействия добывающих скважин на месторождении

Причины бездействия добывающих скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Причины бездействия добывающих скважин на месторождении

№ скв	Пласт	Способ эксплуатации	Дата остановки	Дата перевода в б\д	Причина остановки	qн, т/сут	qж, т/сут	В%
Поднятие 1								
202	О1-3	ЭЦН5-200- 800	22.11.	01.12.	обв.пласт.водой	0,1	5,9	98
210	Б2	ЭЦН5- 30-2150	19.11.	01.12.	отсутс.притока из пл.	3,7	27,1	83,7
212	Б2	ЭЦН5-130-1200	30.01.	01.02.	заколон.перетоки	0,2	8,6	96,6
220	ДІ(р-н 214)	NR0000	01.07.	01.07.	авария	0,1	0,1	0,0
252	Д2	ЭЦН5- 80-1200	26.02.	01.03.	обводн.пласт.водой	1,8	26,0	92,3
267	Д2	ЭЦН5- 45-2600	06.10.	01.11.	авария	1,2	1,6	15,6
284	Д2	ЭЦН5-125-1300	19.06.	01.07.	негерм.э/к	0,1	4,6	98,5
306	О1-3	ЭЦН5- 45-1700	05.10.	01.11.	авария	16,3	33,0	42,0
307	В1	ЭЦН5-130- 600	27.08.	01.09.	обводн.пласт.водой	0,2	12,2	98,2
334	Б2	ЭЦН5- 80-1200	17.04.	01.05.	негерм.э/к	0,1	2,7	97,3
335	Б2	НН2Б-44	13.03.	01.04.	обв.пласт.водой	0,0	1,0	96,0
341	Б2	ЭЦН5-400-1800	17.09.	01.10.	обводн.пласт.водой	9,5	394,1	97,2
356	В1+Д1(р-н 214)	ЭЦН5- 50-1300	20.12.	01.01.	отсутс.притока	0,1	0,1	0,0
403	О1-3	ЭЦН5- 60-1850	26.01.	01.02.	обводн.пласт.водой	0,6	70,4	99,0
409	О1-3	ЭЦН5-125-1300	07.04.	01.05.	обводн.пласт.водой	0,8	79,1	98,8
411	А4Сев	НН2Б-44	28.12.	01.01.	негерм.экспл/кол	0,2	4,0	95,3
Поднятие -2								
235	Д3	ЭЦН5- 80-1200	02.11.	01.12.	отсутс.притока	0,0	1,0	93,8
243	Д3	ЭЦН5- 80-1550	31.08.	01.09.	обводн.пласт.водой	0,1	23,2	99,3
290	Д3	ЭЦН5- 80-1200	29.10.	01.11.	обводн.пласт.водой	2,9	62,5	94,6
Поднятие-3								
23	О1-4	УЭДН5 - 8 -1100	05.07.	05.07.	обводн.пласт.водой	0,6	5,8	87,3
57	О1-4	НВ2Б-44	04.11.	01.12.	отсутс.притока из пл.	0,3	0,7	48,9
63	А4	НН2Б-57	19.02.	19.02.	заколон.перетоки	0,2	12,0	98,2
64	О1-4	ЭЦН5-125-1300	17.01.	17.01.	заколон.перетоки	1,8	105,0	98,0
66	О1-4	ЭЦН5-125- 700	06.03.	01.04.	негерм.э/к	0,0	1,0	99,0
74	А4	ЭЦН5-125-1300	14.10.	14.10.	отсутс.притока	-	-	-
Поднятие -4								
41	Б2	ЭЦН5- 80-1200	11.01.	01.02.	обв.пласт.водой	0,0	1,0	99,0
Поднятие -5								
58	О1-2	НН2Б-44	28.11.	01.12.	обв.пласт.водой	0,0	0,5	90,9
Пподнятие- 6								
225	А4	ЭЦН5- 50-1300	17.12.	01.01.	обводн.пласт.водой	0,1	4,0	97,0
231	Б2	СВАБ	02.10.	01.11.	обв.пласт.водой	0,0	1,0	90,1

Закачка воды на месторождении началась . путем внутриконтурной закачки воды в залежь нефти пласта ДIII первого поднятия, которая в процессе дальнейшей эксплуатации была трансформирована в блоковую систему заводнения. Внутриконтурное заводнение по пласту $Б_2$ третьего поднятия и пласту $Б_0$ второго поднятия было начато позднее. Максимально по пласту $Б_0$ закачка велась в 6 нагнетательных скважин, из числа которых 5 скважин работали совместно с пластом $Б_2$второго поднятия и одна – совместно с пластом $Б_2$ первого поднятия. Также было организовано очаговое заводнение. За весь период разработки месторождения закачка воды осуществлялась через 66 нагнетательных скважин, из которых 24 единицы были введены из бурения, а остальные 42 освоены под закачку из числа добывающих. Всего в продуктивные пласты закачано 84,5 млн.$м^3$ воды.Всего с поддержанием пластового давления разрабатывалось 13 залежей.

В бездействующем нагнетательном фонде на текущую дату находится 18 скважин, которые по различным причинам (авария, негерметичность эксплуатационной колонны) находились в ожидании капитального ремонта или были остановлены по технологическим причинам, из-за отсутствия в данном районе отборов по скважинам.

Причины бездействия нагнетательных скважин приведены в таблице 2 и на рисунке 3.

Таблица 2 - Причины бездействия нагнетательных скважин на месторождении

№ скв	Пласт	Дата остановки	Дата перевода в б\д	Причина остановки	Прием-ть $м^3$/сут
7	ДIII (второе поднятие)	01.05.	01.05.	авария	95
11	ДIII (второе поднятие)	01.07.	01.07.	остановка по технол.причинам	3
32	Б0, ДIII (второе поднятие)	21.02.	01.12.	остановка по технол.причинам	225
52	Б2 (третье поднятие)	18.11.	18.11.	остановка по технол.причинам	28
90	ДIII (второе поднятие)	16.06.	01.07.	авария	31
105	Б0 (второе поднятие)	30.12.	30.12.	остановка по технол.причинам	282
203	ДIII (второе поднятие)	01.11.	01.11.	остановка по технол.причинам	119
221	ДIII (второе поднятие)	01.06.	01.06.	негерметичностьэкспл.колонны	51
234	ДIII (второе поднятие)	04.06.	01.07.	негерметичностьэкспл.колонны	280
239	ДIII (второе поднятие)	01.07.	01.07.	остановка по технол.причинам	48
251	ДIII (второе поднятие)	01.07.	01.07.	остановка по технол.причинам	3
254	ДIII (второе поднятие)	30.06	01.07.	остановка по технол.причинам	20
255	ДIII (второе поднятие)	01.07.	01.07.	остановка по технол.причинам	4
271	ДIII (второе поднятие)	01.07.	01.07.	остановка по технол.причинам	24
283	ДIII (второе поднятие)	09.03.	09.03.	остановка по технол.причинам	222

Продолжение таблицы 2

286	ДIII (второе поднятие)	01.07.	01.07.	остановка по технол.причинам	24
337	В1 (первое поднятие)	21.11.	01.12.	остановка по технол.причинам	50
517	Б2+В1 (первое поднятие)	25.02.	01.03.	остановка по технол.причинам	107

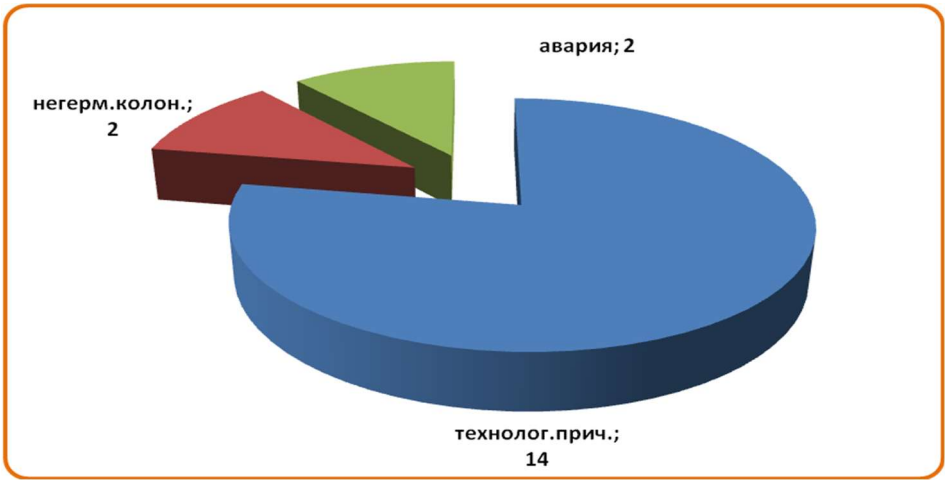


Рисунок 3.- Причины бездействия нагнетательных скважин на месторождении

Несмотря на то, что состояние практически всех объектов разработки на месторождении удовлетворительное, выработать текущие запасы нефти без корректировки и увеличения фонда добывающих скважин не представляется возможным. Увеличение фонда скважин возможно осуществить за счет переводов скважин с одного объекта на другой после полного обводнения и выполнения назначения на своем объекте. По основной части добывающего фонда был выполнен большой комплекс ГТМ (Рисунок 4) ,позволивший оптимизировать работу скважин (БСКО, ОПЗ, КРС ППР, ИДН, РИР, приобщение пластов). По залежам нефти пл. $А_4$, $Б_2$ и $В_1$ была организована закачка путем перевода добывающих скважин под нагнетание. Проведенные по объектам геолого-технические мероприятия позволили повысить добычу нефти и жидкости в целом по месторождению. Добыча нефти выросла в 2,5 раза, при этом добыча жидкости выросла в 1,8 раза, выработки от НИЗ по поднятию – 7,9%.

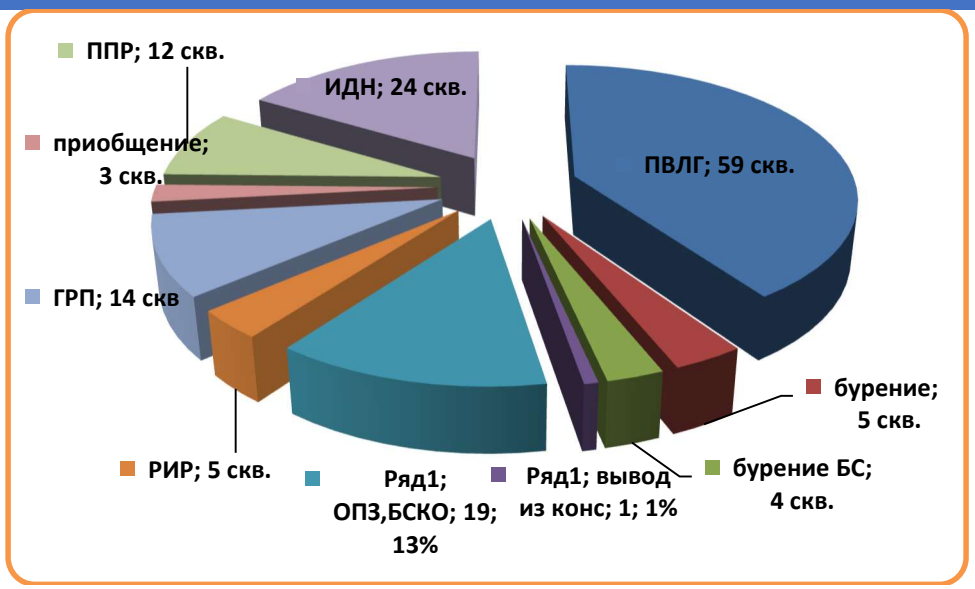


Рисунок 0- Геолого- технические мероприятия (ГТМ) по добывающим скважинам месторождения

Для более полной выработки запасов и достижения утвержденной величины КИН потребуется решить вопрос о размещении и количестве проектных скважин для формирования системы разработки на этих объектах.

Необходимо провести ревизию бездействующего добывающего и нагнетательного фонда, наметить ГТМ по оптимизации работы скважин, рассмотреть вопрос о переводе выполнивших свое назначение скважин на вышележащие горизонты или об их ликвидации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. «Технологический проект разработки месторождения».

АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯПЛАСТА С-1А МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.И. Соболева, Н.В. Степанян

Научный руководитель: ст. преподаватель Е.И. Соболева

Самарский Государственный Технический Университет
Самара, Россия, soboleva.ei@mail.ru

Аннотация. Произведен анализ системы заводнения и энергетического состояния залежи пласта С-1А. Дана краткая характеристика текущего состояния разработки залежи и обводненности добываемой продукции. Рассмотрена динамика пластового

давления по залежи, Даны рекомендации по совершенствованию системы ППД (поддержание пластового давления).

Ключевые слова: пласт, нагнетательные и добывающие скважины, обводненность, пластовое давление, поддержание пластового давления, добыча нефти, пластовая вода, давление насыщения нефти газом, законтурная область питания.

Пласт С-1А разрабатывается на упруговодонапорном режиме. Залежь вступила в завершающую стадию разработки . Добыча нефти постепенно снижается на фоне роста обводненности. Добыча нефти за период снизилась с 36,3 тыс.т до 15,9 тыс.т, при этом обводненность выросла с 90,5% до 95,7%. Действующий фонд скважин уменьшился с 13 до девяти. Годовые уровни закачки снизились с 305 до 254 тыс.м^3.

Обводнение скважин естественный процесс в ходе разработки любого месторождения углеводородных ресурсов, это является достаточно большой и широко распространенной проблемой. Обводнение скважин происходит в результате перемещения водонефтяного контакта во внутреннюю часть залежи, где раньше была нефть, неоднородность пласта оказывает на это не малое влияние.

Обводненность скважин объекта началась со второго года разработки.

Организованное в 1963 г. заводнение не оказало негативного влияния на динамику обводнения. Обводнение фонда происходило постепенно. Относительно стабильный дебит жидкости и наличие обводненности продукции свидетельствуют о проявлении упруго-водонапорного режима работы залежи.

До 1971 г. степень выработки практически соответствовала обводненности. Последующий период обводненность превышала степень выработки. С 2005-2022 гг. обводненность значительно выросла и составляла 84,1-97%. Дебиты нефти и жидкости значительно уменьшились. В 2023 г. обводненность составила 83,8%.

Таким образом, основная причина обводнения – обводнение пластовой водой за счет продвижения фронта законтурной воды к забоям скважин, и с продвижением фронта закачиваемой воды. Для снижения обводненности продукции пласта С-IА … месторождения представляется необходимым проведение комплекса мероприятий, включающих ограничение объемов закачки воды в залежь и изоляцию обводнившихсяпропластков.

На объекте числится 33 скважины, из них: добывающих: 12 действующих, ликвидированные – восемь, нагнетательных: под закачкой – четыре, контрольных: девять пьезометрических.

Графически распределение фонда скважин приведено на рисунке 1.

Рисунок 1 – Характеристика фонда скважин пласта С-IA… месторождения

Продуктивные отложения пласта С-IA … месторождения характеризуются высокими показателями послойной и зональной неоднородности (высокая степень расчлененности 3,2). Это является причиной недостаточного влияния закачки воды в ряд нагнетательных скважин на скважины окружающего добывающего фонда. Низкие темпы отборов обусловлены ухудшенной связью структур с законтурной областью и, как следствие, снижением пластового давления.

В настоящее время пласт С-IA разрабатывается с поддержанием пластового давления.

Закачка воды в пласт С-IA начата в 1976 г. Темп отбора начальных извлекаемых запасов после кратковременного роста после начала реализации системы ППД, также неуклонно снижался. Это свидетельствует о недостаточной эффективности реализуемой системы поддержания пластового давления. В сложившихся условиях основной задачей разработки является не простое увеличение объемов закачки воды, а регулирование и повышение эффективности заводнения. Задачи регулирования намного осложняются на поздней стадии разработки, когда для замедления темпов падения добычи нефти и достижения высокой нефтеотдачи необходимо обеспечить дренирование всех подвижных запасов эксплуатационного объекта. Одновременно, в связи с прогрессирующим обводнением скважин и пластов, уменьшением фонда добывающих скважин из-за обводнения и нагнетательных по причине физического износа из-за закачки агрессивных сточных вод, необходимо вести работы по ограничению добычи попутной воды и излишних объемов закачки, проводить работы по капитальному ремонту с целью продления жизни скважин.

Начальное пластовое давление принято равным 25,3 МПа. Давление насыщения нефти газом составляет 6,9 МПа.

. С 1976 г. на объекте реализовано площадное заводнение преимущественно с высокой текущей компенсацией отборов закачкой. Увеличение объемов закачки воды

привело к повышению отборов жидкости и нефти. В связи с прогрессирующим обводнением добывающих скважин в центральной части пласта было принято решение о внедрении нестационарного заводнения, которое было начато в этом же году. В последующие годы нестационарное заводнение не проводилось.

Первая максимальная годовая закачка воды в пласт была осуществлена в 1990 г. в объеме 326,2 тыс.м^3. Увеличение объемов закачки воды привело к повышению отборов жидкости и нефти. Второй максимум закачки воды был осуществлен в 1999 г. в количестве 243,7 тыс.м^3. Между этими двумя максимальными объемами закачки воды в 1997 г. объем закачки воды был сокращен почти в два раза (159,3 тыс.м^3). Такое циклическое воздействие на пласты совместно с увеличением действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин привело к снижению обводненности добываемой продукции с 69,8% в 1992 г. до 63,2% в 1999 г. Последующее уменьшение фонда добывающих и нагнетательных скважин - к снижению отборов жидкости и нефти и увеличению обводненности добываемой продукции.

Реализуемая по пласту система ППД в целом работала достаточно эффективно. Однако при этом необходимо отметить, что, несмотря на общий относительно высокий уровень средней величины пластового давления, по отдельным скважинам его значения существенно различаются.

Энергетическое состояние объекта удовлетворительное – текущее пластовое давление составляет 19,6 МПа, что на 5,7 МПа или на 22,5% ниже начального.

Динамика пластового давления свидетельствует о затрудненной связи залежи с законтурной областью питания. Организация ППД положительно повлияла на энергетическое состояние залежи. При формировании системы разработки и увеличении уровней отборов жидкости потребуется совершенствование системы ППД, создание дополнительных очагов в зоне отбора.

Интенсивность сформированной на текущую дату. очаговой системы заводнения:

$$W = N_{наг} / N_{доб} \quad (1)$$

где $N_{наг}$, $N_{доб}$ – количество нагнетательных и добывающих скважин.

$$W = 4 / 12 = 0,3$$

Динамика пластового давления пласта С-IА представлена на рисунке 2. Карта изобар – на рисунке 3.

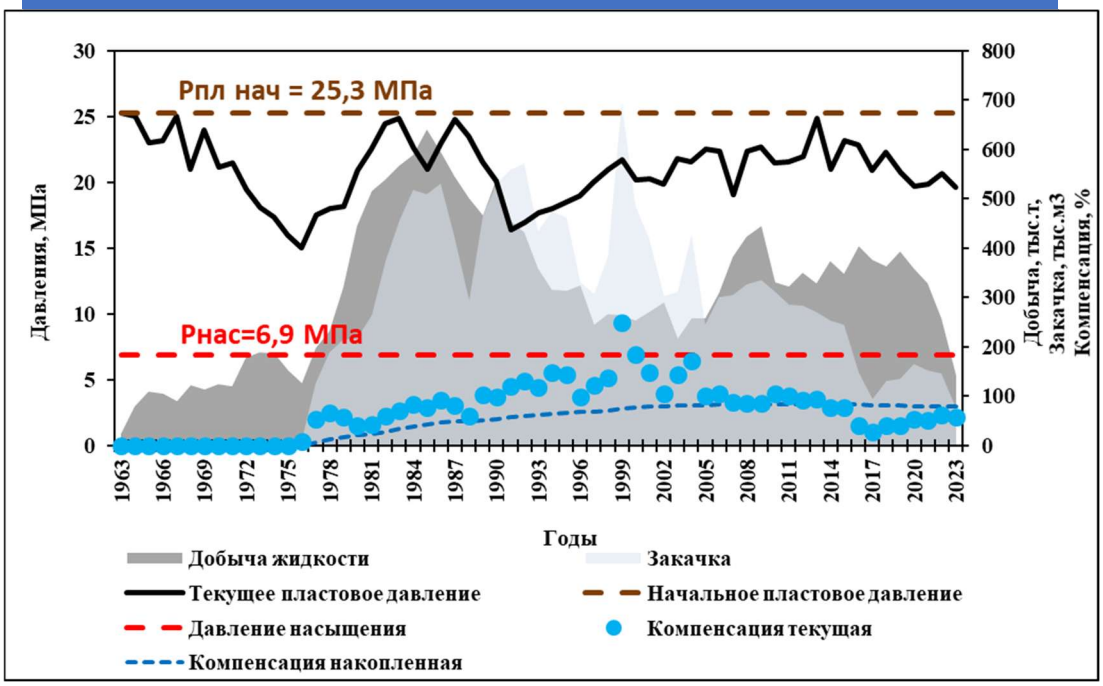


Рисунок 2– Динамика пластового давления пласта С-IА… месторождения

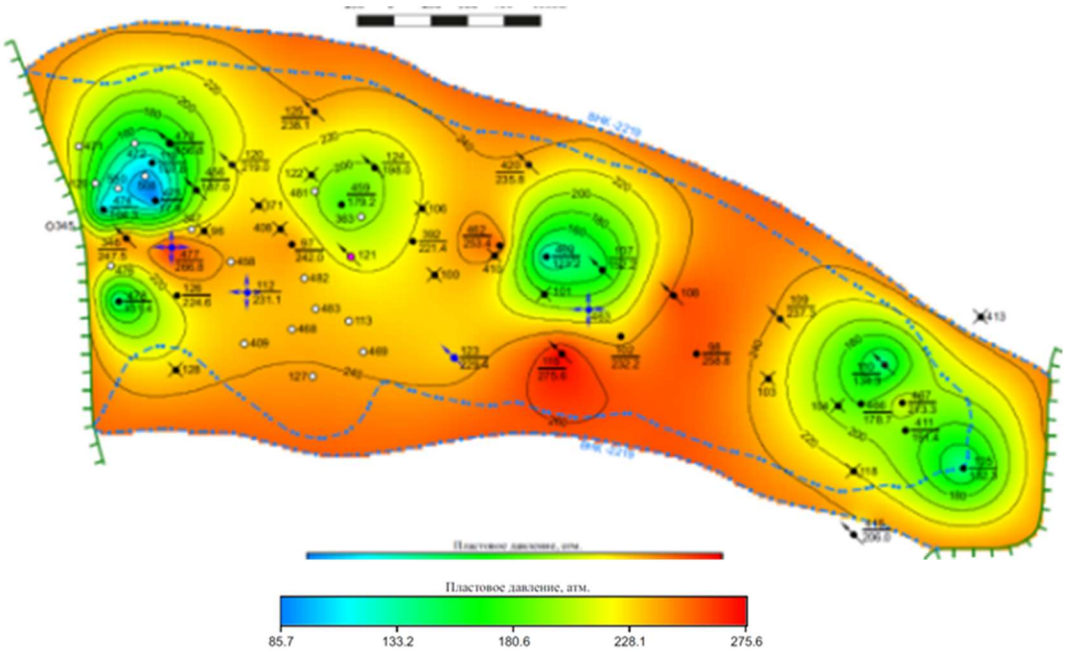


Рисунок 3- Карта изобар пласта С-1А… месторождения

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологическому проекту разработки газонефтяного месторождения Самарской области», выполненное. ООО «СамараНИПИнефть».

УДК 621.3.079

МЕТОДИКА ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛЯТОРА ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

К.М. Чубаров, М.А.А. Абделгани, Ю.А. Агеева, А.В. Стариков

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
E-mail: ageeva_julia04@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается система управления погружным центробежным насосом, замкнутая по давлению на приеме насоса. Представлена структурная схема системы управления, включающая передаточные функции и коэффициенты передачи всех входящих в нее элементов. Описан алгоритм работы замкнутой системы управления погружным насосом и выбран тип регулятора динамического уровня, обеспечивающий этот алгоритм. Найдены аналитические выражения, позволяющие рассчитать параметры регулятора динамического необходимые для вывода скважины на стационарный режим работы за требуемое время и стабилизации динамический уровень жидкости на заданном уровне. Приведены пример расчета и результаты компьютерного моделирования, подтверждающие адекватность методики выбора регулятора динамического уровня.

Ключевые слова: нефтяная скважина, погружной насос, регулятор динамического уровня.

Введение

Станции управления погружными центробежными насосами оснащают преобразователями частоты и контроллерами, позволяющими реализовать замкнутые системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине. Это связано с тем, что поддержание заданного динамического уровня обеспечивает требуемый дебит скважины и длительную работу погружного насоса без остановок. Для технической реализации системы управления, замкнутой по динамическому уровню, как правило, насосный агрегат комплектуют термоманометрической системой [1], позволяющей измерять давление жидкости на приеме насоса, поскольку эта величина непосредственно связана с динамическим уровнем жидкости в скважине.

Создание замкнутых систем управления, в том числе и погружными насосами, непосредственно связано с вопросами обеспечения устойчивости и показателей качества регулирования. В связи с этим целью настоящей работы является параметрический синтез регулятора динамического уровня, обеспечивающий вывод нефтяной скважины на стационарный режим работы и требуемые динамические и статические свойства замкнутой системы управления погружным центробежным насосом.

Решение задачи

Для решения поставленной задачи рассмотрим структурную схему одноконтурную систему стабилизации динамического уровня жидкости в скважине, замкнутую по датчику давления на приеме насоса (рис. 1). На структурной схеме обозначены передаточные функции и коэффициенты передачи всех элементов,

входящих в состав этой системы: $W_{рду}(p)$, $W_{ду}(p)$ и $W_{нас}(p)$ – передаточные функции регулятора динамического уровня, погружного электродвигателя (ПЭД) и центробежного насоса; $k_{пч}$ и $k_{дд}$ – коэффициенты передачи преобразователя частоты и датчика давления на приеме насоса; $k_{пр}$ – коэффициент продуктивности нефтяного пласта; ρ – плотность добываемой жидкости; g – ускорение свободного падения; $S_з$ – площадь затрубного пространства. На рисунке также введены следующие обозначения: $H_{дин.зад}$ и $H_{дин}$ – заданное и текущее значения динамического уровня; $H_{ст}$ – величина статического уровня жидкости в скважине; $H_{сп}$ – глубина спуска насосного агрегата; $f_{1зад}$ – заданное значение частоты, формируемое регулятором динамического уровня; f_1 – частоты питающего напряжения на статорных обмотках погружного электродвигателя; ω – скорость вращения ротора двигателя и входного вала центробежного насоса $Q_{нас}$ – производительность насоса; $Q_{пл}$ – скорость притока жидкости из нефтяного пласта; $\Delta P_{пл}$ – величина депрессии, действующей на пласт; P – давление на приеме насоса; p – комплексная переменная в преобразованиях Лапласа.

В обратную связь системы управления кроме датчика входит блок пересчета давления на приеме насоса P в динамический уровень $H_{дин}$. Регулятор динамического уровня находит рассогласование между $H_{дин.зад}$ и $H_{дин}$ и формирует на своем выходе сигнал заданной частоты $f_{1зад}$ для преобразователя частоты, который через повышающий трансформатор и соединительный кабель подает на погружной асинхронный двигатель напряжение соответствующей частоты f_1. Этой частоте соответствует скорость вращения ω и производительность насоса $Q_{нас}$, который отбирает жидкость из затрубного пространства нефтяной скважины. В результате возникает изменение динамического уровня жидкости в скважине $H_{дин}$, депрессии на нефтяной пласт $\Delta P_{пл}$ и давления на приеме насоса P. Датчик манометрической системы фиксирует это давление, а контроллер станции управления пересчитывает его в текущее значение $H_{дин}$. Задача регулятора динамического уровня заключается в том, чтобы в конечном итоге сформировать на входе преобразователя частоты такую величину $f_{1зад}$, при которой величина производительности насоса $Q_{нас}$ будет соответствовать скорости притока жидкости из пласта $Q_{пл}$. Такая ситуация характерна для завершения вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы.

Описанный выше алгоритм работы замкнутой системы управления погружным насосом может обеспечить регулятор динамического уровня с передаточной функцией [2]

$$W_{рду}(p) = \frac{1}{\left(T_ф p + 1\right)}\left(k_{рду} + \frac{1}{T_{рду} p}\right), \quad (1)$$

где $T_ф$ – постоянная времени апериодического фильтра; $k_{рду}$ и $T_{рду}$ – коэффициент передачи и постоянная времени пропорционально-интегрального (ПИ) регулятора динамического уровня.

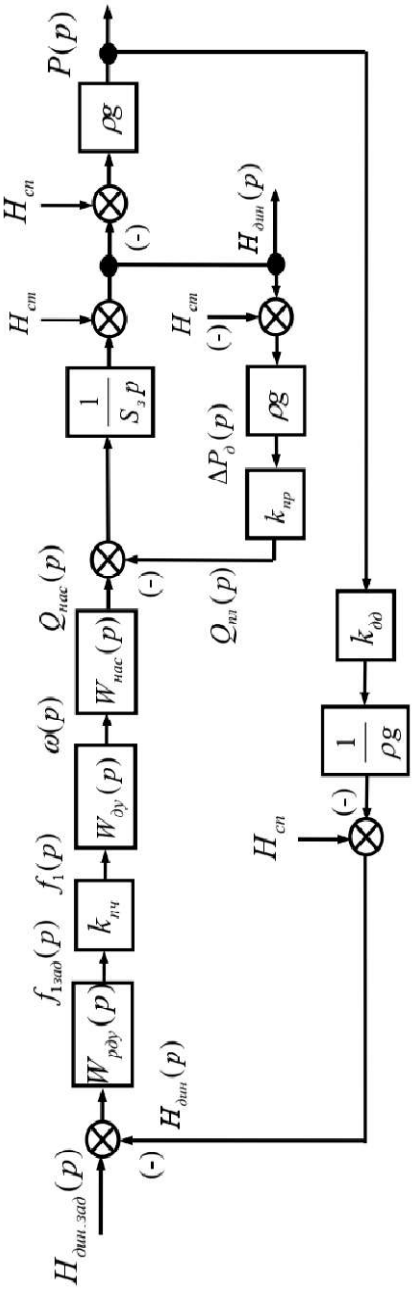


Рис. 1. Структурная схема системы управления погружным центробежным насосом, замкнутая по датчику давления на приеме насоса

ПИ регулятор позволяет скомпенсировать действие всех помех, действующих на замкнутую систему стабилизации динамического уровня после его выхода, а также произвести форсирование процессов и уменьшить инерционность скважины как объекта управления. Апериодический фильтр совместно с интегральной составляющей регулятор обеспечивает требуемый график изменения динамического уровня жидкости во времени.

Для корректного выбора параметров регулятора $T_{ф}$, $k_{рду}$ и $T_{рду}$ необходимо знание передаточных функций всех элементов, входящих систему управления погружным насосом.

Асинхронный погружной электродвигатель при скалярном частотном управлении может быть описан передаточной функцией [3]

$$W_{ду}(p)=\frac{k_{ду}\left(b_0 p+1\right)}{a_0 p^3+a_1 p^2+a_2 p+1}, \tag{2}$$

где коэффициенты $k_{ду}$, b_0, a_0, a_1 и a_2 зависят от технических характеристик ПЭД.

Центробежный насос вместе с насосно-компрессорными трубами представляет собой апериодическое звено [4]

$$W_{нас}(p)=\frac{k_{нас}}{T_{нас}p+1}, \tag{3}$$

где $k_{нас}$ и $T_{нас}$ – коэффициент передачи и постоянная времени насоса.

Анализ структурной схемы, приведенной на рис. 1, и формул (2) и (3) позволяет сказать, что объектом управления для регулятора динамического уровня будет составлять совокупность динамических звенев, описываемых передаточной функцией

$$W_{оу}(p)=\frac{k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}\left(b_0 p+1\right)}{\left(a_0 p^3+a_1 p^2+a_2 p+1\right)\left(T_{нас}p+1\right)\left(T_{скв}p+1\right)}, \tag{4}$$

где $k_{скв}=\frac{1}{k_{пр}\rho g}$ и $T_{скв}=\frac{S_з}{k_{пр}\rho g}$ – коэффициент передачи и постоянная времени скважины.

Поскольку $T_{скв}$ во много раз больше, чем $T_{нас}$, a_2 и b_0, то для параметрического синтеза регулятора динамического уровня $W_{рду}\left(p\right)$ целесообразно воспользоваться приближением передаточной функции (4) объекта управления

$$W_{оу}(p)\approx\frac{k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}}{\left(T_{скв}p+1\right)}. \tag{5}$$

Если вычисление динамического уровня осуществляется в тех же единицах, что и сигнал задания, то есть в метрах, то совокупный коэффициент обратной связи (датчика давления с блоком пересчета) равен $k_{дду}=1$. В этом случае с учетом

формулы (5) передаточная функция замкнутой системы управления погружным насосом будет определяется выражением

$$W_{зам}(p)=\frac{H_{дин}(p)}{H_{дин.зад}(p)}=\frac{k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}\left(k_{рду}T_{рду}p+1\right)}{T_{рду}p\left(T_{ф}p+1\right)\left(T_{скв}p+1\right)+k_{дду}k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}\left(k_{рду}T_{рду}p+1\right)}. \quad (6)$$

Анализ (6) позволяет сделать вывод, что при $k_{дду}=1$ и выборе $k_{рду}T_{рду}=T_{скв}$ последняя формула преобразуется к виду

$$W_{зам}(p)=\frac{H_{дин}(p)}{H_{дин.зад}(p)}=\frac{1}{\frac{T_{рду}T_{ф}}{k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}}p^{2}+\frac{T_{рду}}{k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}}p+1}. \quad (7)$$

Из передаточной функции (7) следует, что для обеспечения одностороннего подхода к заданной величине динамического уровня жидкости в скважине должно, прежде всего, выполняться условие

$$T_{рду}>4k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}T_{ф}. \quad (8)$$

Полагая при этом, что время вывода скважины на стационарный режим приблизительно равно

$$t_{выв}\approx\frac{3T_{рду}}{k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}}, \quad (9)$$

предлагаемая методика выбора параметров регулятора динамического уровня заключается в последовательном расчете

$$T_{рду}=\frac{t_{выв}k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}}{3}, \quad (10)$$

$$k_{рду}=\frac{T_{скв}}{T_{рду}}, \quad (11)$$

$$T_{ф}=\frac{T_{рду}}{5k_{пч}k_{ду}k_{нас}k_{скв}}. \quad (12)$$

Для расчета настроек регулятора по формулам (10) – (12) необходимо прежде всего определить коэффициенты передачи $k_{ду}$, $k_{нас}$, $k_{скв}$, постоянную времени $T_{скв}$ и задать желаемое время $t_{выв}$ вывода скважины на стационарный режим работы.

Пример расчета и результаты моделирования

Рассмотрим нефтяную скважину, оснащенную центробежным насосом ЭЦН5-125-1450 с асинхронным погружным двигателем ЭДТ45-103М1. Скважина имеет площадь затрубного пространства $S_{з}=0,0083$ м^2, плотность добываемой нефтяной смеси $\rho=1,041$ кг/м^3, коэффициент продуктивности нефтяного пласта $k_{пр}=9,118\cdot10^{-6}$ м^3/сут. ($k_{пр}=1,0553\cdot10^{-10}$ м^3/с·Па), статический уровень

жидкости в скважине $H_{ст} = 180$ м. Насос, имеющий при работе на воде номинальную производительность $Q_{ном.в} = 125$ м^3/сут., характеризуется коэффициентом $k_{нас} = 4,558 \cdot 10^{-6}$ м^3/рад. Глубина спуска погружной установки равна $H_{сп} = 1470$ м. Требуемый динамический уровень составляет 1235 м, что обеспечивает дебит скважины 98 м^3/сутки. Электродвигатель ЭДТ45-103М1 имеет одну пару полюсов, поэтому при расчетах с высокой степенью точности можно принять $k_{ду} = 6,283$ рад/с·Гц. Преобразователь частоты на своем выходе формирует переменной напряжение, частота которого равна заданной, в связи с этим принципиально $k_{пч} = 1$. Расчет по формулам (4) показывает, что $k_{скв} = 928300$ с/м^2 и $T_{скв} = 7705$ с. Задаваясь временем вывода скважины на стационарный режим работы $t_{выв} = 3600$ с, в соответствии с исходными данными, разработанной методикой и формулам (10) – (12) найдем требуемые настройки регулятора динамического уровня $T_{рду} = 31900$ с, $k_{рду} = 0,242$, $T_{ф} = 240$ с.

Для проверки адекватности разработанной методики промоделируем замкнутую систему управления погружным центробежным насосом, приведенную на рис. 1. Разработанная расчетная модель (рис. 2) позволяет построить график изменения динамического уровня жидкости при выводе скважины на стационарный режим (рис. 3).

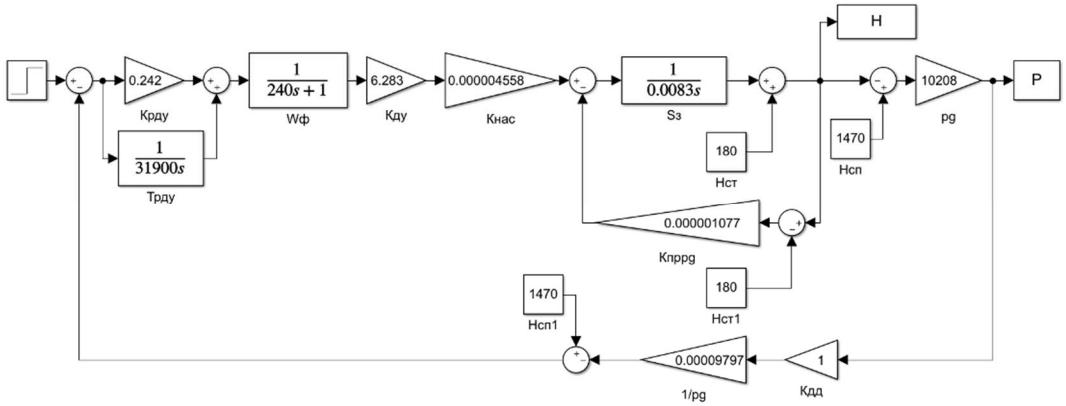


Рис. 2. Расчетная модель системы управления погружным насосом

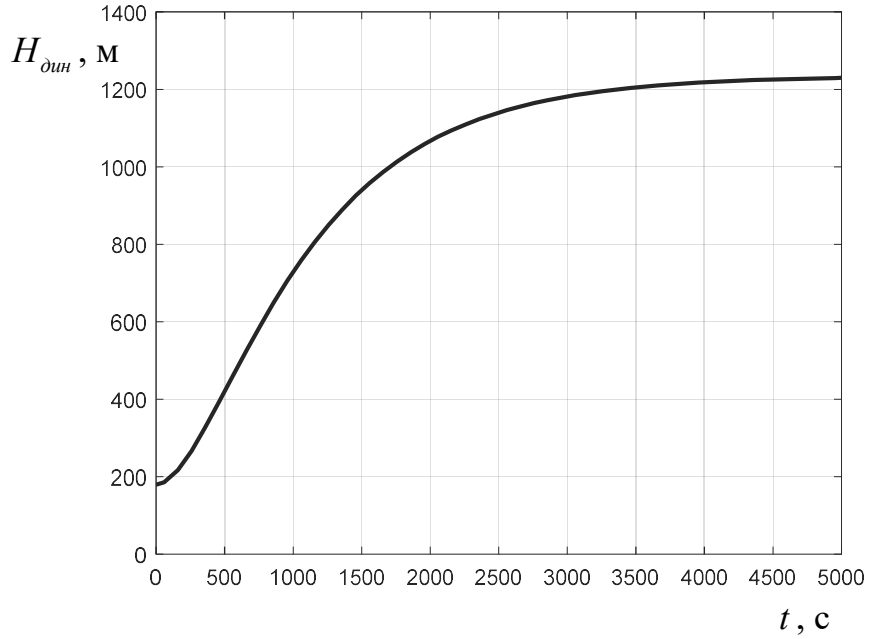


Рис. 3. График изменения динамического уровня жидкости при выводе скважины на стационарный режим работы

Анализ графика показывает, что динамический уровень достигает 98% от заданного значения за 3675 с. Таким образом, можно считать, что разработанная методика выбора параметров регулятора динамического уровня решает поставленную задачу и позволяет вывести нефтяную скважину на заданный стационарный режим работы за требуемое время.

Выводы

3. Результаты компьютерного моделирования подтверждают адекватность полученных аналитических выражений для расчета параметров регулятора динамического уровня жидкости.

4. Разработанная методика параметрического синтеза позволяет выбрать параметры регулятора динамического уровня, обеспечивающие вывод нефтяной скважины на стационарный режим работы с требуемыми динамическими и статическими характеристиками.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азаматов З.З. Опыт применения термоманометрических систем в ОАО «Сургутнефтегаз» / Инженерная практика, № 09, 2015.

2. Живаева В.В., Стариков А.В., Стариков В.А. Применение частотно-регулируемого электропривода для вывода скважины на стационарный режим / Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», №1 (23), 2009. – С. 142 – 151.

3. Стариков А. В. Линеаризованная математическая модель асинхронного электродвигателя как объекта системы частотного управления // Вестник Самарского государственного технического университета. Выпуск 16. Серия «Физико-математические науки». – Самара: СамГТУ, 2002. – С. 175 – 180.

4. Стариков В. А. Автоматизация технологического процесса вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы после капитального ремонта: дис. … канд. техн. наук / В.А. Стариков – Самара: Самарский государственный технический университет, 2010. – 153 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ КАРБОНАТНЫХ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

С.А. Кадяев, М.Т. Ханнанов

1 - Альметьевский государственный технический университет «Высшая школа нефти»;
2 - Институт ТатНИПИнефть ПАО Татнефть имени В.Д. Шашина
Альметьевск, Россия

Аннотация. Статья посвящена моделированию карбонатных трещиноватых коллекторов и обзору методов моделирования, включая геологические, гидродинамические модели и модели трещиноватости. Особое внимание уделено особенностям построения гидродинамических моделей, таким как гетерогенность свойств коллекторов и влияние трещиноватости. Рассмотрены примеры применения различных методов и анализ их эффективности. Итогом являются рекомендации для повышения точности и надёжности моделирования коллекторов.

Ключевые слова: моделирование, карбонатные трещиноватые коллекторы, гидродинамические модели, геология.

MODELING OF CARBONATE FRACTURED RESERVOIRS

S.A. Kadyaev, M.T. Khannanov
1 - Almetyevsk state technological university, Higher school of petroleum;
2 - TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
Almetyevsk, Russia

Abstract. The article is devoted to the modeling of carbonate fractured reservoirs and an overview of modeling methods, including geological, hydrodynamic, and fracture models. Special attention is paid to the features of constructing hydrodynamic models, such as the heterogeneity of reservoir properties and the effect of fracturing. Examples of the application of various methods and the analysis of their effectiveness are considered. The result is recommendations for improving the accuracy and reliability of reservoir modeling.

Keywords: modeling, carbonate fractured reservoirs, hydrodynamic models, geology.

Карбонатные коллекторы – это породы (чаще всего известняки и доломиты) с трещиноватой структурой, которые способны вмещать и отдавать углеводороды (нефть и газ) благодаря наличию пор, каверн и трещин. Они отличаются сложным

строением пустотного пространства, что делает их трудноизвлекаемыми, но при этом они являются важным источником мировых запасов нефти и газа.

Карбонатные коллекторы содержат значительное количество углеводородов, но обычно имеют низкую проницаемость, поэтому фильтрация флюидов чаще всего осуществляется через трещины в породе. Система трещин выступает как проводящая сеть. Понимание основных закономерностей трещиноватости породы-коллектора, влияющих на их фильтрационно-емкостные свойства, помогает в прогнозировании запасов углеводородов и выборе методов их разработки. Определение направления трещин и степени их раскрытия играет важную роль по ряду причин.

Подавляющее большинство (более 90%) изученных на сегодняшний день карбонатных пород, как полагают, имеют биологическое происхождение и сформировались в морских условиях осадконакопления.

При моделировании карбонатных коллекторов наибольшее значение имеют их геометрия и пористость. Эти характеристики в первую очередь определяются организмами-строителями и, в меньшей степени, местом осадконакопления.

Учитывая высокую растворимость карбонатных пород, они подвержены диагенетическим изменениям и вторичным процессам, формирующим различные типы порового пространства, среди которых трещины играют ключевую роль.

Архитектура карбонатных резервуаров в значительной степени определяется организмами, формирующими карбонатные скелеты. Ключевыми элементами этих процессов являются разнообразные биогенные структуры, среди которых коралловые рифы встречаются наиболее часто. Биогенные образования, такие как рифы, зачастую выступают в роли резервуаров с превосходными фильтрационно-емкостными характеристиками, что объясняется сохранением изначальной пористости, не затронутой цементацией или другими видами осадконакопления.

Рифы отличаются самым высоким показателем извлечения нефти по сравнению с другими типами карбонатных коллекторов. Вертикальная проницаемость в них также обычно на высоком уровне. Для рифового ядра характерна развитая система пор. Крупнейшие в мире карбонатные месторождения часто содержат коллекторы, представленные барьерными рифами, примерами которых служат Киркук в Ираке и Голден Лэйн в Мексике.

Важно отметить, что изучение рифовых залежей, особенно на этапах поисково-разведочных работ, представляет собой сложную задачу. Для анализа органогенных построек часто используют аналогичные месторождения с богатой историей разработки и накопленным опытом. Это позволяет существенно улучшить процесс характеризации рифовых залежей углеводородов.

Несмотря на то, что ключевая задача этой работы связана с моделированием трещиноватости в карбонатных породах-коллекторах, важно учитывать и другие типы пустотного пространства, поскольку пористость матрицы также оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные параметры пластов.

Карбонатные породы отличаются значительной неоднородностью, что находит отражение в многообразии видов пористости, характерных для этих типов коллекторов. Различные физико-химические и органические процессы обусловили формирование этих видов пористости, в результате чего, помимо межзерновой и межкристаллической пористости, образуются трещины, поры, возникающие в результате растворения, поры, связанные со спецификой строения организмов, чьи скелетные останки формируют осадок, и так далее (Рис.1).

Ниже представлен перечень наиболее распространенных типов пор, встречающихся в карбонатных коллекторах.

1. Межгранулярная пористость – это тип пористости, характеризующийся наличием пустот, расположенных между отдельными зернами, фрагментами минералов или обломками горных пород. Важно подчеркнуть, что формирование такой пористости в карбонатных породах может быть как первичным (образовавшимся в процессе осадконакопления), так и приобретенным впоследствии, например, из-за растворения зерен минералов с меньшей устойчивостью.
2. Кавернозная пористость – связана с растворение химически менее устойчивых минералов. Данный вид пористости влияет на емкость резервуара, но ввиду того, что поры образовавшиеся таким образом по большей части изолированы друг от друга, они не оказываю особого воздействия на фильтрацию флюида.
3. Канальная. Формирование данного типа пустот происходит сходным образом с описанным ранее. В процессе растворения возникают вытянутые протоки, которые, при условии их хорошей взаимосвязанности и обильном наличии в пористой среде, способны существенно влиять на фильтрационные свойства флюида.
4. Интрагранулярная пористость – пористость, обусловленная микропористостью скелетов организмов или окаменелостей (криноиды, кораллы, раковины двустворок). В карбонатах с биокластами этот тип пористости преобладает. Поры связаны внутри одного биокласта, но изолированы друг от друга, что снижает их проницаемость для флюида.
5. Фенестральная (окончатая) пористость возникает из-за выхода пузырьков газа. Она типична для влажных междюнных плоскостей с водорослями.
6. Подкрышковая пористость – первичная пористость, возникающая при отложении ракушек, когда пустоты остаются в углублениях ракушечного материала. Эта пористость обычно обладает хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.
7. Межкристаллическая пористость. Появление пор между кристаллами обусловлено процессами перекристаллизации минералов, такими как превращение кальцита в доломит или арагонита. Этот процесс часто сопровождается незначительным сокращением объема. В результате кристаллы доломита, например, могут не полностью занимать пространство, ранее занятое исходным минералом, подвергшимся перекристаллизации. Это создаёт пустоты и, следовательно, межкристаллическую пористость.
8. Трещинная пористость – важный вид пористости в карбонатных коллекторах из-за ранней цементации пород, что делает их хрупкими. Важнейший параметр трещин – высокая проницаемость, в то время как матричная пористость обеспечивает хорошие емкостные свойства, но с изолированными порами.

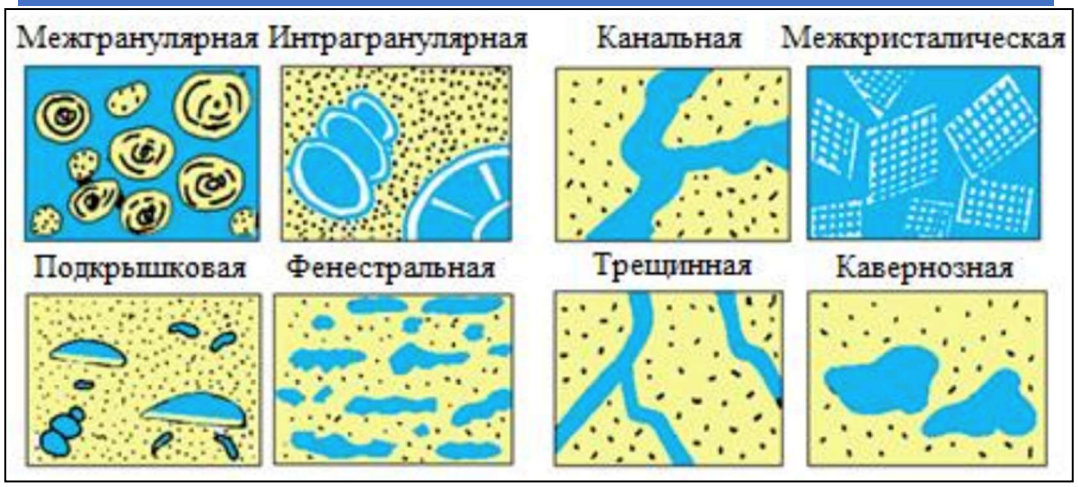


Рисунок 1 – Виды пористости в карбонатах

При анализе карбонатных резервуаров, акцент в изучении фильтрационно-емкостных характеристик следует сместить к трещинам и каналам, поскольку именно они играют ключевую роль в движении флюида. Следовательно, для создания точной модели трещиноватых карбонатных пластов необходимо первоначально тщательно исследовать и рассмотреть методы выявления и моделирования трещин.

Трещины представляют собой продукт напряжения, приложенного к породам с хрупкими геомеханическими свойствами. Они образуются, когда приложенный стресс начинает превышать предел эластичности горных пород, за которым происходит разрыв (Рис. 2).

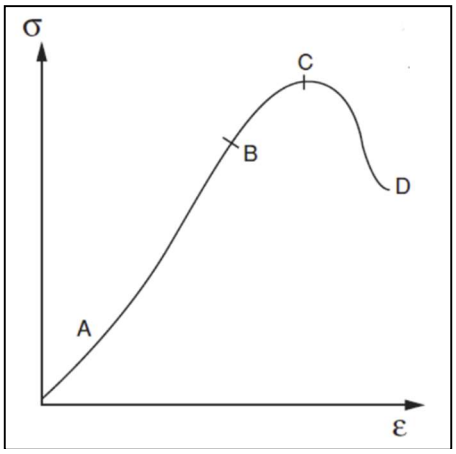


Рисунок 2 – График зависимости растяжения от приложенного напряжения
Примечание: AB – эластична, BC – пластичное поведение породы,
C – максимальное напряжение, которое порода выдерживает без нарушения сплошности,
CD – нарушение сплошности

Для определения свойств карбонатных и терригенных резервуаров применяются данные, полученные из разных источников. К ним относятся сейсмические исследования, изучение кернового материала, геофизические

исследования скважин (ГИС), испытания пластов и петрофизические анализы. Важно подчеркнуть, что при сейсморазведке используются специализированные методы обработки и анализа данных, в частности, атрибутивный анализ.

Для выявления и характеристики трещиноватости в горных породах широко используются различные методы исследования скважин. Основные типы таких методов, предоставляющие ценные данные, представлены ниже:

1) Изучение кернового материала.
2) Методы акустического и электрического сканирования стенок скважины (FMI/UBI).
3) Геофизические исследования скважин (ГИС) в комплексе.
4) Проведение испытаний на приток.

Анализ керна и пластовый микроимиджер (FMI) – это методы, позволяющие идентифицировать трещины. Анализ керна более надежен и определяет угол наклона, плотность и тип трещин, а также другие виды пористости. Однако он не охватывает весь интервал и может не точно оценивать влияние трещин на поток флюида.

Пластовый микроимиджер помогает выявить трещины по всему целевому интервалу, их ориентацию, плотность и количество систем, а также открытость и измерение апертуры. Тем не менее, его данные могут быть менее значительными по сравнению с крупными разломами, что требует дополнительных исследований.

Наиболее распространены электрические пластовые микроимиджеры, а также используются акустические в условиях бурения с нефтяным раствором. Спектральная шумометрия (SNL) – косвенный метод, позволяющий определить поток флюида по акустическому шуму, возникающему при движении флюида по трещинам.

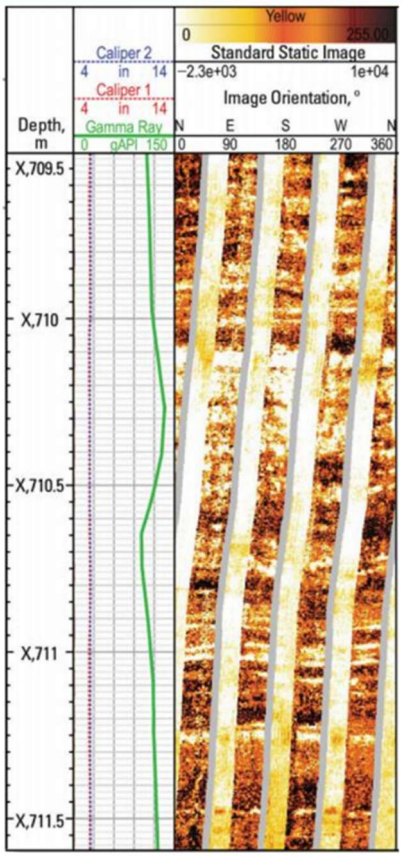


Рисунок 3 – Типичное изображение FMI

Методы геофизических исследований скважин (ГИС) помогают выявлять и описывать трещины в карбонатных коллекторах. Основные методы включают акустический каротаж, кавернометр, газовый каротаж и гамма каротаж. Акустический каротаж позволяет определить трещиноватые зоны за счет снижения амплитуды акустической волны при прохождении через флюиды, заполняющие трещины. Общая пористость породы, определяемая акустическим и радиоактивным каротажем, служит для характеристики структуры порового пространства. Увеличение общей пористости указывает на наличие вторичных пустот и позволяет типизировать коллектор. Надежность анализа возрастает при увеличении времени бурения и наличии доломита в буровом растворе. Кавернометр помогает обнаруживать увеличения диаметра скважины, что может указывать на трещиноватые интервалы, способствующие крошению. Также следует учитывать возможную потерю бурового раствора в этих зонах.

Для выявления зон с трещинами часто применяют данные испытаний пласта. Наиболее распространенным методом является анализ кривой восстановления давления. Это связано с тем, что поддержание постоянного дебита для построения кривой падения давления технически сложнее, чем просто остановить скважину и провести замеры. На рисунке 4 представлен пример такой кривой в виде графика зависимости давления от времени Хорнера.

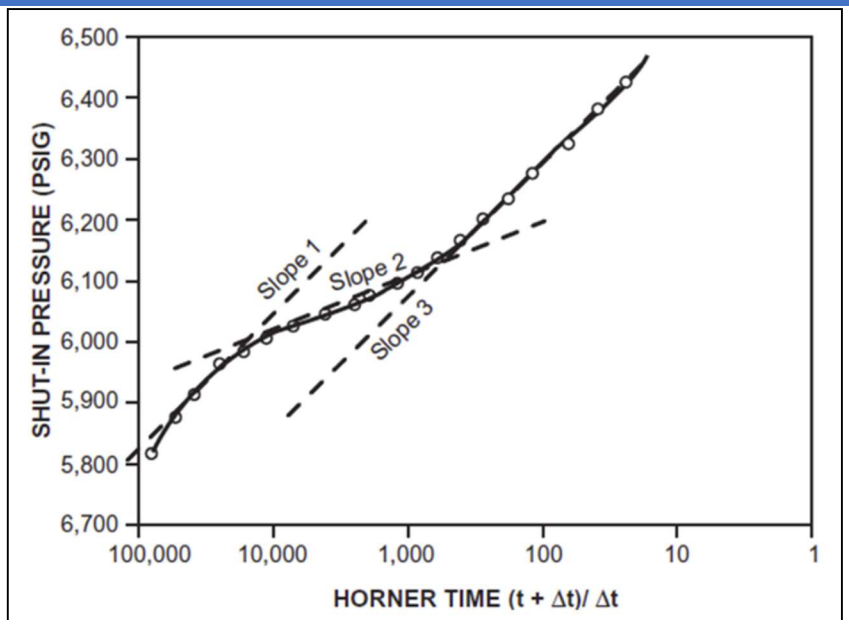


Рисунок 4 – Кривая восстановления давления

На Рисунке 4 представлен график в виде кривой, разделенной на три участка с различным углом наклона. Первый отрезок кривой, подверженный влиянию скин-эффекта ствола скважины, указывает на наличие потока через трещины. Второй участок кривой имеет меньший наклон, что свидетельствует о перетоках флюида между трещинами и поровым пространством матрицы. После достижения стабильного уровня потока из матрицы устанавливается баланс между матрицей и трещинами. Третий отрезок кривой на рисунке 6 демонстрирует именно эту стадию.

Данные испытания пласта позволяют оценить влияние выявленных ранее трещин на фильтрационные характеристики пласта. Однако следует учитывать, что первый участок кривой может быть обусловлен простым снижением проницаемости, например, вследствие литологических изменений. Поэтому рекомендуется использовать результаты испытаний в комплексе с показаниями спектральной шумометрии, другими методами геофизических исследований скважин (ГИС) и данными сейсморазведки. Сейсморазведка, в свою очередь, помогает установить, обусловлена ли повышенная проницаемость трещиноватостью.

Трещиноватые карбонатные коллекторы причисляются к категории трудноизвлекаемых залежей. В таких системах проводящая способность в основном определяется трещинами, что напрямую связано со спецификой физических, химических и механических характеристик карбонатных пород. Эти обстоятельства определяют ряд характерных черт карбонатных резервуаров, отличающих их от других типов нефтегазоносных пород:

1) Объемный тип резервуара.
2) Значительная мощность карбонатного пласта.
3) Повышенная доля продуктивных толщин.

Эти факторы необходимо принимать во внимание при создании моделей таких типов коллекторов, особенно на этапе построения геометрии слоев.

Нельсон в 2001 году выделили 4 главных типа природных трещиноватых коллекторов:

1. Коллектора, в которых основная пористость и проницаемость обеспечивается трещинами, тогда как матрица характеризуется незначительными значениями данных параметров.
2. Матрица обеспечивает высокие ёмкостные характеристики, тогда как основной поток флюида происходит по трещинам
3. Матрица характеризуется высокой пористостью и проницаемостью при этом трещины обуславливают анизотропию потока.
4. Матрица характеризуется высокой пористостью и проницаемостью, тогда как трещины играют роль непроницаемого барьера.

Выделенные Нельсоном типы коллекторов как можно понять качественно отличаются характером насыщения и условиями фильтрации. Нужно отметить, что на практике часты случаи, когда резервуар представлен несколькими видами коллекторов и задачей геолога при моделировании в этом случаи является выявления соотношения разных типов коллекторов и их пространственное распространение в залежи. Как уже частично было упомянуто в предыдущих главах каждый тип коллектора из перечисленных выше характеризуется своей особенностью структуры порового пространства, взаимоотношением вторичных и первичных пустот. Данный фактор корреспондируется с фильтрационноемкостными свойствами пород. В особенности проницаемостью и нефтенасыщением.

Геометризация резервуара осуществляется в два этапа: сначала внешний, затем внутренний. Внешняя фаза включает в себя определение формы и размеров моделируемого объекта. Это достигается путем ввода в базу данных оцифрованных поверхностей, которые служат основой для задания этих параметров. К таким поверхностям относятся, например, структурные карты кровли и подошвы продуктивного пласта, поверхности раздела флюидов и плоскости тектонических нарушений.

Самым достоверным способом определения степени воздействия трещины на фильтрационные характеристики флюида является исследование продуктивного пласта. Важной чертой этого способа является то, что получаемая информация распространяется на значительный объем горных пород. Имея информацию о раздельном влиянии порового пространства матрицы и трещин на характеристики емкости и проницаемости пласта, можно классифицировать тип коллектора, используя классификацию Нельсона.

В зависимости от типа трещиноватого коллектора по Нельсону, при моделировании применяются следующие модели пористости:

1. Модель одинарной пористости (ОД)
2. Модель двойной пористости (ДП)
3. Модель двойной проницаемости (ДП/ДП).

В модели одинарной пористости резервуар или его участок рассматривается как единое целое, где флюид перемещается только по одному типу пустот. Прежде чем применять эту модель, необходимо проанализировать, как разные типы порового пространства влияют на движение флюида, и сравнить проницаемость матрицы и трещин.

Основные плюсы этой модели: она требует меньше вычислительных ресурсов и времени, чем более сложные модели. Модель с единой пористостью особенно

эффективна для коллекторов четвертого типа по Нельсону, где трещины и разломы служат скорее препятствиями для потока флюида, чем каналами для его движения.

При моделировании третьего типа коллекторов по Нельсону также допустимо применение модели с единой пористостью. Однако, в этом сценарии существует риск существенной переоценки объемов добываемой нефти до момента прорыва воды. Это связано с тем, что вытеснение нефти в модели с единой пористостью происходит более однородно, в отличие от моделей с двойной пористостью. В действительности, при заводнении трещиноватых коллекторов зачастую наблюдается преждевременный прорыв воды и неполное извлечение флюида из матрицы породы. Одним из способов решения данной проблемы является локальное уменьшение размеров ячеек сетки, где трещины моделируются более мелкими ячейками с повышенными значениями проницаемости. Тем не менее, это ведет к увеличению требуемого времени для расчета модели. Альтернативным подходом является корректировка кривых относительной фазовой проницаемости для воды и нефти.

Частным случаем модели одинарной пористости, при котором моделируются только трещины, является, так называемая, модель представления матрицы в виде трещины. Данная модель может быть использована для моделирования около скважного пространства в трещиноватых коллекторах или моделирования притока после проведения гидроразрыва пласта.

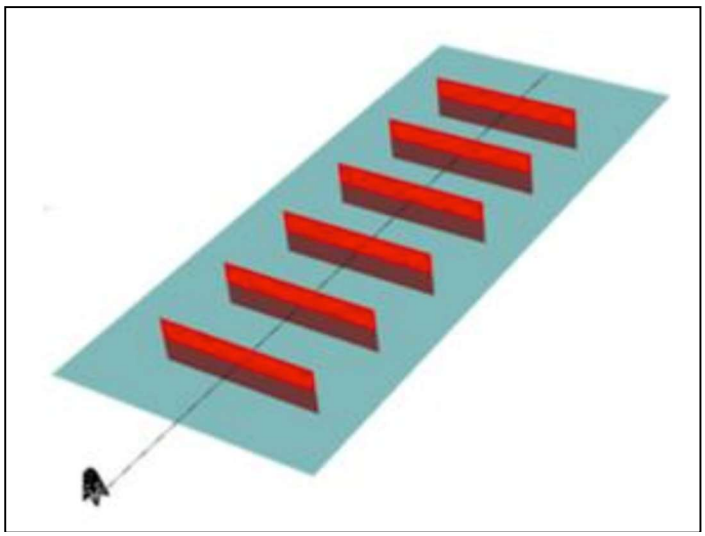


Рисунок 5 – Модель одинарной пористости, при которой коллектор представляется трещинами (Thomas Doe, Chunmei Shi et al 2014)

В модели с двойной пористостью (рис.6), пористость трещин и пористость матрицы оцениваются независимо друг от друга. Для каждого типа пористости устанавливаются свои собственные характеристики, связанные с фильтрацией и емкостью. Эта модель отличается значительной пористостью матрицы по сравнению с трещинами, при этом движение флюида происходит исключительно через трещины. Перепад давления определяется отдельно для матрицы и для трещин.

Углеводороды не попадают напрямую из матрицы в скважину. Сначала происходит их перемещение из матрицы в трещины, а затем они фильтруются по трещинам в скважину. Это подчеркивает важность расчета и оценки перетоков между

матрицей и трещинами. В заключение, модель двойной пористости предполагает моделирование двух типов пористой среды: блоков матрицы и сети трещин. Основное преимущество заключается в том, что она более точно отображает сложные трещиноватые карбонатные коллекторы, где различные типы пустотных пространств участвуют в фильтрации флюида. Недостатком является увеличение времени расчета из-за более сложного подхода.

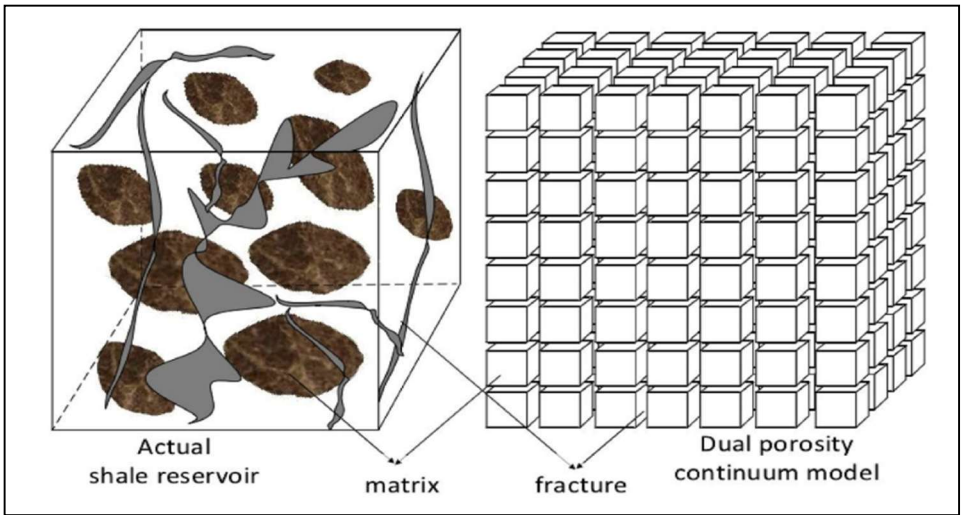


Рисунок 6 – Модель двойной пористости. Непрерывная сеть трещин

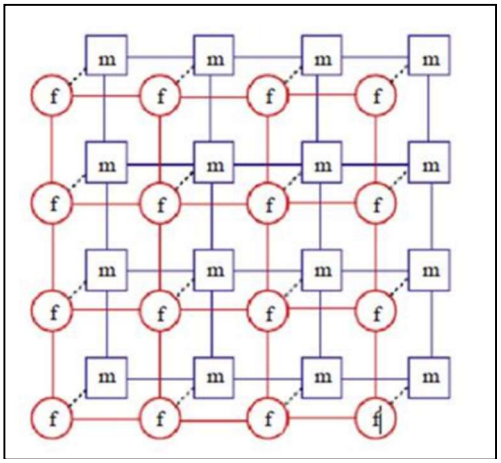


Рисунок 7 – Схема модели двойной проницаемости в трещиноватом коллекторе

Существует два основных подхода представления трещин в модели:

1. Непрерывная сеть трещин (CFN).
2. Дискретная сеть трещин (DFN).

Моделирование трещиноватых сред с использованием подхода непрерывной сети трещин (CFN) основано на концепции двойной пористости. В рамках этого подхода порода рассматривается как состоящая из двух взаимосвязанных сред: матрицы и сети трещин. Для каждой из этих сред применяется отдельное уравнение баланса масс.

CFN-подход часто используется на ранних стадиях разработки месторождений, когда детальная информация о характеристиках трещин отсутствует. В этом случае сеть трещин представляется как единая, непрерывная среда, без учета индивидуальных параметров каждой отдельной трещины. Влияние трещин на движение флюида моделируется путем осреднения их эффекта по всему объему породы.

Однако, у CFN-подхода есть существенные ограничения. Игнорирование индивидуальных геометрических и фильтрационно-емкостных свойств трещин приводит к тому, что модель может переоценивать область дренирования. Кроме того, невозможно учесть неопределенности, связанные с формой и ориентацией трещин, что может привести к неточной оценке перетока флюида из матрицы в трещины. Важно отметить, что CFN-подход не подходит для моделирования резервуаров, в которых трещины изолированы друг от друга.

Таким образом, при моделировании карбонатных трещиноватых коллекторов с использованием CFN-подхода возникают следующие проблемы:

1) Не применим для моделирования коллектора с изолированными друг от друга трещинами
2) Неприменим для моделирования коллекторов с небольшим количеством крупных трещин.
3) Не учитываются индивидуальные характеристики отдельных трещин.

Метод построения дискретной сети трещин отличается повышенной сложностью, но при этом предоставляет возможность моделировать несколько систем трещин, что обеспечивает более точное и приближенное к действительности изображение их распределения.

Рассматриваемые разломы характеризуются своей формой и каналами, которые они формируют для прохождения жидкости. Предлагаемый метод позволяет моделировать как соединенные, так и независимые трещины. Соединение между трещинами обусловлено, в частности, плотностью распределения разломов и их геометрическими особенностями (рис. 8).

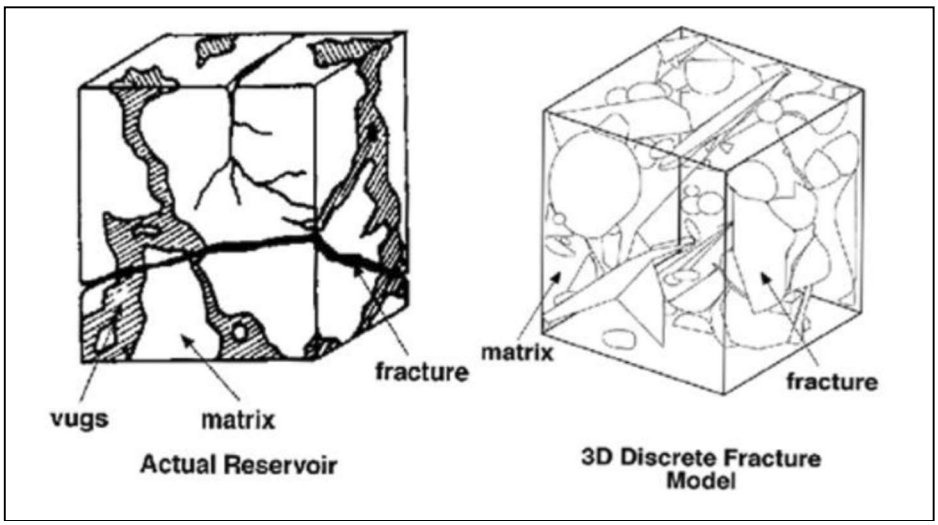


Рисунок 8 – Дискретная сеть трещин

После определения параметров трещин генерируется дискретная сеть трещин, что позволяет реалистично представить трещиноватую среду, учитывая индивидуальные особенности трещин (ориентацию, геометрию). Для повышения надёжности выполняется несколько реализаций. Разные системы трещин в реальном коллекторе приводят к неоднородности транспортировки флюида. Моделирование тысяч трещин, с учётом индивидуальных перепадов давления на каждом сегменте, увеличивает время расчёта. Основные неопределенности при моделировании: геометрия, апертура, ориентация и плотность трещин, влияющие на фильтрационные свойства коллектора.

Моделирование карбонатных трещиноватых коллекторов представляет собой важный инструмент для понимания и оптимизации процессов добычи углеводородов. В данной статье было показано, что применение современных методов моделирования, включая интеграцию геологических и гидродинамических данных, позволяет более точно оценивать продуктивность коллекторов и выявлять ключевые факторы, влияющие на потоковые процессы.

Высокая степень гетерогенности карбонатных коллекторов и сложность их трещиноватой структуры требуют использования многомерных моделей, которые учитывают разнообразие физико-механических свойств и динамику флюидов. Полученные результаты могут быть использованы для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений, что, в свою очередь, способствует улучшению экономических показателей проектов.

Таким образом, дальнейшие исследования и развитие технологий моделирования являются необходимыми для успешного управления ресурсами и минимизации рисков, связанных с добычей углеводородов. Продолжающаяся интеграция новых методов и подходов в практику моделирования карбонатных коллектора обеспечит лучшее понимание процессов, происходящих в подземных структурах, и откроет новые возможности для повышения их продуктивности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Clyde H. Moore, William J., 2013, Wade Developments in Sedimentology Carbonate Reservoirs Porosity and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework 1-374 p.
2. WSM World stress map [Электронный ресурс] / WSM quality ranking scheme, database description and analysis guidelines for stress indicator; Edited by Oliver Heidbach – 2014 г – URL: http://www.world-stressmap.org/fileadmin/wsm/pdfs/WSM_STR_16_01.pdf
3. Маланова, А. А. Трещиноватость карбонатных коллекторов и ее влияние на разработку месторождения / А. А. Маланова. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2024. – № 20 (519). – С. 41-43.
4. Дорофеев Н. В. Моделирование строения и формирования сложно построенных залежей нефти и газа и минимизация рисков их освоения. – Москва : «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2015. – 173 с.
5. Трещинные коллекторы: особенности разведки и разработки // ROGTEC. URL: ttps://www.rogtecmagazine.com/трещинные-коллекторы-особенности-ра/?lang=ru (дата обращения: 14.10.2025).

ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРИЧИНЫ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ

М.С. Хазов, И.В. Царьков, К.И. Бабицкая

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: mshazov@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены процессы, протекающие в призабойной зоне пласта, ведущие к пескованию газодобывающих скважин на заключительной стадии разработки. Построены причинно-следственные связи между пескопроявлениями и образованием песчано-глинистых пробок.
Ключевые слова: призабойная зона пласта, пластовое давление, песчано-глинистая пробка, завершающая стадия разработки.

В настоящее время крупные Западносибирские месторождения газа эксплуатируются на завершающей стадии разработки. Эта стадия осложнена обводнением призабойной зоны пласта, снижением пластового давления, образованием механических примесей в стволе скважины, нарастанием песчано-глинистых пробок на забое и в насосно-компрессорных трубах и падением дебита газа. Поэтому одним из наиболее распространенных видов капитального ремонта скважин на месторождениях данного региона являются ремонтно-изоляционные работы и работы по удалению песчаных забойных пробок.

Снижение пластового давления приводит к росту эффективного сжимающего давления, напряжений в прискважинной зоне продуктивного интервала, к изменению состояния пор продуктивного пласта. Рост эффективного сжимающего давления в призабойной зоне пласта пропорционален падению пластового давления [1]. Присутствие в порах цемента приводит к тому, что при снижении пластового давления происходят существенные деформации пород коллектора. Из-за изменений в строении скелета породы уменьшается сцепление между частичками песка, что вместе с другими факторами отрицательно влияет на процесс разрушения коллектора.

В работах [2, 3, 4] указывается, что причинами разрушения призабойной зоны пласта, приводящих к росту отложений пластового песка в скважинах, являются технико-технологические, геологические, механические и физико-химические.

С точки зрения специалистов ООО «Газпром добыча Уренгой» в первые годы эксплуатации деградации скелета породы не отмечалось, ввиду того давление в пласте не превышало предельного его значения для этого типа коллекторов. Для терригенных коллекторов предельное значение депрессии составляло 0,5-0,6 Мпа и 1,0-1,2 Мпа - для более плотных коллекторов. С ростом накопленной добычи газа до 300-400 млн м3 и более в совокупности со скоплением конденсационных вод призабойная зона пласта распадается уже при давлении в 0,3 МПа. В случаях проникновения пластовой воды эрозия призабойной зоны пласта начинается уже при небольших объемах накопленной добычи и давлении 0,1 МПа. С увеличением накопленной добычи газа, сопровождающейся ростом водопритока и снижением пластового давления значение предельной депрессии уменьшается [3, 5, 6, 7 и др.].

На завершающей стадии разработки большинство скважин работают с образованием механических примесей, что связано со «старением» месторождений. В

1994 году специалисты ВНИИгаза, изучив работу 881 эксплуатационных скважин, выяснили, что величина пескования в размере выше 5 г/сут характерна для 504 скважин [6]. Описание процесса выноса фракций песка выполнено в работе [8] на основе физической модели псевдоожижения.

В результате проведения ряда экспериментов на Уренгойском и Вынгапуровскм месторождениях в 2011-2016 годах было доказано, что главной причиной выноса песка в ствол скважины является её обводнение конденсационными и пластовыми водами. Песчано-жидкостные пробки на забое обычно образовываются в результате падения дебитов. Песчано-водяная пульпа на забое находится в псевдоожиженном состоянии из-за того что приток газа в скважину носит непостоянный характер. Впоследствии это приводит к росту влагосодержания в призабойной зоне пласта, что в свою очередь ведет к выносу пластового песка, разрушению порового цемента, и созданию каналов увеличенной проводимости.

Нарушение технологического режима также относится к факторам, снижающим устойчивость призабойной зоны пласта, сложенной слабосцементированными породами. Дестабилизация режима фильтрации неизбежно ведёт к увеличению выноса песка в ствол скважины. Другими словами, резкое увеличение или снижение скорости фильтрации приводит к резкой интенсификации пескования. Этот тезис совпадает с теоретическими и экспериментальными данными, предложенными в работе [6].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: пер. с англ. и фр. /Под ред. В. Мори и Д. Фурментро. - М.: Мир, 1994.- С. 149-156.
2. Баррил, Р. Предотвращение выноса песка при высоких дебитах газовых скважин / Р. Баррил, Л. Гей // Нефть, газ и нефтехимия. - М.: 1983. Вып. 9. - С. 10-14.
3. Динков, А.В. Газогидродинамические исследования скважин сеноманской залежи Уренгойского месторождения в условиях обводнения и разрушения коллектора призабойной зоны / А.В. Динков, Г.С. Ли, Ю.С. Кузнецов [и др.] // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: НТС. - М.: Недра, 1998. - С. 317-322.
4. Маслов, И.И. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин / И.И. Маслов // Обз. инф.. Сер. : Нефтепромысловое дело / ВНИИОЭНГ. - М.: 1980. - 63 с.
5. Гасумов, Р.А. Анализ причин выноса песка при эксплуатации сеноманских газовых скважин Уренгойского ГК.М. / Р.А. Гасумов, А.А. Пе- рейма, Ю.А. Лексуков [и др.] // Сб. науч. тр. / ВНИИгаз. - М.: ВНИИгаз, 1996. - С. 43-41.
6. Вяхирев, Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. - М.: Недра, 2002. - 880 с.
7. Дубина, Н.И. Механизм обводнения добывающих скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей. // М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. - 109 с.
8. Башкатов, А.Д. Предупреждение пескования скважин. - М.: Недра, 1991. - 176 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОЗИРОВОЧНЫХ НАСОСОВ

Е.Н. Карпухин, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: karpuhinevgenij00@gmail.com

В данной статье проводится обзор актуальной проблемы повышения энергоэффективности дозировочных насосов. Дозировочные насосы широко применяются в различных отраслях, включая промышленность, пищевую и фармацевтическую промышленность, а также в сфере очистки воды, но из-за их постоянной работы и высоких энергозатрат, обеспечение эффективной работы становится важным аспектом. В статье также рассмотрены различные методы и технологии, которые могут содействовать повышению энергоэффективности дозировочных насосов, включая оптимизацию процесса, применение современных материалов и технологий, а также использование автоматизации и управления.

Ключевые слова: дозировочные насосы, энергоэффективность, оптимизация процесса, материалы и технологии, автоматизация, управление.

Дозировочные насосы — это специализированные устройства, разработанные для точного и объемного дозирования различных типов жидкостей под давлением. Они могут использоваться для дозирования чистых, химически нейтральных, агрессивных или токсичных жидкостей, а также эмульсий и суспензий.

Использование дозирующих насосов широко распространено, особенно в сфере очистки воды. Например, при проведении процессов коагуляции, флотации, дезинфекции или коррекции химического состава обрабатываемой воды необходимо вводить реактивы в определенных пропорциях. Особое значение при химической обработке воды имеет точность дозирования реагентов.

Первыми типами дозировочных насосов были поршневые насосы, благодаря их трём основным преимуществам:

1. Высокая точность дозирования жидкости. Поршневые насосы обеспечивают очень точную дозировку жидкости благодаря своей конструкции и механизму работы, это особенно важно для процессов, где требуется высокая точность в дозировании, например, в фармацевтической или химической промышленности.

2. Компактное рабочее пространство камеры нагнетания. Поршневые насосы имеют компактный дизайн, что означает меньшее рабочее пространство камеры нагнетания, что позволяет сократить потери химических реагентов и использовать материалы, устойчивые к коррозии и агрессивным средам, с минимальными затратами.

3. Возможность регулировки длины хода поршня. Поршневые насосы позволяют регулировать длину хода поршня, что влияет на объем рабочего пространства камеры нагнетания. Можно изменять объем жидкости, которую

насос передает на каждом цикле, что очень полезно в случаях, когда требуется изменение дозировки.

«Богатый спектр возможностей применения дозирующих насосов породил множество идей у проектировщиков, что привело к разработке различных типов, мощностей и модификаций таких насосов. Несмотря на разнообразие видов, все дозирующие насосы обычно классифицируются по двум основным характеристикам» [1]:

1. По конструкции поршня:

- плунжерные насосы;

- диафрагменные или мембранные насосы.

2. По типу привода:

- насосы с механическим приводом;

- насосы с гидравлическим приводом.

За последние несколько лет специалисты активно пересмотрели свой подход к выбору насосного оборудования. Теперь основными критериями стали энергетическая эффективность, надежность и минимальные затраты на техническое обслуживание.

На энергетическую эффективность и надежность работы насоса влияет его положение на кривой характеристики системы в пределах рабочего диапазона, если рабочая точка насоса выходит за эти пределы, то его работа становится неэффективной и ненадежной. Снижение коэффициента полезного действия насоса при выходе за пределы рабочего диапазона может быть легко определено пользователем по характеристике КПД насоса.

Работа насоса вне пределов рабочего диапазона может вызвать серьезные проблемы:

1. Перегрев насоса из-за возникновения избыточного теплопроизводства, что может привести к повреждению насоса.

2. Сокращение ресурса подшипников и уплотнений из-за вибрации, вызванной явлениями кавитации и рециркуляции потока на входе и выходе рабочего колеса насоса.

3. Сокращение ресурса подшипников и уплотнений из-за вибрации, вызванной разрывом потока перекачиваемой среды в проточной части насоса, может привести к износу компонентов насоса и сократить его срок службы.

4. Кавитация и перегрузка приводного электродвигателя. Неправильные параметры работы насоса вызывают колебания давления, которые негативно сказываются на работе электродвигателя и могут привести к перегрузке или поломке.

Для надежности и эффективности насосных систем, важно учитывать рабочую точку и положение насоса. Рабочая точка — это пересечение характеристик насоса и гидравлической системы, и она должна быть в оптимальном диапазоне для надежной и эффективной работы насоса. Энергоэффективность дозировочных насосов имеет большое значение, особенно в промышленных процессах с точной дозировкой,

правильная настройка и эксплуатация насосов помогают снизить энергопотребление и повысить их эффективность.

Выбор правильного типа насоса влияет на энергоэффективность дозировочных насосов. Существует несколько типов насосов, таких как шестеренчатые, перистальтические, мембранные и другие. Каждый тип имеет свои особенности и преимущества, и выбор зависит от требований процесса. Настройка режимов работы также важна для энергоэффективности. Оптимальная настройка скорости и расхода насоса в соответствии с требуемыми параметрами дозировки может существенно сократить энергопотребление. Следует обращать внимание на состояние уплотнений и подшипников, чтобы предотвратить утечки и избежать излишнего трения, которые также приводят к потере энергии.

Дозировочные насосы важны для точного и объемного дозирования жидкостей под давлением. Они могут потреблять много энергии, но существуют способы повысить их энергоэффективность. Оптимизация процесса дозирования через настройку параметров, таких как объем, давление, скорость и частота насоса может сократить энергозатраты. Важно использовать современные материалы и технологии для уменьшения трения и веса насоса, а также применять эффективные системы уплотнений и конструкций с низким сопротивлением. Внедрение автоматизации и управления позволяет оптимизировать работу насосов в режиме реального времени, а также синхронизировать работу нескольких насосов в единой системе, что способствует снижению энергозатрат и повышению эффективности системы. С этой целью специалисты механической службы ТПП Волгограднефтегаз предприняли попытку разработать седла для дозировочного насоса НД 2.5 100/400 повышающие эффективность применения насосного оборудования данного типа, тем самым снизив колличество простоев оборудования для проведения ремонта и соответственно повысив точность дозирования реагента с целью повышения энергоэффективности насосов данного типа. Для этого детально изучив устройство и принцип работы клапанной системы насоса, а так же проанализировав динамику отказов насосного оборудования в следствии перепуска реагента во время работы, было принято

решение изменить угол фаски рабочей поверхности клапана для более лучшего прилегания шарика к седлу клапана. Рис 1.

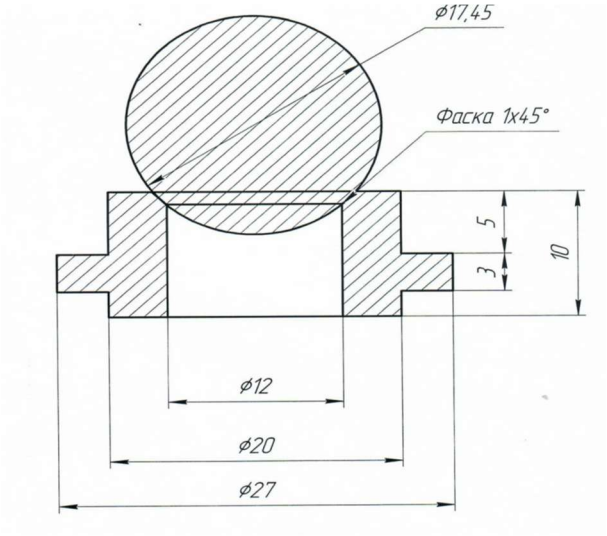


Рис 1. Клапанная пара после доработки

На седле клапана заводского исполнения изначально рабочая кромка отсутствует, так как расчет делается на то чтобы клапан во время работы постепенно под своим весом набивал себе рабочую зону, но как показало практическое применение клапанных пар в условиях производства, зачастую в перекачиваемом реагенте присутствуют различные механические примеси которые в процессе во время цикла работы клапанов попадают между шариком и седлом образуя вмятины, которые в последствии под воздействием давления создаваемого в рабочей камере агрегата превращаются в промытые раковины. Насосный агрегат в следствии данных процессов становится непригоден к дальнейшей эксплуатации. Рис 2.

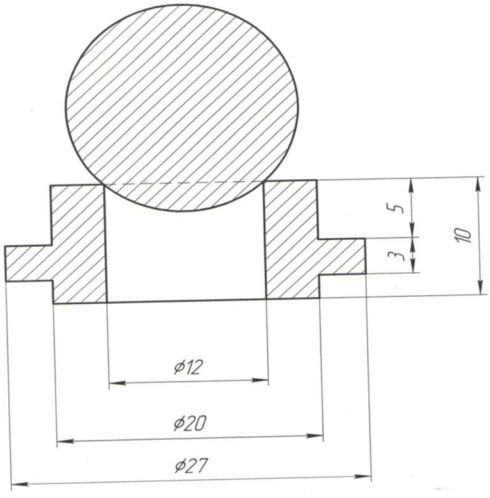


Рис 2. Клапанная пара заводского исполнения

Взяв за основу разработки заводское седло, было принято решение сделать фаску под углом 45 градусов. Проведя необходимые токарные работы и изготовив партию новых седел в количестве 2 штук на предприятии приступили к испытанию. Установив пару седел в насосный агрегат закачивающий метанол в линейную магистраль газовой скважины с целью предотвращения гидратообразования испытания показали, что энергоэффективность и надежность работы агрегата выросли на 30%. Исходя из вышеперечисленного на предприятии стали применяться седла собственной разработки.

Исходя из вышеперечисленного и посмотрев на диаграмму динамики отказов, мы видим что клапанная пара доработанная на предприятии показала свою эффективность более чем в полтора раза. Соответственно можно считать что все работы и затраты по модернизации уже установленных в насосном агрегате клапанных пар привели к значительному повышению энергоэффективности, точности дозирования, уменьшению энергозатрат в следствии исключения перепусков в клапанных парах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богданович П.Ф. Основы энергосбережения: учебное пособие / П.Ф. Богданович, Д.А., Григорьев, В.К. Пестис. - Гродно: ГГАУ, 2007. - 174 с.

2. Воронин С.М. Энергосбережение: учебное пособие / С.М. Воронин, А.Э. Калинин. Зерноград, 2008. - 257 с.

3. Климова Г.И. Энергосбережение на промышленных предприятиях: учебное пособие / Г.Н. Климова. - Томск: Изд-во ТПУ, 2008. - 181с.

4. Николенко И.В., Рыжаков А.Н. Нелинейная модель оптимизации параметров силовых агрегатов насосной станции подкачки системы водоснабжения// Известия высших учебных заведений. Строительство. 2019. № 4 (724). С. 47-63.

5. Фисенко В.Н. Энергетическая эффективность насосов в системах водоснабжения и водоотведения //Водоснабжение и санитарная техника. 2018. № 6. С. 52–63.

6. Фисенко В.Н. Жизненный цикл погружных центробежных насосов водозаборных скважинах // Водоснабжение и санитарная техника. 2017. № 7. С. 54–63.

УДК 678:778.45

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ПРИВОДОВ ШСНУ

Т.В. Самарин

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
Альметьевск, Россия

Аннотация. Несмотря на внедрение передовых технологий в производстве, продолжительность функционирования насосных установок демонстрирует тенденцию к сокращению. Основным фактором, способствующим этому, является усложнение условий их использования. Таким образом, постоянное ухудшение рабочих параметров напрямую приводит к стремительному снижению долговечности устройств.

В статье рассматриваются современные тенденции и проблемы, связанные с эксплуатацией штанговых глубиннонасосных установок (ШГНУ). В данной статье анализируются основные аспекты, влияющие на эффективность работы данных установок, включая выбор приводов, их технические характеристики и надежность. Автором рассматриваются современные методы противоаварийной защиты, направленные на повышение надежности и безопасности работы ШГНУ.

Ключевые слова: штанговый насос, станок-качалка, цилиндр, оборудование, механические примеси, глубинные насосы.

UDC 678:778.45

CURRENT TRENDS AND PROBLEMS OF DEEP-PUMPING ROD INSTALLATIONS

T.V. SAMARIN

Almetyevsk State University of Technology "Higher School of Petroleum"
Almetyevsk, Russia

Annotation. Despite the introduction of advanced technologies in production, the duration of operation of pumping units shows a tendency to decrease. The main factor contributing to this is the complication of their use conditions. Thus, the constant deterioration of the operating parameters directly leads to a decrease in the durability of these devices.

The article discusses current trends and problems related to the operation of rod depth pumping units (SHGNU). This article analyzes the main aspects affecting the efficiency of these installations, including the choice of drives, their technical characteristics and reliability. The author considers modern methods of emergency protection aimed at improving the reliability and safety of the SSU.

Keywords: Rod pump, rocking machine, cylinder, equipment, mechanical impurities, deep pumps.

Для механизированной добычи нефти, достаточно обширно применяется технология с глубинными штанговыми насосами. Важнейшим компонентом здесь выступает приводной механизм, который служит для инициирования возвратно-

поступательного движения поршня (плунжера) насоса, размещенного глубоко в буровой скважине, посредством соединения со специальными штангами. Привод выполняет задачи по снижению скорости вращения двигателя до оптимальной частоты циклов (двойных ходов) точки подвеса штанг, при этом, исполняет мониторинг и контроль рабочих параметров, а также, и компенсацию динамических нагрузок всей системы в целом.

Станки-качалки, на сегодня, давно стали узнаваемой визитной карточкой нефтедобывающей промышленности. Центральный компонент станков-качалок – глубинный штанговый насос – пользуется высоким признанием благодаря своей конструктивной простоте и выдающейся эффективности. Данные системы не теряют своей актуальной значимости на нефтяных месторождениях на протяжении многих десятилетий [1].

Специалисты Keystone Group выделяют следующие преимущества и возможности штанговых насосов, а именно [10]:

– высокий коэффициент полезного действия;

– удобство обслуживания и ремонта непосредственно на объекте;

– возможность использования различных типов двигателей;

– приспособленность к работе в непростых условиях, в условиях добычи из скважин с повышенным содержанием песка, перекачки нефти и т.д.

К выше названному списку аналитики агентства DISCOVERY Research Group, в своём отчёте «Анализ рынка насосов для добычи нефти в России», добавляют ещё один важный фактор – их невысокую стоимость [10].

Тем не менее, как и любое техническое решение, штанговые насосы не лишены недостатков. В частности, их применение становится затруднительным в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах, доля которых в современном бурении неуклонно растёт. Кроме того, необходимо принимать в учет и ограничения по глубине их установки и относительно небольшую производительность (дебит) [2].

Принцип действия установки для механизированной добычи нефти с балансиром основан на четырехзвенной системе «кривошип-коромысло», состоящей из редуктора, вращающегося кривошипа, соединительного шатуна, колеблющегося коромысла-балансир и подвижной головки для колонны насосных штанг. С каждым годом увеличивается количество скважин, использующих данную технологию, что требует расширения парка высокопроизводительного оборудования.

Несмотря на распространение, штанговые глубинные насосные установки теряют доминирование среди оборудования российских нефтедобывающих компаний. На начало 2024 года в России было 169 806нефтяных скважин, из которых около 43,5 тысяч использовали установки.

На начало 2023 года в России насчитывалось 158 785 действующих продуктивных скважин, что на 2% больше по сравнению с предыдущим годом. Из них 110 857 скважин использовали установки УЭЛН, увеличившись на 3%, а количество скважин с ШГН достигло 42 276, показав прирост на 0,7% [7].

Распределение скважин между ключевыми нефтяными компаниями выглядело следующим образом [10]:

• «Роснефть»: 47 683 скважины (30%).
• «ЛУКОЙЛ»: 29 374 скважины (18%).
• «Сургутнефтегаз»: 24 940 скважин (16%).
• «Татнефть»: 20 223 скважины (13%).

• «Газпром нефть»: 8 625 скважин (5%).
• «Независимая нефтегазовая компания»: 7 226 скважин (5%).
• «Славнефть»: 3 566 скважин (2%).
• «РуссНефть»: 1 811 скважин (1%) (Рис. 1).

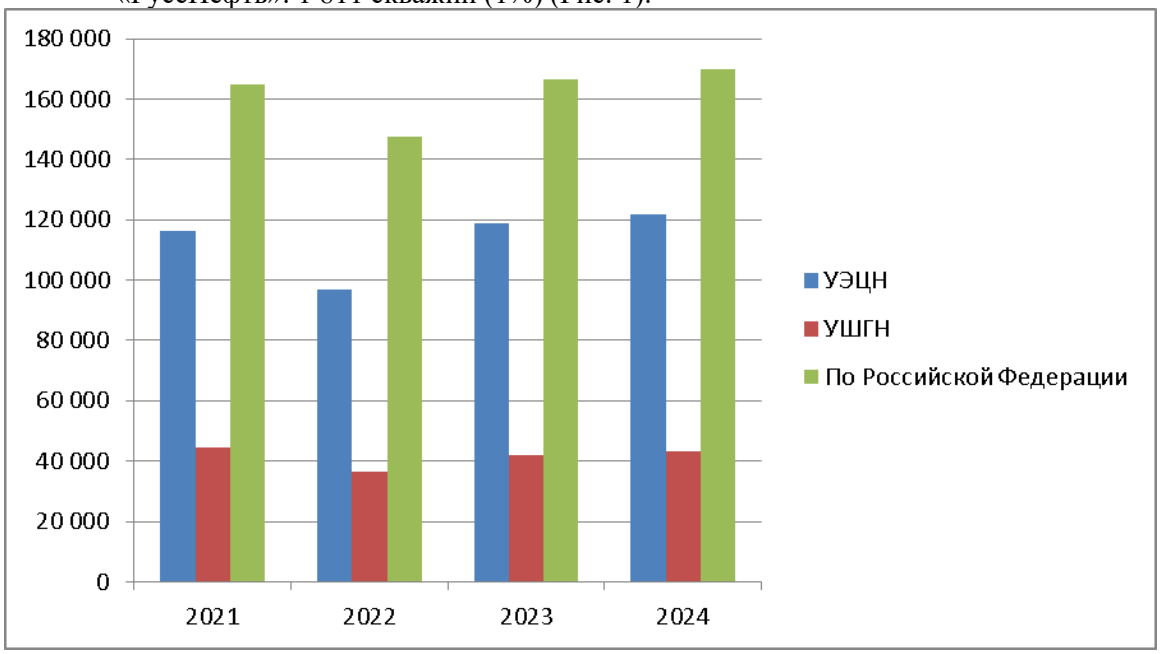


Рис. 1. Фонд скважин, дающих продукцию по РФ, 2021-2024

В 2021 году было зарегистрировано 116 359 скважин с установками УЭЦН (установки электроцентробежных насосов) и 44 690 скважин с УШГН (установки штанговых гидравлических насосов), что в сумме составило 165 017 скважин. В 2022 году количество скважин с УЭЦН снизилось до 96 925, а с УШГН — до 36 362. И, несмотря на снижение в 2022 году, в последующие годы наблюдается восстановление и рост числа продуктивных скважин в России [6].

В современных условиях, отраслевые предприятия и сервисные компании вновь оказались под многофакторным давлением. Удорожание сырья и комплектующих, кардинальная перестройка логистики, необходимость поиска новых поставщиков взамен европейских, ключевые требования заказчиков по сохранению расценок и сложности на внешних рынках неизбежно приведут к изменению структуры распределения объемов работ по скважинному фонду.

В 2024 году приоритетами нефтяных компаний стали: повышение энергоэффективности, бурение и строительство скважин, разведка, цифровая трансформация и развитие управленческих платформ, достижение углеродной нейтральности, сокращение выбросов парниковых газов, решение экологических вопросов, производство, транспорт и использование СПГ, добыча трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и высоковязкой нефти.

В текущих условиях прогресс в освоении нефтегазовых ресурсов неразрывно и очень тесно связан с повсеместным внедрением автоматизированных систем в производственные циклы. Именно это выступает ключевым фактором, в первую очередь, для оптимизации функционирования основных технических комплексов,

задействованных на всех этапах – от бурения скважин до добычи, транспортировки и хранения углеводородов, что, в свою очередь, приводит к значительному увеличению рентабельности производства [7].

Так, основной объем российской нефти извлекается с помощью механизированных установок, а именно насосным методом. Для этой цели широко применяются штанговые глубинные насосы.

Среди наиболее часто встречающихся неисправностей станков-качалок выделяются: разрушение или выход пальца из кривошипа (41 % случаев), износ или поломка тихоходного вала редуктора (20 %), а также обрыв шатуна (17 %). Эти данные приведены в таблице 1.

Таблица 1. Статистика аварийных отказов СК [8]

№п/п	Аварийный отказ	Доля от общего числа аварийных отказов, %
1	Сход кривошипа с вала редуктора	3
2	Выход пальца из кривошипа	8
3	Разрушение пальца кривошипа	33
4	Обрыв балансира	3
5	Обрыв траверсы	5
6	Обрыв шатуна	17
7	Разрушение опоры траверсы	3
8	Обрыв головки балансира	8
9	Разрушение редуктора (обрыв тихоходного вала)	17
10	Разрушение зубчатых передач редуктора	3

Итак, наибольшее количество аварийных отказов приходится на несколько критически важных элементов. Абсолютным лидером является разрушение пальца кривошипа, составляющее 33% всех инцидентов. За ним следуют обрыв шатуна и разрушение редуктора (обрыв тихоходного вала), составляющего порядка 17% отказов. Существенный вклад в общую статистику аварийности вносят выход пальца из кривошипа и обрыв головки балансира, каждый из которых составляет по 8% отказов.

Главными причинами внезапных сбоев и аварийных ситуаций являются: эксплуатация оборудования с нагрузками, превышающими допустимые нормы, а также низкое качество технического обслуживания штанговых глубинных насосных установок [9].

Приведенные статистические данные необходимо рассматривать в контексте сложных условий функционирования нефтепромыслового оборудования, где присутствует многофакторное воздействие на элементы ШСНУ. Для эффективного повышения надежности и снижения аварийности станков-качалок первоочередные усилия по разработке и внедрению систем противоаварийной защиты должны быть сфокусированы на наиболее критических узлах, а именно: пальце кривошипа, шатуне и тихоходном вале редуктора.

Из-за достаточно сложных условий работы оборудования на нефтяных месторождениях, многообразия воздействий, непосредственно, на систему штанговых насосов и внешнюю среду, финансовых ограничений, требуется найти максимально простые и безотказные методы для защиты станков-качалок от

неисправностей. При этом, все предлагаемые решения должны быть экономически обоснованными, простыми в реализации и максимально устойчивыми к сложным эксплуатационным условиям [6].

Для значительного улучшения показателей нефтедобычи в наши дни активно осваивается путь внедрения интеллектуальных решений. Суть подхода заключается в создании и последующем включении в технологические операции высокоточных вибродиагностических экспертных комплексов и приборов. На сегодняшний день, экспертные системы вибродиагностики значительно сокращают затраты на обслуживание оборудования, уменьшая количество и продолжительность ремонтов, потребность в запчастях и исключая замену исправных деталей. Данный эффект достигается благодаря анализу вибросигналов с помощью временных и частотных методов.

Временные методы измеряют параметры вибрации (перемещение, скорость, ускорение) и сравнивают их с критическими значениями для принятия решения о ремонте. Частотные методы, через спектральный анализ и фильтрацию, позволяют выявить конкретные дефекты и степень износа деталей по характерным гармоническим составляющим в сигнале. Но, несмотря на преимущества, и данные системы пока не полностью эффективны, поскольку они узкоспециализированы и распознают лишь 60-70% всех возможных дефектов. Поэтому, существующие методы промышленной диагностики сталкиваются с рядом вызовов. Во-первых, вибрационные сигналы часто неоднозначны, поскольку различные дефекты могут вызывать схожие частотные характеристики [8].

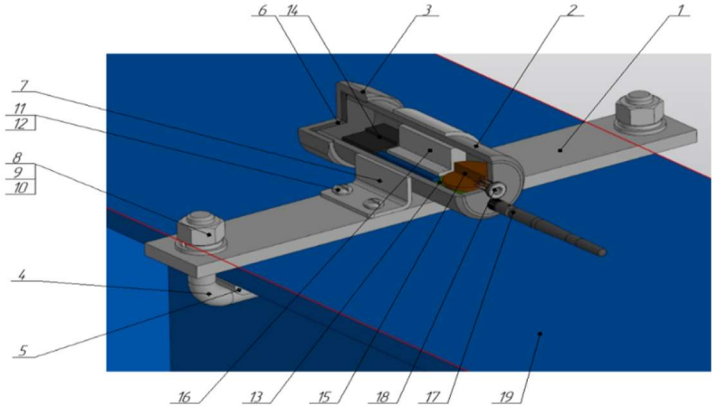
Во-вторых, построение надёжных экспертных систем затруднено: сложно формализовать опыт специалистов, учесть неполные или неточные данные, а также влияние внешних факторов и динамики производственных процессов. Помимо прочего, имеет место быть и разрыв между развитием ИИ-технологий, и их широким практическим применением. В-третьих, текущий контроль состояния очень часто ограничивается статическими параметрами вибрации и мощности и более эффективный мониторинг требует анализа динамических изменений, и это представляется возможным лишь при точной обработке временных характеристик вибросигнала.

Современные станки-качалки оснащены магнитными датчиками на редукторе для фиксации крайних точек хода штока, но этот метод имеет существенные минусы, поскольку требует прокладки дополнительных кабелей, чрезвычайно сложен в точной настройке (которая часто нарушается после ремонтов) и крайне ненадежен в условиях агрессивной внешней среды, выходя из строя гораздо быстрее, чем акселерометры. Исходя из этого, внедрение акселерометров значительно повышает надежность системы, упрощая ее за счет сокращения числа датчиков и соединений. В свою очередь, разработка устройства противоаварийной защиты выступит универсальным решением для различных типов приводов.

Основная сборка устройства противоаварийной защиты станка-качалки была выполнена в КОМПАС-3D V20 путем интеграции ранее созданных сборочных единиц (корпуса, кронштейна, датчика акселерометра) и отдельных деталей [3].

После завершения сборки была проведена проверка соответствия модели требованиям технического задания. Масса устройства, определенная через «свойства сборки», составила 3,58 кг, что соответствует требованию «не более 5 кг». Габаритные размеры (длина, ширина, высота), измеренные инструментом «расстояние и угол», также подтвердили выполнение установленных ограничений: длина не более 360 мм, ширина не более 150 мм, высота не более 110 мм. Таким образом, все ключевые требования технического задания были успешно выполнены (Рис. 2).

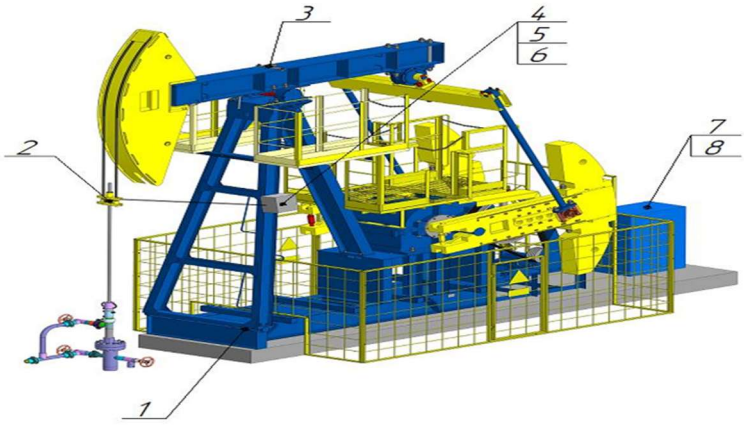
1-основание; 2 – корпус; 3-крышка; 4-кронштейн; 5-подкладка; 6-прокладка; 7-хомут; 8- гайка; 9, 10, 11-шайба; 12-винт; 13-плата; 14-датчик акселерометр; 15-аккумуляторная батарея;



16- модуль обработки сигналов; 17-передающая антенна; 18-разъем для зарядки аккумулятора

Рис. 2. Устройство противоаварийной защиты [3]

С целью регистрация усилия на шток штангового глубинного насоса и исключение случаев разрушения узлов станка-качалки, предлагаю применить датчик усилия в комплексе с устройством противоаварийной защиты станка – качалки (рисунок 3).



1-станок-качалка; 2- датчик усилия; 3- устройство противоаварийной защиты; 4-модуль сбора информации; 5-блок питания; 6-блок обработки сигналов; 7-станция управления станка-качалки; 8- передающие антенны

Рис. 3. Схема установки комплексного устройства датчика усилия и противоаварийной защиты на станок-качалку [3]

Работа комплексного устройства (рисунок 4) заключается в следующем: датчик усилия размещается между траверсами подвески станка-качалки и посредством кабеля подключается к блоку питания и модулю сбора информации, устройство с датчиком противоаварийной защиты станка-качалки жестко закрепляется на балансире в зоне близкой к оси качания [7].

Рис. 4. Схема работы комплексного устройства датчика усилия и противоаварийной защиты станка-качалки [3]

В процессе эксплуатации штангового глубинного насоса (станка-качалки), датчик нагрузки измеряет компрессионное усилие, образующееся между поперечинами его подвесной системы. Более чувствительные элементы датчика, представляющие собой тензометрические датчики, интегрированы в мостовую схему [10].

Выходное напряжение с измерительной диагонали моста, которое прямо пропорционально воздействующей на чувствительные элементы нагрузке, преобразуется микропроцессорным контроллером в дискретный и широтно-импульсный сигналы. Цифровой сигнал направляется на соответствующий выход датчика нагрузки, а широтно-импульсный сигнал, после преобразования в постоянное напряжение, поступает на вход источника электропитания, а специальный модуль предназначен для сбора и интерпретации данных, поступающих от этого датчика нагрузки [9].

Помимо этого, на балансирном рычаге установлен сенсор аварийной остановки, который непрерывно контролирует угловое положение балансира, чтобы оно не выходило за пределы допустимых отклонений. В аппаратном блоке управления станка-качалки располагается контроллер, осуществляющий беспроводной обмен информацией с данным сенсором через радиоканал с заданной периодичностью. В случае, если отслеживаемый параметр (угол критического положения балансира) превышает установленные границы, контроллер немедленно деактивирует электродвигатель станка-качалки.

В функционал блока управления также включена возможность отправки уведомительных сообщений при аварийном отключении станка-качалки по

каналу сотовой связи (GSM) на компьютер и мобильный телефон, находящиеся в диспетчерском центре обслуживающей компании.

Таким образом, применение нового, передового оборудования на базе интегрированного модуля для контроля механической нагрузки и превентивной защиты, трансформирует эксплуатацию нефтедобывающих установок. Данный комплекс обеспечит постоянное и точное измерение усилий, действующих на шток глубинного насоса. В свою очередь, это даст возможность своевременно предотвращать поломки и значительно продлит срок службы ключевых компонентов станка-качалки.

На сегодняшний день значительная часть нефтяных скважин, в разных регионах, работает на штанговых глубинных насосах с наземным приводом. Однако оборудование во многих случаях сильно изношено и часто выходит из строя. Поэтому вопросы, связанные с автоматизацией мониторинга работы этих насосных установок, остаются очень важными. Получение оперативной информации о состоянии насоса, а также о работе погружного и наземного оборудования поможет предотвратить аварийные ситуации на скважинах и обеспечить их эффективную эксплуатацию.

Повреждение балансира, опоры или шатунов может привести к отказу привода и, как следствие, к финансовым потерям из-за ремонта и простоя. Одним из предложенных решений является разработка системы противоаварийной защиты. Благодаря внедрению автоматизированной системы оповещения, существенно повышается скорость реагирования на любые сбои и неисправности, минимизируются периоды простоя и, как следствие, заметно сокращаются недоборы в объёмах добываемой нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 5866-2014 Станки-качалки. Технические условия.
2. Александров, В.П. Совершенствование системы контроля состояния скважинной насосной установки / В.П. Александров, А.И. Иванов, С.А. Петров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 1. – С. 168–177.
3. Валовский В.М. Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / В.М. Валовский, К.М. Валовский, Г.Ю. Басос, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, А.В. Артюхов// М.: Нефтяное хозяйство, 2016. 592 с.
4. КОМПАС-3D: [сайт]. URL: https://kompas.ru//(дата обращения: 15.10.2025).
5. Молчанов А.Г. Станки-качалки: проблемы и перспективы совершенствования. – Промышленные ведомости, 2007, № 10.
6. Насретдинов М.Р. Повышение эффективности эксплуатации штанговых глубинных насосов за счет применения намагниченного седла клапана // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2018: сб. тр. Междунар. науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. Т. 2. С. 78-82.
7. Пат.195101 РФ, МПК Е 21 В 47/009. Устройство противоаварийной защиты станка-качалки / С.А.Алатов; Д.А. Красовитов; В.В. Сидоров заявитель и патентообладатель ООО «Погружные приводные системы». - №2019128603; заявл. 11.19.2019; опубл. 15.01.2020.
8. Текле С. И. Динамические симуляторы в задачах диагностики штанговых

глубинно-насосных установок / Зюзев А. М. and Текле С. И. // Известия Томского политехнического университета. — 2022. — Т. 333, № 1. — С. 168—177.

9. Текле С. И. Испытательный стенд для моделирования режимов работы электропривода штанговой глубинной насосной установки / Накатаев А. А., Текле С. И., Зюзев А. М., Нестеров К. Е. // Электротехнические и информационные комплексы и системы. — 2022. — Т. 18, № 3/4. — С. 75—88.

10.Штанговые насосы: обзор рынка URL: https://nprom.online/market/shtangovye-nasosy-obzor-rynka/ (Дата обращения: 15.10.2025).

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-НЕПРИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.В. Канарейкин, Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия, kdv35@list.ru

Аннотация. В целях разработки эффективных технологических мероприятий, направленных на утилизацию попутного нефтяного газа, разработка технологических мероприятий на Южно-Неприковского месторождении должна быть основана на интеграции современных методов подготовки, переработки, повторной закачки и энергетического использования попутного нефтяного газа с применением инновационных модульных установок. Объект исследования – Южно-Неприковское месторождение, входящее в состав АО «Самаранефтегаз». При проведении исследования использовался комплексный анализ, а так же количественные и качественные методы получения, обработки и интерпретации информации. В соответствии с проектом разработки, в период ОПР, коэффициент использования и утилизации попутного нефтяного газа Доманиковых отложений Южно-Неприковского месторождения составляет 0%, а достижение нормативного значения 95% ожидается лишь в 2028 году. Поскольку низкие показатели обусловлены ограничениями приема попутного нефтяного газа со стороны Отрадненского газоперерабатывающего завода, смещением сроков технического перевооружения и ежегодным проведение ремонтных работ нами предлагается: во-первых, обеспечить строительство установки комплексной подготовки газа, во-вторых поставлять газ с Южно-Неприковского месторождения на газоперерабатывающее предприятие.

Ключевые слова: Южно-Неприковское месторождение, Доманиковые отложения, попутный нефтяной газ, утилизация попутного нефтяного газа, технологические мероприятия.

Южно-Неприковское месторождение является нефтяным месторождением, находящимся в Самарской области на территории Борского административного района в 90 км от города Самара, характеризующееся ложным геологическим строением, представлен двумя низкопроницаемыми пачками (верхней и нижней) карбонатных пород с повышенным содержанием органического вещества, разделенными карбонатными породами.

Южно-Неприковское месторождение было открыто в 1959 году, а впервые было введено в разработку в 1981 году дочерней организацией ПАО «НК «РОСНЕФТЬ». В настоящее время вышеуказанное месторождение по степени освоения является разрабатываемым, а по величине извлекаемых запасов – мелким. В действующем добывающем фонде Южно-Неприковского месторождения числятся 140 скважин. Добыча жидкости осуществляется механизированным способом электроцентробежными установками (125 скважин), одним штанговым насосом с условным диаметром 44 мм, двумя электровинтовыми насосами ЭВН-6К-2000, на 8 скважинах добыча жидкости осуществляется установками ЭДН, на трех скважинах при помощи сваба, на одной скважине фонтанный способ эксплуатации (рис.10.1). Оборудованием для ОРД оснащены 3 скважины. Отбор продукции ведется как в круглосуточном, так и в периодическом режиме.

На месторождении 105 скважин (75 % действующего добывающего фонда) работают с дебитом продукции менее 5 т/сут. Минимальный дебит жидкости – 1 т/сут, максимальный дебит – 16 т/сут.

Попутный нефтяной газ Южно-Неприковского месторождения, выделившийся в процессе предварительной подготовки на УПСВ «Южно-Неприковское» по существующей сети газопроводов транспортируется на АО «Отрадненский ГПЗ». Учитывая текущие ограничения приема ПНГ со стороны Отрадненского ГПЗ и смещение сроков технического перевооружения ГПЗ, а также ежегодное проведение ремонтных работ, с прекращением приема попутного нефтяного газа на переработку, попутный нефтяной газ сжигается на факельной установке.

В таблице 1 представлен баланс добычи, использования и утилизации попутного нефтяного газа Южно-Неприковского месторождения с 2025 года по 2027 года в соответствии с проектом разработки.

Таблица 1 – Баланс добычи, использования и утилизации попутного нефтяного газа Южно-Неприковского месторождения с 2025 года по 2027 года.

Показатель	Годы		
	2025	2026	2027
Добыча газа, млн. м^3	5,30	5,55	5,57
Использование газа млн. м^3	2,39	2,50	2,51
Сжигание газа, млн. м^3	2,91	3,05	3,06
Коэффициент использования и утилизации ПНГ, %	45	45	45

В соответствии с представленными данными в таблице 1, можно отметить, что коэффициент использования и утилизации попутного нефтяного газа не достигает 50%, а потери попутного нефтяного газа составляют половину от добытого газа.

В этой связи АО «Самаранефтегаз» в целях недопущения нарушения требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами АО «Самаранефтегаз» предлагается модернизировать существующие методы использования и утилизации попутного нефтяного газа Южно-Неприковского месторождения.

В период опытно-промышленной разработки (ОПР) пласта Д3dom на Южно-Неприковском месторождении продукция скважин пласта Д3dom будет поступать по проектируемой системе трубопроводов на УПСВ-27 (в настоящее время законсервирована) и далее по существующей системе трубопроводов будет направляться для подготовки согласно требований ГОСТ Р 51858 на УКПН-2 Отрадненского НСП. Попутный нефтяной газ Южно-Неприковского месторождения Домаников отложений, выделившийся в процессе предварительной подготовки на СУ-27, в период 2025-2028 гг. будет утилизироваться путем сжигания на проектируемой факельной установке.

Для увеличения уровня использования попутного нефтяного газа, в рамках 2 стадии этапа ПРМ, предлагается рассмотреть строительство установки очистки от сероводорода, осушки газа для последующей транспортировки частично подготовленного газа потребителям (ГПЗ, для дальнейшей сдачи в систему газопроводов ПАО «Газпром», электрогенерация, потребление на собственные нужды), или поставка газа на Зайкинское газоперерабатывающее предприятие.

При реализации предлагаемых решений использования и уровень утилизации попутного нефтяного газа Южно-Неприковского месторождения, в рассматриваемый перспективный период, начиная с 2028 года, ожидается 95% (таблица 2).

Таблица 2 – Баланс добычи, использования и утилизации попутного нефтяного газа Южно-Неприковского месторождения с 2028 года

Показатель	Годы			
	2028	2029	2030	2031
Добыча газа, млн. м^3	5,99	6,09	5,67	5,34
Использование газа млн. м^3	5,69	5,79	5,39	5,08
Сжигание, млн. м^3	0,30	0,30	0,28	0,26
Коэффициент использования и утилизации ПНГ, %	95	95	95	95

На рисунке 1 наглядно представлен при рациональном использовании профиль добычи, использования и утилизации попутного нефтяного газа Южно-Неприковского месторождения, начиная с 2025 года.

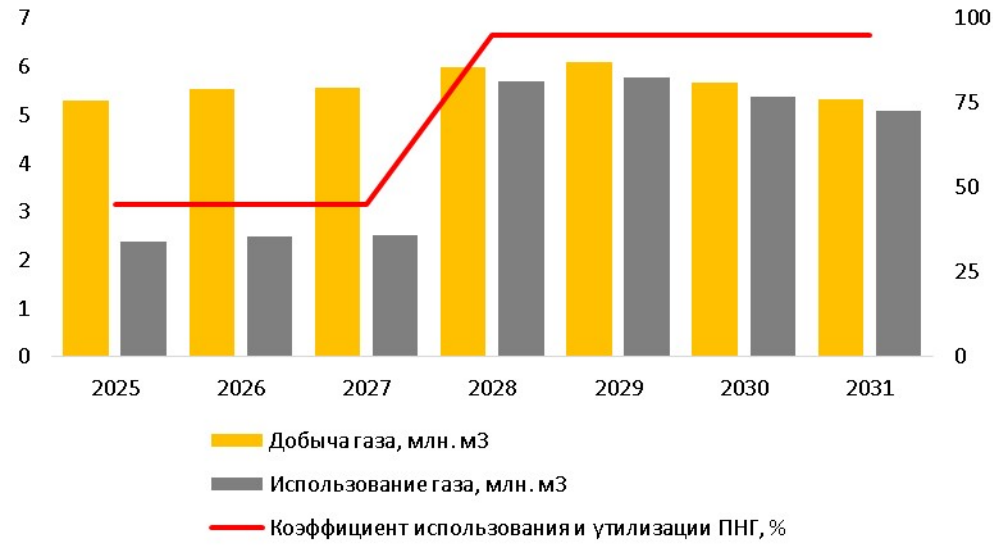


Рисунок 1 – Профиль добычи, использования и утилизации попутного нефтяного газа Южно-Неприковского месторождения

Исходя из вышеизложенного основные причины сжигания попутного нефтяного газа Южно-Неприковского месторождения на факеле обусловлены ограничениями приема попутного нефтяного газа со стороны Отрадненского газоперерабатывающего завода, смещением сроков технического перевооружения, ежегодным проведением ремонтных работ, недостаточной развитости инфраструктуры по очистки сероводорода в попутном нефтяном газе, а также в отсутствии современных комплексов для его переработки и использования в нефтеперерабатывающей, химической и энергетической промышленности.

В этой связи в целях доведения уровня утилизации попутного нефтяного газа до нормативных значений, а именно не менее 95%, предусмотренных законодательством Российской Федерации, требуется разработка комплексного подхода реализации технологических мероприятий.

По нашему мнению, наиболее эффективными технологическими мероприятиями по утилизации попутного нефтяного газа Доманиковых отложений Южно-Неприковского месторождения будут являться: строительство установки комплексной подготовки газа или поставка газа на газоперерабатывающее предприятие.

Строительство установки комплексной подготовки газа обеспечит эффективное использование попутного нефтяного газа, снижая потери и минимизируя экологические риски при сжигании или выбросах, поскольку удаление примесей, влаги, серы и других нежелательных компонентов позволит повысить качество газа, а также интегрировать месторождение в единую газотранспортную систему.

Газоперерабатывающее предприятие оснащено современным технологическим оборудованием, которое позволяет получать высококачественные продукты переработки: сухой отбензиненный газ, технический пропан и бутан, стабильный газовый бензин и электроэнергию. Поставка попутного нефтяного газа с Южно-Неприковского месторождения обеспечит эффективное использование газа,

минимизирует экологические риски и повысит экономическую отдачу от добычи за счет реализации продукции на рынке.

Таким образом, внедрение вышеуказанных технологий утилизации попутного нефтяного газа Доманиковых отложений Южно-Неприковского месторождения позволит повысить уровень использования попутного нефтяного газа, снизить выбросы загрязняющих веществ и обеспечить устойчивое развитие нефтегазового комплекса региона в условиях ужесточения экологических требований и растущей конкуренции на рынке энергоносителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бойцова, А. А. Совершенствование методических подходов оценки эффективности утилизации и полезного использования попутного нефтяного газа в РФ / А. А. Бойцова // Интернаука. – 2021. – № 2-2(178). – С. 28-29.

2. Брагинский, О. Б. Утилизация попутного нефтяного газа - фактор рационального использования углеводородного сырья / О. Б. Брагинский // Экономический анализ: теория и практика. – 2014. – № 23(374). – С. 2-8.

3. Дрынкин, А. Д. Особенности утилизации попутного нефтяного газа с содержанием сероводорода / А. Д. Дрынкин // Молодой ученый. – 2022. – № 22(417). – С. 82-86.

4. Коваленко, Д. Р. Нормативно-правовое регулирование в области использования и утилизации нефтяного попутного газа в Российской Федерации / Д. Р. Коваленко // Труды Института государства и права Российской академии наук. – 2010. – № 5. – С. 164-174.

5. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия: стандарт организации: издание официальное: утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 25.10.2010 № 359: введен впервые: 25.10.2010. – Москва: Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», 2010.

УДК 614.8.084

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-НЕПРИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.В. Канарейкин, Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
kdv35@list.ru

Аннотация. Разработка технологических мероприятий по утилизации попутного нефтяного газа доманиковых отложений Южно-Неприковского месторождения предполагает комплексный подход, направленный на максимальное снижение экологического ущерба и повышение экономической эффективности использования этого ресурса. Основной целью вышеуказанных мероприятий является доведение уровня утилизации попутного нефтяного газа до нормативных значений, а именно не менее 95%, предусмотренных законодательством Российской Федерации. Во-первых, нами было предложено два технологических мероприятия по утилизации попутного нефтяного газа Доманиковых отложений Южно-Неприковского месторождения – строительство установки комплексной подготовки газа; использование установки системы предварительной очистки газа от H_2S с последующей транспортировкой на газоперерабатывающий завод. Во-вторых, нами был произведён расчет эффективности предложенных технологических мероприятий. В-третьих, нами были даны практические рекомендации по использованию установки комплексной подготовки газа Доманиковых отложений на Южно-Неприковском месторождении. Методы исследования: Таким образом, строительство установки комплексной подготовки газа обеспечивает максимальную технологическую надежность и экологическую безопасность при обработке попутного нефтяного газа Доманиковых отложений Южно-Неприковского месторождения, что делает ее оптимальным выбором среди предложенных технологических решений. Предложения исследования представляются перспективными в следующих направлениях: внедрение в работу нефтегазовых организаций инновационных технологий, направленных на защиту окружающей среды.

Ключевые слова: Южно-Неприковское месторождение, доманиковые отложения, попутный нефтяной газ, утилизация попутного нефтяного газа, установка комплексной подготовки газа, установка системы предварительной очистки газа.

Доманиковые отложения характеризуются сложным геологическим строением и высокой плотностью органического вещества, что влияет на состав и свойства попутного нефтяного газа, (далее – ПНГ) добываемого на таких месторождениях. В частности, ПНГ из доманиковых отложений обычно содержит повышенную долю тяжелых углеводородов, что отличает его от газа, получаемого из более легких нефтяных пластов. Данный фактор оказывает влияние на выбор технологических решений для эффективной сепарации, подготовки и дальнейшего использования газа.

В целях определения наиболее эффективного технологического мероприятия по утилизации ПНГ Доманиковых отложений Южно-Неприковского месторождения

для использования в дальнейшей работе нефтяными предприятиями нами было рассмотрено два варианта.

Первым технологическим мероприятием нами было рассмотрено строительство установки комплексной подготовки газа (далее – УКПГ). По нашему мнению, данный вариант будет являться наиболее предпочтительным, поскольку УКПГ обеспечивает всестороннюю очистку и подготовку газа до требуемых стандартов качества, включая удаление влаги, сернистых соединений, твердых частиц и жидких примесей, что необходимо для безопасной транспортировки и использования газа в промышленности и коммунальном хозяйстве. При этом технология УКПГ включает несколько взаимосвязанных технологических процессов (сушка абсорбционная и адсорбционная, сепарация при низких температурах, масляная абсорбция), которые позволяют обеспечить стабильные параметры качества газа и конденсата, соответствующие отраслевым и государственным стандартам. Однако необходимо учитывать, что снижение пластового давления в процессе эксплуатации УКПГ приводит к уменьшению эффективности сепарации и извлечения углеводородов, в этой связи потребуются дополнительные технологические решения для поддержания производительности установки. Кроме того, эксплуатация УКПГ является весьма сложным технологическим процессом, требующим наличие квалифицированного персонала. Тем не менее, УКПГ обеспечивает максимальную технологическую надежность и экологическую безопасность при обработке ПНГ Доманиковых отложений Южно-Неприковского месторождения, что делает ее оптимальным выбором среди технологических решений [3].

Вторым технологическим мероприятием нами было рассмотрено использование установки системы предварительной очистки газа от H_2S с последующей транспортировкой на газоперерабатывающий завод (далее – ГПЗ). Данный вариант по нашему мнению будет являться менее предпочтительным в сравнении со строительством УКПГ ввиду того, что предварительная очистка только от H_2S не обеспечивает комплексного удаления других вредных примесей и тяжелых углеводородов. Кроме того, система предварительной очистки не использует потенциал утилизации газа максимально эффективно на месте добычи, увеличивая потери и снижая экономическую эффективность за счет дополнительных расходов на транспортировку и переработку. В отличие от установки УКПГ система предварительной очистки наиболее зависима от работы ГПЗ или состояния транспортной инфраструктуры. При этом транспортировка недостаточно подготовленного газа на ГПЗ связана с повышенными рисками коррозии и образования отложений в трубопроводах [1].

В целях подтверждения наших доводов о выборе наиболее предпочтительного варианта, мы произвели расчет затрат предприятия в случае выбора предприятием трех предложенных технологических мероприятий.

1. Строительство УКПГ.

При расчете эффективности проекта, мы использовали следующие исходные данные: ставка дисконтирования – 20 %; налог на прибыль – 20 %; налог на имущество – 2,2 %; срок амортизации пром. строй – 30 лет; срок амортизации ОНСС – 30 лет.

Капитальные затраты рассчитаны в первый год и составят на реализацию мероприятий по объекту оптимизации (ПИР, СМР, ПНР) – 1 390 млн. руб.; на оборудование по объекту – 13 897 млн. руб.

По итогам расчета эффективности проекта мы получили, что чистая приведенная стоимость составит – 9 095 млн. руб., дисконтированные инвестиции – 13 955 млн. руб., индекс рентабельности инвестиций – 1,65 млн. руб., внутренняя норма доходности составит 12%, дисконтированный срок окупаемости – 14,6 лет.

2. Установка системы предварительной очистки газа от H_2S с последующей транспортировкой на ГПЗ

Капитальные затраты рассчитаны также в первый год и составят на реализацию мероприятий по объекту оптимизации (ПИР, СМР, ПНР) – 2 092 млн. руб.; на оборудование по объекту – 20 917 млн. руб.

По итогам расчета эффективности проекта с учетом исходных данных мы получили, что \чистая приведенная стоимость составит – -8 206 млн. руб., дисконтированные инвестиции – 21 004 млн. руб., индекс рентабельности инвестиций – 0,61 млн. руб., внутренняя норма доходности составит 3%, дисконтированный срок окупаемости – не окупится.

По итогам произведенных расчетов эффективности технологических мероприятий по утилизации ПНГ Доманиковых отложений Южно-Неприковского месторождения мы сравнили два предложенных технологических мероприятия (таблица 1) и пришли к выводу, что наиболее рациональным является строительство УКПГ.

Таблица 1 – Сравнение полученных результатов

№	Наименование показателя	Вар.1 Строительство УКПГ	Вар.2 Строительство КС
1	NPV (Чистая приведенная стоимость), млн. руб.	9 095	-8 206
2	PVI Дисконтированные инвестиции, млн. руб.	13 955	21004
3	PI (Индекс рентабельности инвестиций), ед.	1,65	0,61
4	IRR (Внутренняя норма доходности), %	12%	3%
5	DPP (Дисконтированный срок окупаемости), год	14,6	не окуп

Вместе с тем эксплуатация УКПГ, предназначенной для переработки специфичного газа Доманиковых отложений, требует реализации специализированного технологического регламента и адаптивного подхода к управлению. Низкое пластовое давление, высокое содержание сероводорода, меркаптанов, тяжелых углеводородов и механических примесей формируют комплекс эксплуатационных проблем, для парирования которых необходимы следующие практические рекомендации.

На этапе пусконаладки и вывода на режим критически важно проводить постепенное заполнение системы сырьем с параллельным вытеснением инертного газа (азота) и непрерывным контролем содержания кислорода до достижения безопасных значений (менее 0,5% об.). Запуск технологических циклов, в частности аминовой очистки и адсорбционной осушки, следует инициировать в циркуляционном режиме, используя подачу сырого газа малыми порциями с поэтапным увеличением нагрузки до проектной. Это позволяет стабилизировать тепловые и гидравлические параметры, адаптировать работу систем автоматики и

отработать режимные карты для конкретного состава сырья, который может варьироваться от скважины к скважине [5].

В процессе штатной эксплуатации ключевое внимание должно уделяться мониторингу и оптимизации работы узла сепарации. Для эффективного улавливания мелкодисперсных механических взвесей, характерных для доманикового флюида, необходимо поддерживать расчетные скорости газа в сепараторах-скрубберах, регулярно контролировать и своевременно осуществлять дренаж уловленной жидкости и шлама. Пренебрежение этим приводит к выносу твердых частиц в последующие ступени очистки, вызывая абразивный износ насосного оборудования и забивание патронных фильтров. Центральным звеном эксплуатации является работа блока аминовой очистки. Рекомендуется вести непрерывный контроль за концентрацией и состоянием циркулирующего амина, включая регулярный анализ на содержание сульфидов железа, продуктов термического и окислительного разложения (теплостабильные соли). Для поддержания высокой степени очистки от H_2S и меркаптанов необходимо оптимизировать температурный режим в абсорбере и десорбере, а также строго выдерживать соотношение «газ/амин». Система фильтрации амина (угольные и картриджные фильтры) должна функционировать в штатном режиме для предотвращения пенообразования и снижения эффективности регенерации [4].

Эксплуатация адсорбционных колонн осушки требует неукоснительного соблюдения заданного цикла между регенерациями, который определяется точкой росы по воде на выходе. При приближении значения точки росы к предельному значению (например, -20°C) необходимо инициировать переключение на резервный адсорбер. Регенерацию насыщенного адсорбента следует проводить в строгом соответствии с регламентом: нагрев до заданной температуры осушенным газом, выдержка и последующее охлаждение. Нарушение температурного профиля регенерации ведет к неполному восстановлению сорбционной емкости цеолитов и их необратимому повреждению. Для блока стабилизации конденсата критическим параметром является температура в кубе ректификационной колонны, от которой напрямую зависит давление насыщенных паров стабильного конденсата. Необходимо обеспечивать стабильную работу печи подогрева и теплообменной аппаратуры для соблюдения требований к товарному качеству конденсата [2].

В целях обеспечения промышленной и экологической безопасности эксплуатационный персонал обязан проводить ежесменный обход с контролем герметичности фланцевых соединений, особенно в узлах, работающих с сероводородсодержащими средами, с применением портативных газоанализаторов. Все сбросы с предохранительных клапанов должны быть направлены в замкнутую факельную систему, а ее техническое состояние – регулярно проверяться. Пробы товарного газа и конденсата должны отбираться и анализироваться с установленной периодичностью для подтверждения соответствия техническим условиям.

В случае обнаружения тенденции к ухудшению качества продукции (рост содержания H_2S, повышенная точка росы по воде) должен быть запущен алгоритм поиска неисправности, начиная с проверки режимных параметров аминового и осушительного блоков.

Таким образом, успешная эксплуатация УКПГ для доманикового газа основывается на строгом соблюдении технологического регламента, адаптированного под высокоагрессивную и нестабильную среду, непрерывном

мониторинге ключевых параметров и проведении превентивных регламентных работ. Специфика месторождения диктует необходимость повышенного внимания к состоянию химических реагентов (амин, адсорбент), противокоррозионной защите оборудования и поддержанию в исправном состоянии всех систем контроля и противоаварийной автоматики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аджо, Д. Д. К. Способы утилизации попутного нефтяного газа / Д. Д. К. Аджо // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2018. – С. 93-94.
2. Брагинский, О. Б. Утилизация попутного нефтяного газа - фактор рационального использования углеводородного сырья / О. Б. Брагинский // Экономический анализ: теория и практика. – 2014. – № 23(374). – С. 2-8.
3. Исламкин, В. Г. Оптимизация научно-технических решений по утилизации попутных нефтяных газов при обустройстве нефтяных месторождений / В. Г. Исламкин // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 9. – С. 20-22.
4. Карапузов, И. А. Анализ способов утилизации попутного нефтяного газа: поиск рационального решения по снижению нагрузки на окружающую среду / И. А. Карапузов, М. С. Егорова // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность. – Томск, 2019. – С. 199-201.
5. Кесова, Е. Ф. Способы утилизации попутного нефтяного газа (ПГН) / Е. Ф. Кесова, Д. А. Иноземцев, М. Н. Абдуллаев // Research. Engineering. Extreme. 2021. – Краснодар: Общество с ограниченной ответственностью «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 87-90.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ РОДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Д.С. Жарков, Г.А. Ковалева

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В статье рассматривается применение метода микросейсмического мониторинга (МСМ) при гидроразрыве пласта, актуальные задачи, решаемые с помощью этого метода. Определены результаты, полученные при проведении мониторинга, и даны рекомендации по оптимизации МГРП.

Ключевые слова: скважина, гидроразрыв пласта, микросейсмический мониторинг

Сейсмический мониторинг месторождений углеводородов является современной инновационной технологией изучения околоскважинного пространства, процессов миграции пластовых флюидов, возникающих при изменении начальных

пластовых условий в природном резервуаре в ходе добычи нефти, газа, конденсата и воды, а также физико-механических свойств горных пород в естественном залегании, процессов трещинообразования при проведении гидроразрыва пласта (далее ГРП). Суть сейсмомониторинга заключается в регистрации сейсмоэмиссионных процессов, сопровождающих протекание процессов нефтегазодобычи и хранения.

Основными техногенными факторами воздействия на залежь углеводородов в процессе разработки являются отбор пластовых флюидов, закачка воды или других вытесняющих агентов (газа, пара и т.п.), которые изменяют напряженное состояние матрицы минерального скелета пород-коллекторов и вмещающих их отложений. В результате возникают неупругие деформации, сопровождающиеся излучением сейсмических волн.

Одним из наиболее мощных техногенных воздействий на залежь углеводородов является ГРП, который выводит баланс напряжение – деформации из равновесного состояния. При переходе природной среды в новое устойчивое состояние происходит высвобождение энергии упругих деформаций, сопровождающееся трещинообразованием и излучением сейсмических волн. Поскольку трещиноватость существенно влияет на проницаемость продуктивных пород-коллекторов, то ее перераспределение способствует более полной выработке запасов УВ. [1]

Технологии мониторинга микросейсмической эмиссии в геологической среде уже достаточно широко применяются для решения задач разработки месторождений нефти в России и за рубежом. Одним из приложений мониторинга микросейсмической эмиссии является мониторинг ГРП.

ГРП является эффективным методом увеличения темпов отбора нефти из продуктивных пластов и более полной выработки месторождения. Процедура ГРП заключается в нагнетании флюида при скоростях, превышающих скорость фильтрации, что создает забойное давление, достаточно высокое, чтобы вызвать разрыв пласта. [2]Гидравлический разрыв пласта “представляет собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, состоящий в том, что порода разрывается по плоскостям минимальной прочности (по плоскости минимальных горизонтальных напряжений в пласте) под действием избыточного давления”. При достижении величины давления разрыва происходит образование трещины разрыва, которая при дальнейшем нагнетании жидкости распространяется по пласту, т. е. размеры трещины увеличиваются. Затем в трещину нагнетаются в виде пульпы зернистые материалы (пропанты) которые расклинивают трещину и не позволяют ей смыкаться после снятия давления. В результате создается канал с высокой проводимостью по направлению к скважине, что существенно увеличивает ее продуктивность и приток нефти после ГРП. [3]

Хотя сами возникающие трещины почти несейсмичны, на их границах происходят малые сейсмические события – микроземлетрясения. Это микросейсмические колебания частиц среды, или, иначе говоря, акустические колебания. Микроземлетрясения излучают упругие сейсмические волны, которые могут регистрироваться сейсмическими приемниками, на чем основаны современные

методы локации источников сейсмических сигналов и приемы картирования пространственного положения, оценки размеров, ориентации и динамики магистральной трещины или трещиноватой зоны, возникающих при проведении ГРП.

Появление сигналов, характеризующих образование трещины, наблюдается через некоторое время после начала закачивания жидкости в скважину. Часто отмечается прямая зависимость микросейсмической активности от скорости нагнетания жидкости, хотя и с некоторой временной задержкой. После прекращения закачивания жидкости разрыва микроземлетрясения почти сразу прекращаются, хотя иногда наблюдаются сейсмические события по истечении значительного времени (десятки часов). [3]

При разработке Родинского месторождения был проведен наземный микросейсмический мониторинг ГРП с применением автономных низкочастотных сейсмографов на скважине №1622. Целью было выявление параметров образования вторичной трещиноватости и оценка зон вероятного проникновения пропанта, образующихся в процессе ГРП. В результате выполненных работ получены записи микросейсмического волнового поля до, во время и после проведения ГРП.

Распределение событий микросейсмической эмиссии до проведения ГРП изображено на рис.1

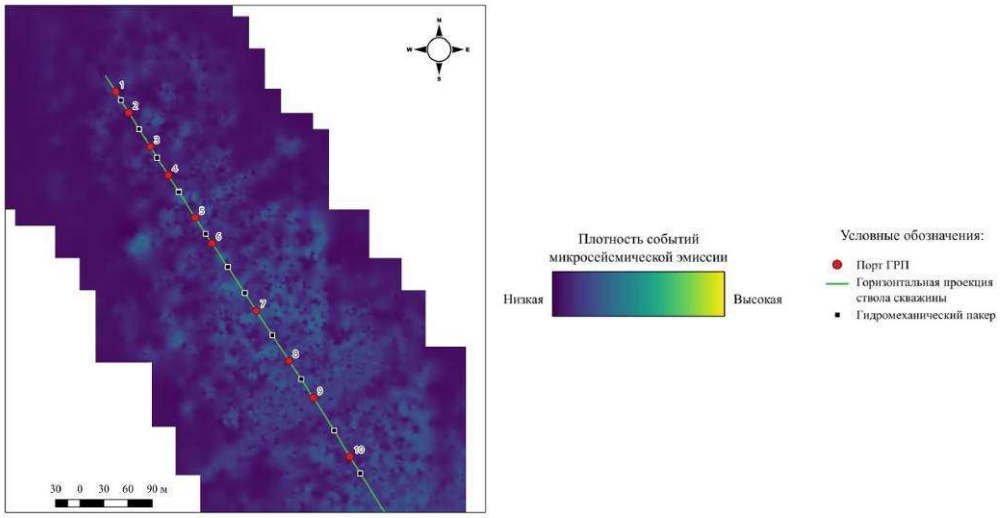


Рисунок 1. Распределение событий микросейсмической эмиссии до проведения ГРП

Распределение плотности событий микросейсмической эмиссии, стадия проведения основного ГРП (порты №1-10) изображено на рис. 2

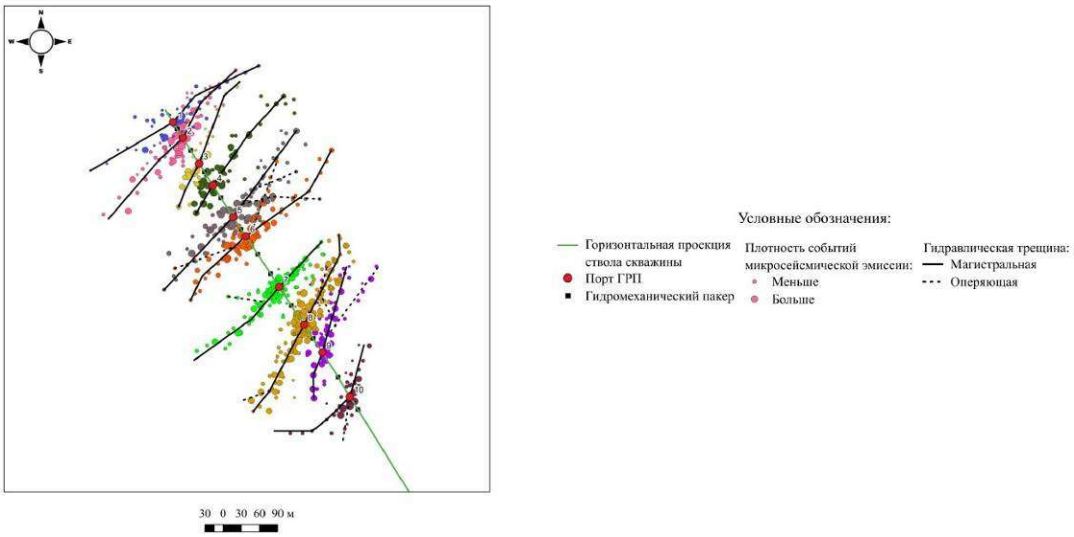


Рисунок 2. Распределение плотности событий микросейсмической эмиссии, стадия проведения основного ГРП (порты №1-10)

Таблица №1

Глубина портов ГРП скв. 1622 Родинского месторождения

№ порта	Глубина по стволу, м	Вертикальная глубина, м	Абсолютная глубина, м
1	2677,89	1810,92	-1579,27
2	2647,27	1810,69	-1579,04
3	2597,12	1810,51	-1578,86
4	2554,93	1809,67	-1578,02
5	2492,74	1809,72	-1578,07
6	2454,67	1810,47	-1578,82
7	2354,45	1810,59	-1578,94
8	2280,1	1808,99	-1577,34
9	2224,92	1808,05	-1576,4
10	2138,85	1807,66	-1576,01

Во время полевых работ произведена запись микросейсмического волнового поля на 66 точках физического наблюдения.

Проведена обработка полученных полевых записей. Результатом являются выделенные микросейсмические события, их координаты и плотность.

Анализ распределения плотности микросейсмической эмиссии на стадии проведения основного ГРП (порты №1-10), представленного на рис. 2, позволил получить ключевые инженерно-геологические характеристики процесса трещинообразования.

На карте плотности событий четко визуализируется пространственная геометрия активизированной трещиноватой зоны. Наблюдается формирование протяженной линейной аномалии высокой плотности микросейсмических событий,

которая интерпретируется как основная магистральная трещина гидроразрыва и сопутствующая ей зона вторичной трещиноватости. Ориентация данной аномалии позволила определить преимущественный азимут распространения трещин, что является критически важным параметром для понимания напряженно-деформированного состояния массива пород и оптимизации сети разработки.

Важным результатом, подтвержденным данными рис. 2, является видимая интерференция (перекрытие) зон трещиноватости, инициированных от соседних портов. Это указывает на то, что расстояния между точками инициирования разрыва были недостаточными для формирования изолированных дренирующих зон. Вместо этого произошло их взаимное влияние, что, с одной стороны, могло способствовать созданию более сложной и разветвленной проводящей сети, но с другой – указывает на потенциально неоптимальное использование ресурсов ГРП и риск преждевременного обводнения или прорыва газа по сформировавшемуся короткому замыканию между портами.

На основании зафиксированной с помощью микросейсмического мониторинга интерференции трещиноватых зон между соседними портами ГРП, рекомендуется в дальнейшем, при проведении многостадийного ГРП в аналогичных геолого-технологических условиях, использовать большее расстояние между соседними портами ГРП (не менее 100 м).

Применение микросейсмического мониторинга при проведении гидроразрыва пласта выступает источником дополнительной информации. Применив её, вероятность получения наилучшего эффекта от проводимого ГТМ увеличивается.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха. - Геофизика, 2010. №1.

2. Джоэль Г. Ле-Кливе, Ле-Бенне, Кевин В. и др. Микросейсмический мониторинг развития трещин ГРП для оптимизации мероприятий по повышению нефтеотдачи месторождений на поздних стадиях эксплуатации – Нефтеотдача, 2005. № 4.

3. House L. Locating microearthquakes induced by hydraulic fracturing in crystalline rock - Geophys.Res. Lett., - 1987.

4. Буров Д.И., Кусевич А.В. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта // Технологии сейсморазведки. 2012. № 1. С. 63–66.

5. Петухов, А.В., 2014. Современные технологии изучения и разработки месторождений в сланцевых формациях и низкопроницаемых коллекторах, межрегиональный научно-технический семинар «Новые технологии поиска и исследований нетрадиционных ресурсов углеводородов», г. Санкт-Петербург, 30.05.2014.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Д.Ф. Оразметов

Альметьевский государственный технический университет «Высшая школа нефти»
Альметьевск, Россия
damir.0697@mail.ru

Аннотация. В работе рассматривается проблема повышения эффективности разработки нефтяных месторождений за счёт оптимизации распределения закачиваемой воды между нагнетательными скважинами. Ключевым элементом данного процесса является определение коэффициентов взаимовлияния, отражающих степень гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Приведена классификация методов оценки взаимовлияния: геометрические, статистические (включая корреляцию Спирмена и нейросетевые алгоритмы), методы построения линий тока, емкостно-резистивные модели (CRM) и промысловые исследования (трассерные и гидродинамические). Рассмотрены особенности, преимущества и ограничения каждого подхода. Отмечено, что современные методы машинного обучения и CRM-моделирования позволяют более точно учитывать нелинейные зависимости и неоднородность пластов. Применение коэффициентов взаимовлияния способствует рациональному управлению заводнением, повышению нефтеотдачи и снижению затрат.

Ключевые слова: заводнение, коэффициенты взаимовлияния, гидродинамическая связь, линии тока, емкостно-резистивная модель, корреляция Спирмена, нейронные сети

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется рациональной организацией процесса заводнения. Одним из ключевых направлений является оптимизация распределения закачиваемой воды между нагнетательными скважинами. Такая оптимизация позволяет повысить эффективность заводнения, снизить обводнённость продукции и увеличить как текущую, так и накопленную добычу нефти.

Для решения данной задачи важное значение имеет определение коэффициентов взаимовлияния между нагнетательными и добывающими скважинами. Под коэффициентом взаимовлияния понимают отношение объёма закачанной воды, поступившего в конкретную добывающую скважину, к общему объёму воды, закачанной нагнетательной [1]. Этот показатель отражает степень гидродинамической связи между скважинами и используется для принятия управленческих решений при регулировании режимов работы.

Оценка коэффициентов взаимовлияния позволяет определить направление фильтрационных потоков, выявить зоны высокой и низкой проницаемости, а также указывать на наличие экранирующих зон. Таким образом, анализ взаимовлияния даёт

возможность оценить степень участия каждой нагнетательной скважины в поддержании пластового давления и обеспечении притока нефти в добывающие скважины.

Существует два основных подхода к определению взаимовлияния между скважинами — статический и динамический [2].

В статических методах используются геолого-физические параметры – проницаемость, эффективная толщина пласта, расстояние между скважинами, неоднородность коллектора и др. Такие методы дают предварительное представление о возможных направлениях фильтрации, но не учитывают изменение свойств пласта во времени.

Динамические методы, напротив, основаны на анализе исторических данных о закачке, добыче и давлении, а также на результатах трассерных и/или гидродинамических исследований. Они позволяют определить реальные направления потоков и оценить эффективность заводнения в текущих условиях.

Однако, в данной работе предложена следующая классификация методов оценки взаимовлияния с кратким описание каждого из них: геометрические, статистические (корреляция Спирмена, нейронные сети), построение линий тока, использование емкостно-резистивной модели и промысловые (ГДИ, трассерные исследования).

Наиболее простыми являются геометрические методы оценки. Среди них выделяются два способа, предложенных Д. Уолкоттом: первый основан на углах притока, а второй дополнительно учитывает разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, изменение эффективной толщины пласта и расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами. Недостатками данного способа является ограниченность при наличии нерегулярных сеток скважин и отсутствие учета исторических данных.

Следующая группа методов – статистические. Одним из распространённых инструментов является ранговая корреляция Спирмена позволяет выявлять связь между нагнетательными и добывающими скважинами, где степень взаимодействия определяется через сопоставление следующих параметров: приемистость, дебит нефти, жидкости, обводненность. Однако данный подход не всегда обеспечивает достоверные результаты, поскольку не учитывает физические процессы фильтрации и особенности геологического строения пласта.

Для повышения достоверности оценки взаимовлияния автором в работе [3] предлагается комбинированный подход, в котором учитываются как геологические параметры, так и технологические показатели. Например, закачка каждой нагнетательной скважины может распределяться между реагирующими добывающими пропорционально средневзвешенной гидропроводности (kh) и обратно пропорционально расстоянию между ними. Такой метод позволяет учитывать геометрию системы и неоднородность коллектора без привлечения сложных численных моделей.

В последние годы активно развиваются современные подходы, использующие методы машинного обучения и нейросетевые алгоритмы. Они позволяют автоматически выявлять сложные взаимосвязи между скважинами, прогнозировать их взаимовлияние на основе исторических данных.

Главным преимуществом нейросетевых методов является то, что они обладают высокой вычислительной эффективностью. Например, в типичной

трёхслойной архитектуре нейронной сети входной слой принимает исходные данные (характеристики пласта, дебиты, объёмы закачки), скрытый слой выполняет нелинейное преобразование с использованием весовых коэффициентов, а выходной слой формирует прогноз влияния нагнетательной скважины на добывающую. Такой подход позволяет моделировать сложные нелинейные зависимости, которые традиционные методы описывают лишь приближённо [4].

Моделирование на основе линий тока позволяет визуализировать поток в пласте, а также дает возможность оценивать распределение закачки и добычи по скважинам. Решение методом линий тока предполагает трассировку линий тока на основе известного поля давления, полученного в результате решения системы уравнений относительно давления на конечно-разностной сетке и определяющего направления и скорости движения флюидов в пространстве, изменение насыщенности рассчитывается в результате решения одномерного уравнения относительно насыщенности применительно к каждой линии тока.

Емкостно-резистивные модели (модели CRM) – семейство упрощённых математических моделей (прокси-моделей), описывающих взаимовлияние скважин в пласте с использованием уравнений двух видов: уравнения сохранения объема жидкости, отвечающего за «емкость» (C), и уравнения притока к скважине, отвечающего за сопротивление (R). Емкостное уравнение является видом уравнения материального баланса и записывается в предположении фильтрации слабосжимаемой жидкости в упругом пласте. В качестве уравнения притока обычно используют формулу Дюпюи или ее аналог в зависимости от конструкции скважины.

Наиболее точными методами считаются трассерные и гидродинамические исследования скважин, так как являются прямым, а не косвенным определением коэффициентов взаимовлияния. Трассерные исследования включают закачку меченой жидкости в нагнетательную скважину, которая движется к реагирующим добывающим скважинам. Определяя концентрацию трассера в пробах из контрольных скважин, можно оценить гидродинамическую связь и движение флюидов. Трассерные исследования предполагают, что движение трассера соответствует движению закачиваемой воды, что верно при отсутствии потерь.

Гидродинамические методы основаны на изменении давления в скважине. Так, импульсно-кодовое гидропрослушивание (ИКГ), один из способов гидродинамических исследований, базируется на измерении реакции давления в реагирующей скважине при периодических остановках нагнетательных скважинах. Однако большим ограничением для этих исследований является необходимость закрытия скважин во время проведения ГДИ, что приводит к потерям в добыче нефти.

Результаты применения вышеперечисленных методов оценки взаимовлияния позволяют определить, какие скважины действительно участвуют в системе поддержания пластового давления, и выявить нагнетательные скважины, не оказывающие существенного влияния. Это даёт возможность перераспределить объёмы закачки таким образом, чтобы повысить эффективность разработки продуктивного коллектора.

Таким образом, использование коэффициентов взаимовлияния, наряду с оценкой эффективности закачки и применением современных методов анализа данных, формирует основу для построения интеллектуальных систем управления процессом заводнения. Эти подходы позволяют не только повысить нефтеотдачу

пластов, но и снизить нерациональные затраты на закачку воды, обеспечивая устойчивую и экономически эффективную разработку месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Розбаев Д.А., Семенов С.В., Корнев А.А., Андронов Ю.В. Методологический подход к количественной оценке производительной закачки воды // Нефтепромысловое дело. – 2019. - №9, – С. 23-29.
2. Бриллиант Л.С. Способ оперативного управления заводнением пластов. 2017.
3. Антонов М.С. Компенсационное регулирование заводнения с целью повышения эффективности энергетического поля нефтяного пласта. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, Уфа: ГУП «ИПТЭР». 2011. 107 с.
4. Поспелова Т.А. Интеграция возможностей CRM и стохастико-аналитической моделей при решении задач заводнения // Экспозиция Нефть и Газ. 2021. Т. 2. С. 48-52.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ИМПЛОЗИОННЫХ ЖЕЛОНОК

Т.К. Апасов [1], Г.Т. Апасов [2]

Тюменский Индустриальный Университет[1], Нефтегазовый институт [2]
г. Тюмень, Россия
e-mail: apasovtk@tyuiu.ru

Аннотация. В процессе эксплуатации скважины происходит засорение забоя и призабойной зоны пласта, что приводит к снижению продуктивности скважин. Для восстановления продуктивности скважин применяются различные технологии и методы, в том числе очистка имплозионными желонками. Очистка ПЗП и забоя скважин активно влияет на восстановление продуктивности скважин, поэтому разработка и совершенствование имплозионных желонок одно из основных направлений при интенсификации добычи нефти. В работе предлагается рассмотреть конструкции устройства, которые могут обеспечить как ударное, депрессионное, также репрессивное воздействие на ПЗП и результаты применения на скважинах.
Ключевые слова: скважина, забой, желонка, депрессия, очистка, имплозия.

Введение. В процессе эксплуатации скважины происходит засорение забоя и призабойной зоны пласта, что приводит к снижению продуктивности скважин. Для восстановления продуктивности скважин применяются различные технологии и методы, в том числе очистка имплозионными желонками.

Актуальность, научную значимость. Несмотря на множество методов воздействия на прискважинную зону пласта (ПЗП) и забой их применение часто

оказывается не достаточно эффективными. При многообразном характере причин ухудшения ФЕС пласта решение существующих проблем возможно в результате разработки и применении эффективной технологии по очистке ПЗП и забоя нефтяных и газовых скважин. Очистка ПЗП и забоя скважин активно влияет на восстановление продуктивности скважин, поэтому разработка и совершенствование имплозионных желонок одно из основных направлений при интенсификации добычи нефти [1, 2, 3].

Теоретическую часть. Имплозия – это физический процесс, связанный с мгновенным заполнением заданного пустотного пространства в НКТ жидкостью, с последующим мгновенным торможением движущегося ее потока. В зависимости от конструкции устройство, предназначенное для создания эффекта имплозии, может обеспечить как ударное, депрессионное, также репрессивное воздействие на ПЗП скважин. Спускают на НКТ до пласта желонку пустотелой камерой с атмосферным давлением, перепускным клапаном, плунжером, седлом. Производится разгрузка компоновки на забое, открытие прохода в рабочую камеру и скважинная жидкость с мгновенной скоростью устремляется туда, создавая в ПЗП сначала импульс депрессии, а затем гидравлический удар с давлением, превышающим горное. Имплозионные устройства предназначены для очистки призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин при КРС или ПРС [1, 2, 3]. Перепад давления при срабатывании ГВЖ до 10 МПа, скорости входной жидкости свыше 150 м/сек, замерены манометром АМТ на забое при срабатывании желонки. Возникают циклические изменения давлений на ПЗП, до 30 циклов, в течение 20 минут.

Практическую значимость. Работы по очистке забоев проводились в предприятиях: ТНК-Нижневартовск, Обънефтеремонт, СН-Мегионнефтегаз, Рембурсервис, Белорусское УПНП и КРС, СП «Черногорское», СП «Магма», СП «Ваньеганнефть», Тюменнефтегаз, ННП. Максимальное извлечение песка, проппанта было получено по: скв 8Р, куст 5 Черногорского месторождения – 51 НКТ ½'' (1600 литров);

- скв 514, куст 2 Черногорского месторождения – 29 НКТ ½'' (957 литров);
- скв 144, куст 1 Южного месторождения – 31 НКТ ½'' (1023 литров);

Максимальная проходка за один спуск по забою, перекрытому проппантом, получена на скв 514, куст 2 Черногорского месторождения – более 123 метров. В начале 1997 года впервые применена имплозионная желонка, по заданию главного инженера Вятчинина М.Г. и генерального директора Некрасова В.И., в комплексе с разработаным спецловителем на Ватьеганском месторождении кусту 46, извлечен с забоя аварийный ЭЦН, эффективность которого соизмерима с капитальным ремонтом скважины. В последствии этим методом извлекли еще три аварийных ЭЦН на Самотлорском месторождении.

Выводы (заключение).

1. Имплозионные установки эффективно применяются для восстановления продуктивности скважин в комплексе с другими методами интенсификации притока в любой последовательности.
2. В зависимости от конструкции имплозионное устройство, может обеспечить как ударное, депрессионное, также репрессивное воздействие на пласт с целью повышения производительности добывающих скважин и повышения приемистости нагнетательных скважин.
3. Применение технологических операций с использованием имплозионных установок – эффективный метод промывки забоя скважин, высвобождает

спецтехнику, позволяет сократить время работы КРС или ПРС, сэкономить солевой раствор. Все это позволяет существенно повысить качество и оперативность очистки забоя и ПЗП скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Апасов, Т.К. Анализ волновой технологии в скважинах после ГРП на Хохряковском месторождении / Т.К. Апасов, М.Л. Макурин, Г.Т. Апасов, Р.Т. Апасов // IV ежегодный международный сб. науч. трудов. Новые технологии для ТЭК Западной Сибири, – 2010. – 353с.

2. Апасов, Г.Т. Анализ волнового метода воздействия на ПЗП в скважинах с трудноизвлекаемыми запасами / Г.Т. Апасов, С.И. Грачев, Т.К. Апасов, О.В. Шкуров, Р.Т. Апасов // Сб. докладов III науч.-практ. конф. – Тюмень: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», – 2012. – 584с.

3. Способ гидроударной обработки призабойной зоны пласта и освоения скважин и эжекторное устройство для его осуществления. Заявка на изобретение №2011118834 от 11.05.2011г. Рос. Федерация. Оп. 20.11.2012г. Авторы: Аглиуллин М.М., Яруллин Р.Р. [и др.].

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИДКИХ ПАВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Э.Б. Гусейнов[1], А.Т. Зарипов[2], М.А. Силин[3], Л.А. Магадова[3], А.А. Стефанцев[3], С.В. Назаров[3]

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»[1], Альметьевск, Россия
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина[2], Альметьевск, Россия
Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина[3], Москва, Россия
e-mail: elkin-93@mail.ru, zat@tatnipi.ru, silin.m@gubkin.ru, lubmag@gmail.com, stefantsev.aa@gmail.com, nsv20025@rambler.ru.

Аннотация. В статье приведена методика выполнения исследований поверхностно-активных веществ с помощью, которой, будет разработан наиболее эффективный пенообразователь на рассматриваемый объект разработки, а также приведена методика разработки модельной пластовой воды и газового конденсата, с помощью которой будет возможность разрабатывать модели пластовой воды и газового конденсата без необходимости вывоза с газоконденсатных месторождений.
Ключевые слова: скважина, реагент, поверхностно-активное вещество, исследования, обводнение скважин, наклонно-направленные скважины.

Введение.

Одной из технологий удаления воды из газоконденсатных скважин является применение жидких поверхностно-активных веществ (далее - ПАВ) [2,4]. Закачивая

раствор жидких ПАВ в скважину, изменяют физико-химические свойства накопившейся в скважине жидкости (плотность, поверхностное натяжение). За счет чего создаются условия, при которых для существующих на данный момент параметров газового потока (скорости) жидкость начинает выноситься с забоя скважины, способствуя продлению срока ее эксплуатации с большей производительностью [1].

Принципиальное преимущество применения пены в качестве средства для удаления жидкости из газоконденсатных скважин состоит в том, что газ удерживается пленкой жидкости из-за чего жидкость выносится совместно с газом, что приводит к меньшему проскальзыванию газа и образованию смеси низкой плотности. В скважине с очень малым дебитом газа применение пены способствует эффективному выносу жидкости к устью скважины, тогда как без пены задержка жидкости может приводить к значительному ее накоплению и (или) к большим потерям давления при многофазном течении [3,5,6,7].

В данной статье приведена методика исследований ПАВ, а также методика подготовки модели пластовой воды и углеводорода.

1. Методика исследования пенообразующей способности ПАВ.

Для выполнения исследований пенообразующей способности ПАВ была разработана последовательная методика исследований, которая описана ниже.

На первом этапе выполняется исследование межфазного натяжения с помощью оптического тензиометра OCA 15EC (Рисунок 1). Метод основан на анализе оптического изображения сидячей капли (sessile drop), нанесенной на поверхность твердого субстрата. Прибор фиксирует форму капли и с помощью программного обеспечения (SCA20/SCA30) анализирует ее контур, аппроксимируя его уравнением Юнга-Лапласа или алгоритмом касательной (Tangent Method 1). Краевой угол θ рассчитывается как угол между базовой линией (поверхность субстрата) и касательной к границе раздела фаз "жидкость-воздух" в точке трехфазного контакта.

Рисунок 1. Общий вид Прибор для измерения краевого угла и анализа контура капли OCA 15EC

По каждому ПАВ определяется зависимость значения межфазного натяжения на границах «УВ-вода» и «вода-газ» от концентрации ПАВ при стандартных условиях. При этом измерения в каждой точке проводилось 3 раза, затем вычислялось среднее арифметическое значение межфазного натяжения по каждой концентрации ПАВ.

Определение способности ПАВ к снижению межфазного натяжения является первоочередной и фундаментальной задачей, поскольку именно этот параметр напрямую определяет саму возможность генерации и устойчивости пены. Чем значительнее снижается межфазное натяжение, тем меньше работы требуется для

создания новой поверхности раздела фаз, что облегчает образование пузырьков и повышает стабильность пенной структуры. Таким образом, оценка эффективности снижения МФН служит не только ключевым критерием для первичного скрининга реагентов, но и позволяет прогнозировать их дальнейшее поведение в динамических условиях пласта, отсеивая заведомо неэффективные кандидаты на самых ранних стадиях исследования.

По результатам исследований на оптическом тензиометре OCA 15EC отбираются наиболее эффективные ПАВы, которые затем исследуются на высокоскоростном миксере Hamilton Beach, где оценивается эффективность применяемого ПАВ удалять накопляемую в наклонно-направленной газоконденсатной скважине жидкость. Цель таких исследований состоит в определении минимальной эффективной дозировки пенообразователя, которая послужит точкой отсчета при подборе эффективных пенообразователей для рассматриваемого месторождения. В лабораторных исследованиях используются различные дозировки пенообразователей и проводятся исследования с пластовой водой, газовым конденсатом и их смесями в разных концентрациях.

Исследования, выполняемые на высокоскоростном миксере, доказали свою надежность и результаты его использования хорошо коррелируются с эффективностью пенообразователей в промысловых условиях. Он особенно эффективен, когда пенообразователь подбирается для удаления жидкостей с высоким содержанием воды и удаление воды является главным приоритетом. На Рисунке 2 приведен высокоскоростной миксер, используемый для получения пены.

Рисунок 2. Высокоскоростной миксер, используемый для получения пены

В этом методе в образец жидкости объемом 200 мл дозируется пенообразователь, после чего производится перемешивание в блендере в течение 15 секунд. Затем образец жидкости из стакана блендера переносится в градуированный цилиндр. Измеряется высота пены и период полураспада (время, которое требуется, чтобы из пены выделилось 100 мл жидкости).

Далее из отобранных эффективных пенообразователей выполняется анализ свойств пены на динамическом анализаторе пены DFA KRUSS 100. Данное исследование имеет ключевое значение, так как позволяет объективно и воспроизводимо измерять критически важные параметры стабильности пены (время полураспада, дренаж, максимальную высоту и т.д.) в условиях, имитирующих реальные процессы ее образования и разрушения в скважине.

Данное оборудование заменяет субъективные визуальные оценки точными количественными данными, что необходимо для контроля качества сырья, оптимизации рецептур, прогнозирования эффективности и срока службы пены в реальных условиях, а также для стандартизации испытаний и сравнения результатов между лабораториями. Без такого анализа сложно гарантировать стабильную работу

пенообразующих систем в приложениях, где характеристики пены напрямую влияют на производительность.

Модуль для анализа структуры пены состоит из камеры, блока подсветки и измерительной колонки с призмой. С помощью камеры изображение берется с внутренней стороны призмы, на которой формируются пузырьки (Рисунок 3).

Рисунок 3. Общий вид пеноанализатора Kruss DFA-100

Принцип работы пеноанализатора Kruss DFA-100 заключается в следующем: жидкость помещают в прозрачный измерительный цилиндр, который размещают между линейной ЖК-панелью и датчиком света (Рисунок 4). В основании цилиндра крепится фильтр, через который продувают воздух для образования пены. Линейный датчик света измеряет интенсивность света, прошедшего через пену в цилиндре, по всей его высоте.

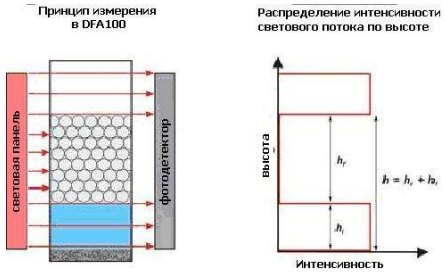


Рисунок 4. Принцип измерения и распределение интенсивности светового потока DFA-100

Во время проведения измерения идет наблюдение за обоими процессами: образование и распад пены. Отдельные измерения от датчика света считываются на всем периоде измерения. В этом случае, высота жидкости и пены измеряется во времени.

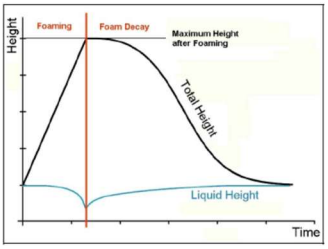


Рисунок 5. График зависимости высоты пены от времени

Во время процесса образования пены общая высота (высота пены + высота жидкости) увеличивается, а высота жидкости снижается.

Во время распада пены высота жидкости вновь увеличивается из-за дренажа и разрушения плёнок пены. С различными типами пены общая высота является типичной точкой перегиба характеристик, как показано выше.

Оценка обоих процессов дает возможность получить новые параметры, связанные с пенообразованием и распадом пены: время достижения пеной максимума, объем жидкости, связанной в пене, объем газа, введенного в жидкость, отношение максимального объема пены к объему газа, использованного для формирования пены и т.д.

Разработанная в рамках работы комплексная методика лабораторных исследований ПАВ, была успешно апробирована и рекомендована к применению включает в себя:

1. Оценку способности ПАВ снижать межфазное натяжение на границах «УВ-вода» и «вода-газ» на оптическом тензиометре OCA 15EC, что является фундаментальным критерием первичного скрининга и позволяет прогнозировать пенообразующий потенциал реагентов.

2. Оценку первичной способности ПАВ к пенообразованию на высокоскоростном миксере Hamilton Beach, дающую сравнительную характеристику эффективности реагентов по объему и начальной стабильности генерируемой пены.

3. Оценку пенообразующей способности ПАВ и свойств полученной пены на динамическом анализаторе пены Kruss DFA-100, что моделирует условия, максимально приближенные к реальным, и позволяет определить ключевые эксплуатационные параметры: скорость дренажа, дисперсность, устойчивость пены во времени и т.д.

Данная трехэтапная методика обеспечивает последовательный и научно обоснованный отбор наиболее эффективного пенообразователя для удаления воды с забоя скважины.

2. Методика подготовки пластовой воды и УВ в лабораторных условиях.

Для оценки способности ПАВ вспенивать смесь пластовой воды и газового конденсата согласно методике, приведенной в п.1, в лаборатории были подготовлены модели пластовой воды и углеводорода (газовый конденсата), составы которых были наиболее близки к составам, отобранным на скважине.

2.1 Пластовая вода.

В качестве пластовой воды использовалась модельная вода, соответствующая характеристикам пластовой воды объекта БУ1-2 рассматриваемого месторождения.

Модель пластовой воды приготавливается путем растворения в дистиллированной воде солей, содержащихся в составе пластовой воды. После этого, полученный раствор фильтруется с помощью фильтрационной бумаги (синяя лента) для удаления механических примесей, измеряется плотность и водородный показатель (pH).

Результат - получение модели пластовой воды с составом, наиболее близким к реальной пластовой воде, без необходимости отбора проб пластовой воды с месторождения. Составы полученной модельной пластовой воды в лабораторных условиях и пластовой воды объекта БУ1-2 представлен в таблице 1 и 2 соответственно.

Таблица 1. Компонентный состав модельной пластовой воды

Раствор А		**Раствор Б**		
$CaCl_2$	$MgCl_2 \cdot 6H_2O$	$NaHCO_3$	Na_2SO_4	NaCl
0,739 г/л	0,192 г/л	0,419 г/л	0, 001 г/л	8,204 г/л

Плотность модельной воды: 1,006 г/см3

Водородный показатель (pH) =7,8

Таблица 2. Шестикомпонентный состав пластовой воды с месторождения (объект БУ1-2)

Общ. минер. мг/дм^3	Cl^-	SO_4	HCO_3^-	K и Na	Mg	Ca
9 420,35	5 508,00	0,55	305,00	3 302,00	23,00	267,00

Плотность пластовой воды: 1,005 г/см3

Водородный показатель (pH) = 7,6

По результатам исследований мы получили наиболее схожий состав с пластовой водой объекта БУ1-2.

2.2 Углеводород (газовый конденсат).

Критически важным этапом исследований является корректное приготовление моделей пластовых жидкостей. Установлено, что использование в экспериментах модельной пластовой воды и газового конденсата, состав которых максимально приближен к реальным пробам с конкретного месторождения, является залогом достоверности и успешной последующей апробации технологии на реальном объекте. Индивидуальный подход к моделированию состава флюидов позволяет:

1. Учесть влияние минерализации, ионного состава воды и наличия специфических компонентов (например, ионов кальция, магния, железа) на пенообразующую способность и стабильность ПАВ.
2. Оценить воздействие компонентов газового конденсата на устойчивость пенной системы, что исключает риск ее разрушения при контакте с углеводородами в стволе скважины.

По результатам газоконденсатных исследований и в последствии лабораторных исследований газового конденсата по пласту БУ1-2 были установлены следующие характеристики:

Таблица 3. Фракционный состав газового конденсата

Фракционный состав газового конденсата, % об.											
Начало кипения	10	20	30	40	50	60	70	80	90	95	Конец кипения
°С											
44.2	86.7	96.7	103	108.8	114.5	120.5	128.9	140.4	159.2	205.2	205.2

Также известно, что в газовом конденсате рассматриваемого месторождения содержится ароматика и не содержится сера, соответственно с целью моделирования пластовых условий было решено использовать вместо газового конденсата нефрас с содержанием ароматики и без содержания серы. Рецептура модели газового конденсата приведена в таблице 4.

Таблица 4. Рецептура модели газового конденсата

№ п/п	**Наименование используемого нефраса**	**Содержание от общего объема, %**
1	Нефрас С2-80/120 "Галоша"	30%
2	Сольвент нефтяной Нефрас-А-130/150	15%
3	Уайт спирит нефрас С-4-155/200	10%
4	Растворитель для технических целей Нефрас-С-50/170	45%

Далее в лаборатории была выполнена разгонка полученного нефраса с целью уточнения фракционного состава, а также был выполнен хроматографический анализ.

Фракционный состав по Энглеру (ASTM D86-15, ГОСТ 2177-99) является одной из базовых стандартных физико-химических характеристик стабильных жидких углеводородов (далее - СЖУ) – стабильного конденсата, товарной нефти, дистиллятных и отчасти даже остаточных продуктов их переработки. Фракционная разгонка по Энглеру широко используется при аналитическом контроле качества потоков СЖУ в процессах производства и при контроле качества товарных продуктов на соответствие требованиям нормативных документов. Популярность этого метода объясняется относительной простотой и достаточно высокой скоростью экспериментального определения, что дает возможность его реализации практически во всех аналитических лабораториях.

Хроматография — наиболее часто используемый аналитический метод. С помощью хроматографии получена обширная информация о строении и свойствах органических соединений многих классов. Такие достоинства как универсальность, экспрессность и чувствительность делают хроматографию важнейшим аналитическим методом.

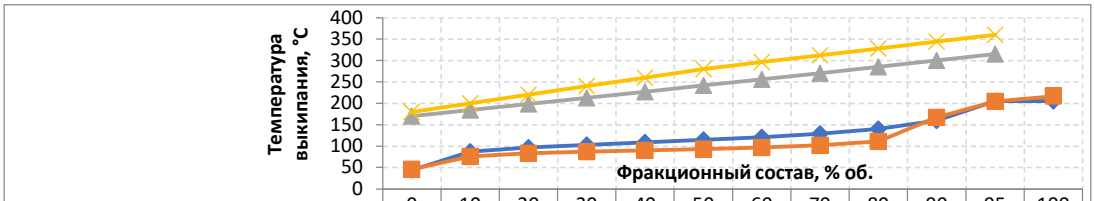
Полученные хроматографом результаты приведены в Таблице 5.

Таблица 5. Результаты фракционной разгонки модели по методу Энглера

Фракционный состав нефраса, % об.											
Начало кипения	10	20	30	40	50	60	70	80	90	95	Конец кипения
°С											
46	76	83	87	90	93	97	10	111	167	204	217

В качестве сравнительного анализа привели фракционный состав газового конденсата с рассматриваемого объекта разработки, полученную модель газового конденсата в лабораторных условиях, керосина КО-25 (ГОСТ 4753-68) и дизельного топлива (ГОСТ 205-82). Керосин КО-25 и дизельное топливо, наиболее часто используемое в лабораторных исследованиях вместо газового конденсата.

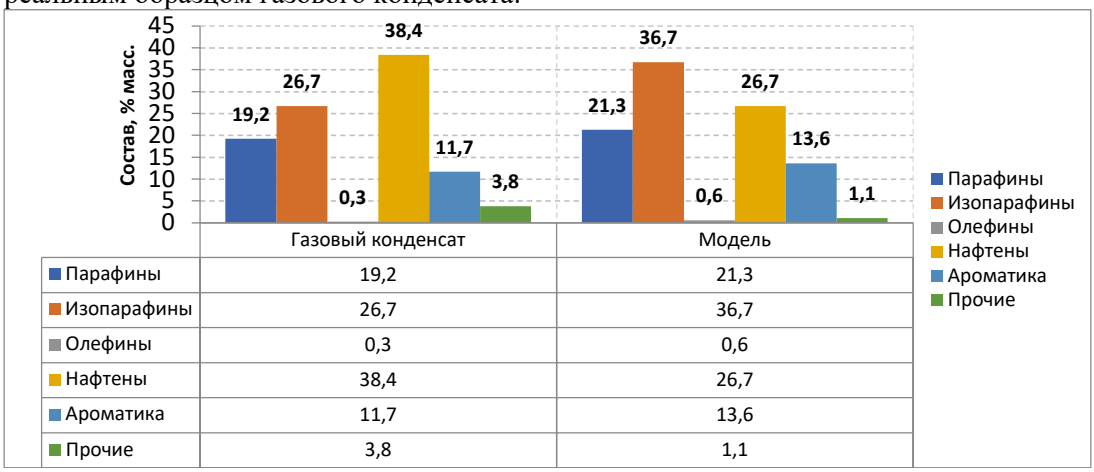
По полученным результатам наиболее близким по температуре выкипания с газовым конденсатом оказалась модель газового конденсата, полученная в лабораторных условиях (Рисунок 6).



	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	95	100
Газовый конденсат	44	87	97	103	109	115	121	129	140	159	205	205
Модель	46	76	83	87	90	93	97	102	111	167	204	217
Керосин КО-25 (ГОСТ 4753-68)	170	184	199	213	227	241	256	270	285	300	315	
Дизельное топливо летнее (ГОСТ 205-82)	180	200	220	240	260	280	296	312	328	344	360	

Рисунок 6. Сравнение результатов фракционной разгонки различных углеводородных систем по методу Энглера

Состав по группам углеводородов полученной модели также наиболее схож с реальным образцом газового конденсата.



	Газовый конденсат	Модель
Парафины	19,2	21,3
Изопарафины	26,7	36,7
Олефины	0,3	0,6
Нафтены	38,4	26,7
Ароматика	11,7	13,6
Прочие	3,8	1,1

Рисунок 7. Сравнение групповых составов модели и газового конденсата

По результатам исследований были получены в лабораторных условиях модельная вода и углеводород, которые по своему составу наиболее схожи с пластовой водой и с газовым конденсатом, соответственно. Приведенная методика позволит разрабатывать модели пластовой воды и газового конденсата без необходимости вывоза с газоконденсатных месторождений. Этот подход также позволяет нивелировать значительные риски, связанные с транспортировкой и работой с реальным газовым конденсатом в лабораторных условиях, который из-за

своей летучести, токсичности и взрывоопасности требует соблюдения строжайших мер безопасности.

Таким образом, представленная методика, основанная на комплексном лабораторном тестировании с применением репрезентативных моделей пластовых флюидов, позволяет осуществлять целенаправленный и научно обоснованный подбор высокоэффективного пенообразователя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ахмедов Б.Г. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки / Б.Г. Ахмедов, С.Н. Бузинов // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1980, вып. – С. 10-37.
2. Гусейнов Э.Б., Зарипов А.Т., Султанбеков Р.Р., Шайхутдинова А.Ф. Способы борьбы с обводнением газоконденсатных скважин, возможности применения поверхностно-активных веществ и обоснование его подбора // Нефтяная провинция. -2024. -№2(38). -С. 90-128. - DOI https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.90-128. - EDN NVRPPU.
3. Гусейнов Э.Б., Зарипов А.Т., Султанбеков Р.Р., Соловьев Д.Ю. Особенности подбора, результаты испытания и установление критериев эффективного применения пенообразователей в горизонтальных скважинах. // Нефтяная провинция. -2024. -№3(39). -С. 222-248. - DOI https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.222-248. - EDN UMJFSS.
4. Ли Джеймс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Ли Джеймс, И. Генри, М. Уэллс; пер. с англ. – М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2008. – 384 с.
5. Минликаев, В.З. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Г. Глухеньких и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С.76 - 77.
6. Application of solid surfactant in water shutoff and control for gas wells / G. Zhang [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2019. - № 46(4). – P. 640-646.
7. Al-Jawad M., Al-Hussaini M. Gas hydrate inhibition using surfactants: A review / M. Al-Jawad, M. Al-Hussaini // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2015. – № 27. – P. 1504-1525.
8. Davis S.E. Polymeric surfactants / S.E. Davis, L.E. Scriven // Advances in Colloid and Interface Science. – 1993. – № 44. – P. 67–144.

УДК 621.65

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Останков

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: aaostankov95@mail.ru

Аннотация. В современных условиях нефтедобывающая отрасль сталкивается с необходимостью повышения энергоэффективности и снижения эксплуатационных затрат, особенно на зрелых месторождениях с развитой инфраструктурой. Одной из ключевых проблем, существенно влияющих на эффективность работы механизированного фонда скважин, является высокий уровень реактивной мощности, что приводит к дополнительным потерям электроэнергии, снижению пропускной способности системы энергообеспечения и увеличению расходов на оплату энергоресурсов. На Кулешовском месторождении Самарской области, где большинство скважин эксплуатируются с применением установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) с асинхронным приводом, данная проблема стоит особенно остро. В связи с этим актуальной задачей становится внедрение технических решений, направленных на компенсацию реактивной мощности и оптимизацию работы системы электроснабжения. В статье рассматриваются результаты подбора и технико-экономического обоснования внедрения устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ) на примере скважин месторождения с низкими значениями коэффициента мощности ($cos\varphi \leq 0{,}73$), с целью оптимизации системы энергообеспечения промысла.

Ключевые слова: коэффициент мощности, месторождение, реактивная мощность, устройство компенсации реактивной мощности, штраф, экономический эффект, энергоэффективность.

Большое количество электродвигателей, особенно асинхронных, характерных для таких крупных месторождений как Кулешовское, способствуют развитию в системе энергообеспечения промысла значительных реактивных мощностей. Вследствие этого, в системе возникают нерациональные энергетические потери, увеличиваются токи в токоведущих частях, а также интенсифицируется износ энергетического оборудования и электрических частей УЭЦН. По этой причине, в рамках разработки мероприятий по оптимизации системы энергообеспечения Кулешовского месторождения Самарской области, одним из основных технических мероприятий выступает внедрение УКРМ на механизированном фонде скважин, характеризующихся малыми значениями коэффициента мощности.

Низкие значения коэффициента мощности, наблюдаемые на рассматриваемых скважинах Кулешовского месторождения, обусловлены целым рядом факторов, характерных для эксплуатации нефтедобывающего оборудования на зрелых месторождениях. Так, например, на ряде скважин используются погружные насосы с электродвигателями, имеющими значительный срок службы, что приводит к

увеличению потерь в обмотках и снижению эффективности преобразования электроэнергии. При этом старение кабельных линий и трансформаторов дополнительно усугубляет ситуацию. На скважинах с относительно новым техническим оснащением низкий коэффициент мощности объясняется особенностями технологического процесса: частые пуски и остановки насосов, работа с переменной нагрузкой, а также наличие преобразователей частоты, которые вносят значительную дополнительную реактивную составляющую в сеть (которая увеличивается по мере роста мощности регулируемого привода). К тому же, низкие значения коэффициента мощности являются характерными для маломощных двигателей [1, 2].

В результате ввиду отсутствия УКРМ, коэффициент мощности на подобных скважинах снижается до значений, при которых реактивная мощность составляет до четверти и более от всей потребляемой мощности, что очевидно, значительно снижает энергоэффективность работы установок и приводит к возникновению дополнительных финансовых издержек, что приобретает особенно выраженный характер в условиях интенсивного роста тарифов на сбыт и передачу электроэнергии. Далее, в соответствии с рекомендациями, приведенными в [3], выполним подбор индивидуальных УКРМ для скважин с низким коэффициентом мощности, а также экономическое обоснование эффективности их применения. Так, требуемая мощность единичного УКРМ определяется в соответствии со следующим выражением:

$$Q_{\text{к}} = P \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2), \text{ кВАр}, \quad (1)$$

где P – действительная активная мощность потребителя энергии, кВт;

φ_1, φ_2 – угол нагрузки до и после компенсации реактивной мощности, °.

В соответствии с [1, 4], при выборе мощности УКРМ рекомендуется обеспечивать компенсацию, способствующей достижению значений коэффициента мощности $cos\varphi$ в 0,92÷0,95. В таком случае, задаваясь ориентировочным значением $cos\varphi = 0{,}95$, выполним расчет и подбор УКРМ для обеспечения нормативной компенсации реактивной мощности. Исходные данные, а также результаты расчета требуемой мощности и подбора типоразмера УКРМ для рассматриваемой выборки скважин сводим в таблицу 1. Действительная активная мощность УЭЦН скважин определялась как среднеарифметическое значение, потребляемой активной мощности (по данным учета энергопотребления) за первые три квартала 2025 года.

Таблица 1 – Результаты расчета параметров и подбора УКРМ для механизированного фонда скважин Кулешовского месторождения

№ скважины	P, кВт	$cos\varphi$	$Q_{\text{к}}$, кВАр	Марка УКРМ	Мощность УКРМ, кВАр
1	2	3	4	5	6
159	85	0,68	63,8	УКРМ-70	70
222а	90	0,70	62,1	УКРМ-70	70
399	38	0,66	29,6	УКРМ-35	35
222	32	0,69	22,7	УКРМ-25	25
201	28	0,65	23,8	УКРМ-25	25
188	25	0,72	15,5	УКРМ-20	20
138	30	0,70	20,7	УКРМ-25	25
115	22	0,68	16,5	УКРМ-20	20

№ скважины	P, кВт	$cos\varphi$	$Q_к$, кВАр	Марка УКРМ	Мощность УКРМ, кВАр
180	24	0,70	16,6	УКРМ-20	20
193б	26	0,65	22,1	УКРМ-25	25

Основной экономический эффект от внедрения УКРМ на скважинах с низкими значениями коэффициента мощности состоит в снижении величины штрафов, связанных с превышением уровня потребления реактивной мощности (относительно уровня $cos\varphi = 0{,}9$). При этом принимается, что в целом по месторождению имеется профицит потребляемой реактивной мощности. В общем случае, объем превышения уровня потребления реактивной мощности определяется в соответствии с выражением [5]:

$$Q_{\text{прев}} = Q - Q_{\text{доп}}, \text{ кВАр}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{доп}}$ – допустимый уровень потребления реактивной мощности (при $cos\varphi = 0{,}9$), кВАр;

Q – действительный уровень потребления реактивной мощности, кВАр, определяемый как:

$$Q = P \cdot tg\varphi_1, \text{ кВАр}. \quad (3)$$

Допустимая величина потребления реактивной мощности находится как:

$$Q_{\text{доп}} = P \cdot tg\varphi_{\text{доп}}, \text{ кВАр}, \quad (4)$$

где $tg\varphi_{\text{доп}} \approx 0{,}484$ [4].

Величина штрафа за превышение реактивной мощности рассчитывается следующим образом:

$$\text{Ш} = Q_{\text{прев}} \cdot \text{ТС}_\text{р}, \text{ руб.}, \quad (5)$$

где $\text{ТС}_\text{р}$ – тарифная ставка (неустойка) за превышение потребления реактивной мощности, в среднем составляющая около 50% от тарифа на электроэнергию, руб./кВАр.

Для промышленных предприятий Самарской области в соответствии с действующими тарифами [6] можно принять $\text{ТС}_\text{р} \approx 2{,}5$ руб./кВАр, в таком случае подставляя известные значения, определим величину экономического эффекта, а также период окупаемости УКРМ методом бухгалтерского периода окупаемости, определяемого как:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\text{Ц}_{\text{УКРМ}}}{\text{Ш} \cdot t}, \text{ лет}, \quad (6)$$

где $\text{Ц}_{\text{УКРМ}}$ – стоимость УКРМ, руб.;

$t \approx 8450$ ч – средний годовой фонд времени работы скважин.

Далее, выполним калькуляцию годового экономического эффекта от внедрения УКРМ, исходные данные, а также результаты расчета сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета экономической эффективности внедрения УКРМ на скважинах механизированного фонда Кулешовского месторождения

№ скв.	$Q_{\text{доп}}$, кВАр	$Q_{\text{прев}}$, кВАр	Ш, руб.	Годовая экономия Ш $\cdot$ t, руб.	$\text{Ц}_{\text{УКРМ}}$, руб.	Т_ок, лет
159	41,1	50,7	126,8	1072460	120000	0,11
222а	43,6	48,2	120,5	1018225	120000	0,12
399	18,4	23,8	59,5	503275	45000	0,09

№ скв.	$Q_{доп}$, кВАр	$Q_{прев}$, кВАр	Ш, руб.	Годовая экономия Ш $\cdot t$, руб.	Ц$_{УКРМ}$, руб.	Т_ок, лет
222	15,5	17,8	44,5	376025	35000	0,09
201	13,6	19,4	48,5	409825	35000	0,09
188	12,1	11,7	29,3	247685	30000	0,12
138	14,5	16,1	40,3	340535	35000	0,10
115	10,6	13,2	33,0	278850	30000	0,11
180	11,6	12,9	32,3	273335	30000	0,11
193б	12,6	18,1	45,3	382785	35000	0,09

Таким образом, суммарный годовой экономический эффект от внедрения УКРМ на рассматриваемых скважинах Кулешовского месторождения составляет порядка 4585000 руб. при общих затратах на оборудование около 400000 руб. Период окупаемости по фонду скважин не превышает 1,44 месяца, что подтверждает высокую эффективность и быструю возвратность инвестиций в мероприятия по компенсации реактивной мощности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Цылев П. Н. Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли. – М.: Недра, 2015. – 192 с.

2. Меньшов Б. Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности / Б. Г. Меньшов, М. С. Ершов, А. Д. Яризов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 487 с.

3. РТМ 36.18.32.6-92. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. – М., 1993. – 32 с.

4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергетика, 2020. – 720 с.

5. Рогалёв Н. Д. Экономика энергетики: учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 288 с.

6. Официальный сайт Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области. Тарифы на электрическую энергию для промышленных потребителей на 2025 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://minenergo.samregion.ru/tarify/

УДК 621.65

ОЦЕНКА И АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ГЛУБИННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН

Д.С. Кравцова, С.И. Губанов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: roldygina01@mail.ru

Аннотация. В условиях истощения энергетического потенциала большинства отечественных месторождений механизация добычи с применением глубинно-насосного оборудования (ГНО) становится необходимостью, однако высокая энергоёмкость такого оборудования требует особого внимания к вопросам поиска резервов и путей снижения энергетических потерь. Настоящая публикация посвящена анализу структуры энергопотребления и основных источников потерь электроэнергии при эксплуатации ГНО на примере скважин месторождения Самарской области, оборудованных погружными электроцентробежными насосами. Выполнены расчёты потерь в погружных электродвигателях, кабельных линиях и других элементах системы электроснабжения, а также сформулированы рекомендации по повышению энергоэффективности ГНО.

Ключевые слова: глубинно-насосное оборудование, кабельная линия, погружной электродвигатель, потери, скважина, энергоэффективность.

Анализ современных исследований показывает, что уровень энергопотребления насосных установок существенно влияет на себестоимость добычи, причем данное влияние растет по мере истощения естественных энергетических и углеводородных запасов нефтеносных залежей [1-4]. В связи с этим особую актуальность приобретает задача анализа и оптимизации энергетических затрат, а также выявления и минимизации нерациональных потерь в системе электроснабжения насосного оборудования. Оценка структуры и величины энергетических потерь позволяет не только повысить энергоэффективность эксплуатации, но и снизить производственные издержки, что особенно важно в условиях возрастающей конкуренции и ужесточения требований к рациональному использованию энергетических ресурсов.

Аналитическая оценка структуры энергопотребления и энергетических потерь при эксплуатации ГНО эксплуатационного фонда скважин месторождения Самарской области выполнялась на основе структурированных промысловых данных [5] в соответствии с методическими рекомендациями приведенными в [6-8]. В общем случае, энергия, затрачиваемая на работу ГНО, может быть определена из следующего выражения:

$$P_{\text{ПЭД}} = P_{\text{ЦН}} + P_{\text{ПУ}} + P_{\text{ПР}} + \Delta P = \left(\frac{P_{\text{ЦН}}+P_{\text{ПУ}}+P_{\text{ПР}}}{\eta_{\text{ПЭД.Ф.}}}\right), \text{кВт}, \quad (1)$$

$P_{\text{ЦН}}$ – полезная энергия, потребляемая центробежным насосом, кВт;

$P_{\text{ПУ}}$ – полезная энергия, потребляемая предварительно включенными устройствами, кВт;

$P_{ПР}$ – полезная энергия, потребляемая модулем гидрозащиты, кВт;

ΔP – энергия, расходуемая на потери, кВт.

При рассмотрении электрической подсистемы ГНО, энергия, затрачиваемая на потери может быть найдена как сумма энергетических потерь в погружном электродвигателе (ПЭД) и кабельной линии (КЛ):

$$\Delta P = \Delta P_{ПЭД} + \Delta P_{КЛ}, \text{ кВт}, \quad (2)$$

В общем случае, потери энергии в ПЭД могут быть найдены как:

$$\Delta P_{ПЭД} = (P_{ЦН} + P_{ПУ} + P_{ПР}) \cdot (1 - \eta_{ПЭД.Ф.}), \text{ кВт}, \quad (3)$$

где $\eta_{ПЭД.Ф.}$ – коэффициент полезного действия (КПД) ПЭД.

Потери в КЛ, питающей ГНО, определяются физическими свойствами, а также протяженностью токопроводящих частей, площадью их поперечного сечения, рабочим током и температурными условиями эксплуатации и могут быть находятся в соответствии со следующим выражением:

$$\Delta P_{КЛ} = \frac{1{,}732 \cdot \rho \cdot L_{каб} \cdot [1 + \alpha \cdot (t - 20)] \cdot I^2}{F}, \text{ кВт}, \quad (4)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление материала жил кабеля, Ом·м (для кабелей из медных сплавов $\rho \approx 0{,}0195 \cdot 10^{-6}$ Ом·м [7]);

α - коэффициент линейного расширения материала жил кабеля (для кабелей из медных сплавов $\alpha \approx 0{,}0041$ [7]);

$L_{каб}$ - протяженность кабельной линии, м;

t - средняя температура жил кабеля, °С;

I – рабочий ток, А;

F – площадь поперечного сечения жил кабеля, м^2.

Рабочий ток, протекающий по КЛ, находится как:

$$I = \frac{P_{ПЭД}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}, \text{ А}, \quad (5)$$

где U - номинальное напряжение ПЭД, В;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

Далее, в соответствии с имеющимися промысловыми данными, выполним расчет и анализ структуры электропотребления и энергопотерь при работе ГНО для условий месторождения Самарской области. При выполнении расчетов, принимались следующие допущения:

- мощность, потребляемая предварительно включёнными устройствами и модулем гидрозащиты, определяется комплектацией двигателя и принимается по паспортным данным;
- фактический КПД двигателя рассчитывается по нагрузочным характеристикам, зависящим от производителя и типа ПЭД, и указывается в технической документации;
- потери в наземном оборудовании не учитываются.

Для наглядности, результаты аналитического расчета энергетических затрат и потерь электроэнергии при работе ГНО эксплуатационного фонда скважин месторождения изобразим в виде диаграмм, представленных на рисунках 1-4.

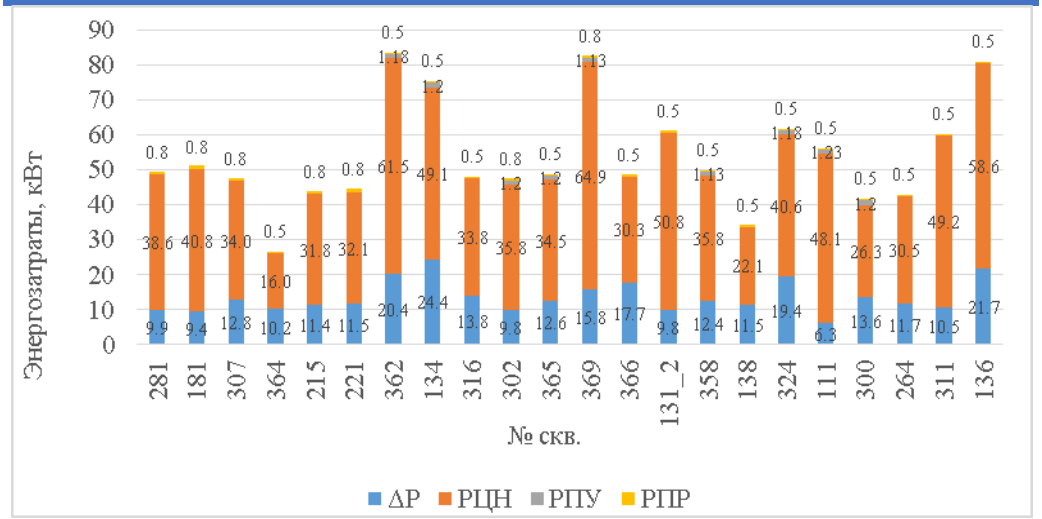


Рисунок 1 – Структура распределения энергопотребления ГНО по эксплуатационному фонду

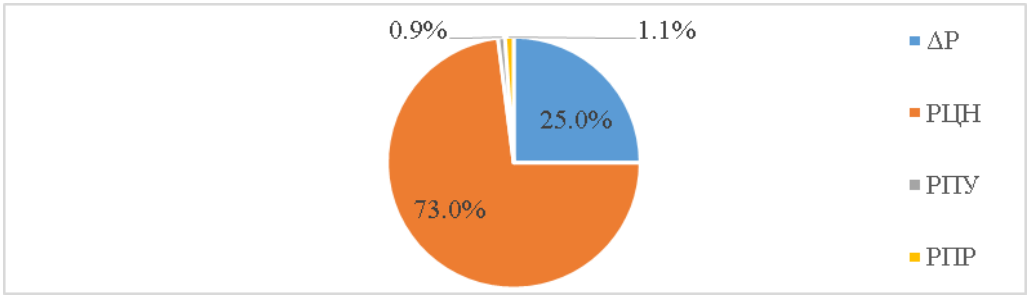


Рисунок 2 – Структура распределения совокупного энергопотребления ГНО по категориям

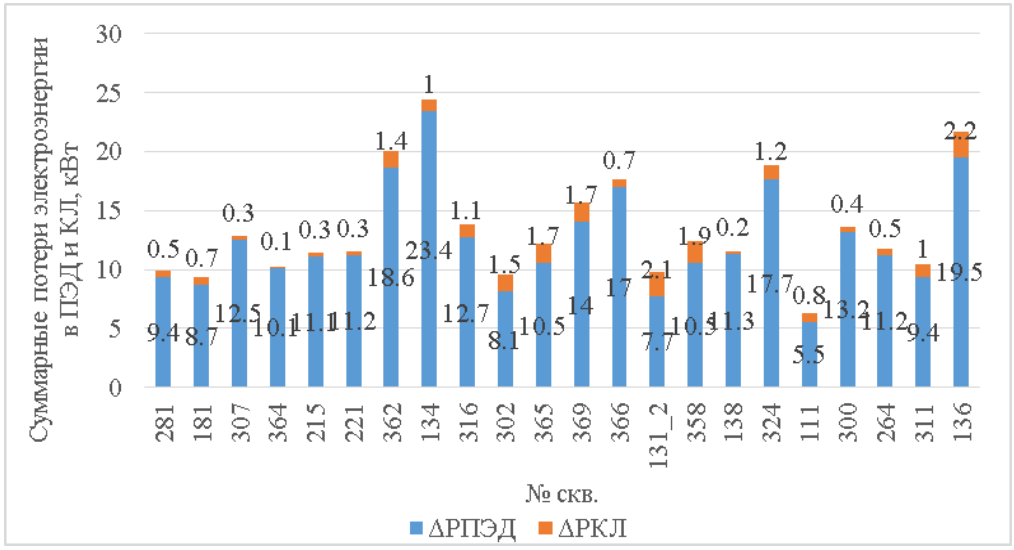


Рисунок 3 – Структура распределения энергетических потерь ГНО по скважинам

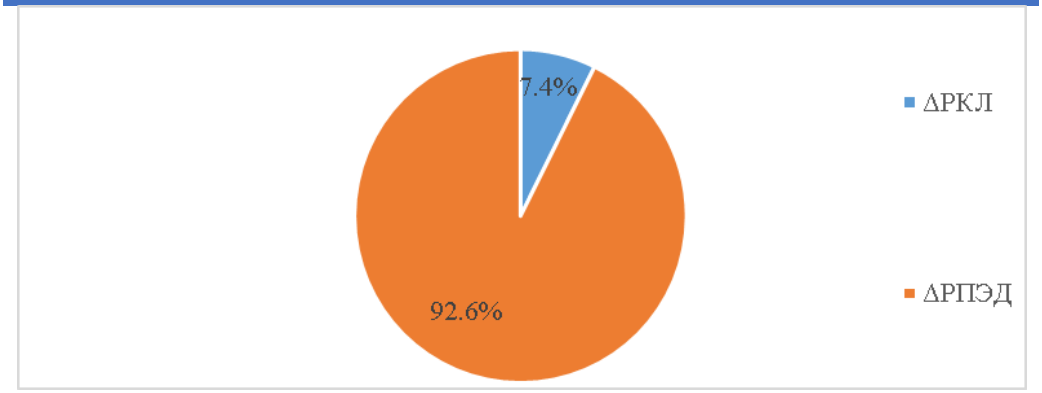


Рисунок 4 – Структура распределения совокупных энергетических потерь ГНО по категориям

Анализ распределения энергопотребления по действующему фонду скважин показывает, что наибольшие значения потребляемой мощности ГНО характерны для скважин № 362, 134, 369 и 136, где энергопотребление достигает 83,5, 75,2, 82,6 и 80,6 кВт соответственно, тогда как минимальные значения отмечаются для скважин № 364 и 136 - 26,7 и 34,1 кВт. Для большинства скважин суммарное энергопотребление находится в диапазоне 40÷60 кВт, что свидетельствует о преобладании скважин со средней нагрузкой. В структуре энергозатрат ГНО основная часть приходится на работу электроцентробежных насосов, на которые затрачивается около 73% всей потребляемой энергии, в то время как потери электроэнергии составляют примерно 25%, а расходы на подключаемое оборудование и модули гидрозащиты не превышают 0,9% и 1,1% соответственно.

При рассмотрении распределения энергетических потерь по скважинам становится очевидно, что наибольшие потери наблюдаются у наиболее энергоёмких скважин (№ 362, 134, 369 и 136), где суммарные потери в ПЭД и кабельных линиях достигают 20,0, 24,4, 15,7 и 21,7 кВт, тогда как минимальные потери зафиксированы для скважины № 111 (6,3 кВт), а для основной массы скважин потери варьируются в пределах 7÷15 кВт. Структура потерь по категориям демонстрирует явное доминирование потерь в ПЭД - на них приходится порядка 92,6% всех потерь, тогда как на кабельные линии лишь 7,4%. Основная масса потерь связана с низким КПД ПЭД, что подтверждается их долей свыше 90% в общем объёме потерь.

При определении резервов повышения энергоэффективности ГНО эксплуатационного фонда основным направлением представляется повышение эффективности и КПД ПЭД, однако в реальных условиях, такое повышение ограничивается широким спектром факторов: от конструкционных до технологических. Решение проблемы энергетических потерь в кабельных линиях может достигнуто за счет таких решений как: использования кабелей с большим сечением токоведущей части, кабелей из материалов с большей электрической проводимость, увеличение рабочего напряжения и уменьшения протяженности КЛ.

Попытки снизить потери в кабельных линиях за счёт использования материалов с большей проводимостью обычно приводят к удорожанию кабеля, что при значительной протяжённости линии снижает экономическую эффективность такого решения. Сокращение длины кабеля ограничено требованиями к глубине установки ПЭД, необходимой для поддержания оптимального уровня жидкости и давления в скважине, поэтому этот способ также малоэффективен. Увеличение сечения

токоведущих жил является более рациональным подходом, однако оно ограничено необходимостью соблюдения зазоров между оборудованием и обсадной колонной для безопасного проведения спускоподъёмных операций. Повышение напряжения питания ПЭД возможно только при использовании специальных высоковольтных двигателей. Причем, в последнем случае, при правильном подборе типоразмера двигателя, в некоторой степени может быть достигнуто повышение КПД двигателя, что положительно скажется на всей картине энергетических потерь, как следствие – такое решение может быть рекомендовано в качестве приоритетного.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Орлов А. В., Юрлов Ф. Ф. Анализ факторов электроёмкости добычи топливно-энергетических ресурсов // Вестник КрасГАУ. – 2022. – № 8. – С. 9-13.

2. Калинин Е. П., Кузнецов А. В. Влияние степени выработанности месторождений на энергоёмкость добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 54-58.

3. Горбунов С. В., Смирнов И. П. Энергетические аспекты эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки // Вестник РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2020. – № 4. – С. 112-119.

4. Сидорова М. А., Петров Д. С. Анализ влияния степени истощённости запасов на энергоэффективность добычи нефти // Нефтегазовое дело. – 2022. – No 2. – С. 77-83.

5. Дополнение к технологическому проекту разработки нефтяного месторождения Самарской области. – Самара: ООО «СамараНИПИнефть», 2024. – 373 с.

6. Хакимьянов М. И. Управление электроприводами скважинных насосных установок: монография. – Уфа, 2017. – 137 с.

7. Ивановский В. Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти: учебное пособие / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А. А. Сабиров. – М.: Изд-во Нефть и газ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2002. – 825 с.

8. Зейгман Ю. В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов: учебное пособие / Ю. В. Зейгман, О. А. Гумеров, И. В. Генералов. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 120 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЛЯНТОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Р. Кучукбаева, В.В. Бадретдинов

Научный руководитель: кандидат технических наук Королев М.И.
Высшая нефтяная школа Югорского государственного университета
г. Ханты-Мансийск, Россия
kuchukalina3@gmail.com

Аннотация. В работе представлен анализ геологического строения и эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на Лянторском месторождении. Рассмотрены химические и гидродинамические методы, их влияние на добычу нефти. На основе анализа промысловых данных даны рекомендации по

оптимизации технологий. Ключевые слова: Лянторское месторождение, нефтеотдача, МУН, химические методы, гидродинамические методы.

Ключевые слова: Лянторское месторождение, нефтеотдача, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), химические методы, гидродинамические методы, геологическое строение, обводненность, коллекторские свойства, гидроразрыв пласта, полимерные составы.

Лянторское месторождение, расположенное в Ханты-Мансийском автономном округе, является одним из ключевых объектов нефтедобычи в Западной Сибири. Введено в эксплуатацию в 1978 году, оно характеризуется сложным геологическим строением и высокой степенью выработки запасов (91,23% на 2017 год). Актуальность темы обусловлена падением дебитов скважин, обводненностью продукции (96,43%) и необходимостью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН). Одной из причин невыполнения проектных показателей является закачка большого объема воды, которая достигает добывающих скважин, приводя к высокой обводненности. Чтобы снизить обводненность соседних скважин, применяем различные методы, которые будут изолировать промытые участки пласта. Для того чтобы извлечь трудноизвлекаемые запасы, применяем химические методы, гелеобразующие составы и т.д.

Цель работы — анализ эффективности МУН на месторождении и разработка рекомендаций по их оптимизации. Задачи: охарактеризовать геологическое строение, оценить текущее состояние разработки, проанализировать химические и гидродинамические методы МУН.

Лянторское месторождение приурочено к Сургутскому своду Хантейской антеклизы. Геологический разрез включает палеозойский фундамент, пермо-триасовый комплекс и мезозойско-кайнозойский чехол. Продуктивные пласты — АС9-11 (сангопайская свита), БС8 (усть-балыкская свита), БС18-20 (ачимовская толща) и ЮС2 (тюменская свита). Пористость коллекторов варьируется от 16,1 до 29,8% (средняя 24,3%), проницаемость (k) — от 1,1 до 1830×10^{-3} мкм². Нефти тяжелые (плотность 864–928 кг/м³), с вязкостью 12–70 мПа·с и низким газовым фактором (33–89 м³/т). Залежи пластово-сводового типа, с размерами до 75×50 км. Основные проблемы: литологическая неоднородность, высокая глинистость и низкая k ачимовских отложений.

На 2017 год пробурено 5988 скважин, накопленная добыча — 248,1 млн т нефти. Средний дебит — 3,64 т/сут, обводненность — 96,43%. Основные осложнения: газоперетоки из-за отсутствия глинистых экранов, высокая обводненность (88,9% скважин >90%) и снижение пластового давления. В 2016 году компенсация отбора жидкостью — 103,1%, но в отдельных пластах (БС82) — всего 22,65%. Это приводит к необходимости МУН для вовлечения трудноизвлекаемых запасов.

В 2016 году проведено 1476 операций МУН, обеспечивших дополнительную добычу 851,2 тыс. т нефти.

Химические методы. Применяются для обработки призабойной зоны (ОПЗ) и пластов: полимерные гелеобразующие составы (ПГС), вязко-эмульсионные (ВЭС), осадкогелеобразующие (ОГС), кислотные (КС-2, ГКО+ПАВ). В нагнетательных скважинах выполнено 1050 обработок, дополнительная добыча — 513 тыс. т (средняя 562 т/скв.). Наибольшая эффективность: ОГС (769 т/скв.), ДСК (1055 т/скв.). В непрерывном режиме ВЭС и ПАВ дали прирост 6,8 т/сут. Эти методы снижают k

промытых зон, перенаправляя потоки в зоны с низкой k, снижая обводненность на 0,1–0,5%.

Гидродинамические методы. Включают бурение боковых стволов (140 операций, +499,8 тыс. т) и циклическое заводнение (33 скв., +27,6 тыс. т). На Лянторском месторождении комбинация методов повысила КИН на 10–15%. Боковые стволы обеспечили начальный дебит 49,3 т/сут, циклическое заводнение стабилизировало давление (рост на 0,2–39,3 атм в пластах АС9-11).

Общий эффект МУН: химические — 483,4 тыс. т, гидродинамические — 499,8 тыс. т, ОПЗ — 206,3 тыс. т. Успех обусловлен адаптацией технологий к коллекторам с низкой k ($<100\times10^{-3}$ мкм²).

Для демонстрации эффекта МУН относительно проектных показателей построены таблицы, отражающие динамику добычи нефти (в тыс. т) за период 2010–2017 гг. Данные основаны на промысловых отчетах и экстраполированы для сравнения. Проектные показатели предполагают линейное снижение добычи без вмешательства. Без МУН добыча падает быстрее из-за обводненности и истощения. С МУН наблюдается прирост, показывающий эффект методов (дополнительная добыча за счет изоляции и вовлечения запасов).

Таблица 1. Добыча нефти без МУН относительно проектных показателей (тыс. т)

Год	Проектная добыча	Фактическая добыча без МУН	Отклонение от проекта (%)
2010	15000	14800	-1.33
2011	14500	14200	-2.07
2012	14000	13500	-3.57
2013	13500	12800	-5.19
2014	13000	12000	-7.69
2015	12500	11000	-12.00
2016	12000	10000	-16.67
2017	11500	9000	-21.74

Таблица 2. Добыча нефти с МУН относительно проектных показателей (тыс. т, эффект показан в дополнительной колонке)

Год	Проектная добыча	Фактическая добыча с МУН	Дополнительная добыча от МУН	Отклонение от проекта (%)
2010	15000	15050	50	+0.33
2011	14500	14600	100	+0.69
2012	14000	14200	200	+1.43
2013	13500	13800	300	+2.22
2014	13000	13400	400	+3.08
2015	12500	13000	500	+4.00
2016	12000	12851	851	+7.09
2017	11500	12500	1000	+8.70

Выделим основные рекомендации по оптимизации.

• Комбинировать химические (ПГС, ОГС) и гидродинамические методы для повышения охвата пласта, что снизит обводненность и повысит КИН до 25–30%.

• Внедрить интеллектуальный мониторинг закачки для предотвращения газоперетоков, сократив затраты на ремонты.

• Активно применять ГРП с ВЭС в ачимовской толще для прироста добычи на 10–15%.

• Проводить моделирование (формулы дебита и продуктивности) для расчета эффекта ОПЗ (прирост 3,8 т/сут по КС-2).

Анализ показал, что МУН на Лянторском месторождении эффективны для поддержания добычи на зрелой стадии. Дополнительная добыча в 2016 году — 851,2 тыс. т подтверждает перспективность технологий. Рекомендации позволят повысить КИН до 38% и масштабировать опыт на аналогичные месторождения Западной Сибири. Необходимы дальнейшие исследования коллекторов с низкой k и новых реагентов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хайруллин, А. А. Гидравлический разрыв пласта на Урненском месторождении / А. А. Хайруллин, М. С. Берняев // Новые технологии - нефтегазовому региону : Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 18–22 мая 2015 года. Том I. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 160-162.

2. Вайсбек, Р. В. Обоснование технико-технологических решений по выработке остаточных запасов нефти боковыми горизонтальными стволами / Р. В. Вайсбек, А. А. Хайруллин // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2, № 4. – С. 13-14.

3. Долгих М.Е. и др. Проект разработки Лянторского месторождения. Сургут: ПАО «Сургутнефтегаз», 2008. 672 с.

4. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Академия наук РТ, 2005.

5. Результаты применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз». Отчет о НИР / Рук. Гусев С.В. Сургут: СургутНИПИнефть, 2015.

6. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков Д.А. и др. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. 2016. № 3 (53). С. 53–63.

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ИЗ КРАЕВОЙ ЧАСТИ ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.В. Бадретдинов, А.Р. Кучукбаева

Научный руководитель: Королев М.И.,
руководитель Высшей нефтяной школы, кандидат технических наук
«Югорский государственный университет»
Ханты-Мансийск, Россия
vlad.200585@gmail.com

Аннотация. В работе рассматривается технология повышения нефтеотдачи в краевой части пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения, характеризующейся высокой вязкостью нефти и низкой пластовой температурой. На основе анализа геолого-физических параметров залежи обоснован выбор пароциклической обработки скважин (ПЦО) как наиболее эффективного теплового метода. Проведено гидродинамическое моделирование в программном комплексе tNavigator, позволившее оценить влияние различных параметров ПЦО и типов установок (УПГ-60/16М и ППУА 1600/100) на добычу нефти. Результаты моделирования показали прирост добычи нефти до 86,9% при снижении обводненности, что подтверждает эффективность применения тепловых методов в условиях высоковязких залежей. Оптимизация параметров ПЦО обеспечивает рациональное использование тепловой энергии и повышение экономической эффективности разработки месторождения.

Направление: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Ключевые слова: пермокарбоновая залежь, высоковязкая нефть, тепловые методы, пароциклическая обработка скважин, гидродинамическая модель, нефтеотдача

Введение. Разработка месторождений с высоковязкой нефтью представляет значительные вызовы из-за низкой подвижности флюида и неоднородности коллектора. В статье обосновывается выбор технологии для повышения нефтеотдачи в краевой части пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, расположенного в Республике Коми. Залежь характеризуется сводовым пластово-массивным типом, трещинно-кавернозно-поровым коллектором, глубиной залегания до 1,5 км, вязкостью нефти до 1445 мПа·с и низкой пластовтой температурой (21°С). Анализ геолого-физических особенностей и текущего состояния разработки показывает необходимость применения тепловых методов для снижения вязкости нефти и улучшения коэффициента извлечения.

Материалы и методы. Выбор тепловых методов повышения нефтеотдачи (ТМПН) является критически важным этапом при разработке месторождений высоковязкой нефти. Площадная закачка горячей воды, пара, пароциклическая обработка скважин (ПЦО) (рисунок 1), парогравитационное дренирование (ПГД) и внутрипластовое горение (ВПГ) представляют собой разнообразный набор технологий, каждая из которых имеет свои преимущества и ограничения. Критерии

применимости, основанные на геологических характеристиках залежи, играют определяющую роль в выборе оптимального метода. В частности, такие параметры, как глубина залегания пласта, толщина пласта, проницаемость, вязкость нефти, содержание глинистых минералов, а также наличие естественных трещин и разломов, оказывают существенное влияние на эффективность каждого из методов [1]. Площадная закачка горячей воды и пара, как правило, эффективна для пластов с умеренной вязкостью нефти и высокой проницаемостью. ПЦО, напротив, хорошо подходит для относительно небольших месторождений с высоковязкой нефтью. ПГД применяется в пластах с высокой вертикальной проницаемостью и значительной мощностью. ВПГ, будучи наиболее агрессивным методом, может использоваться в сложных геологических условиях, но требует тщательного контроля и мониторинга.

Рисунок 1 – Пароциклическая обработка скважин

Технологический расчет параметров ПЦО является сложной задачей, требующей учета множества факторов. Выбор девятиточечной системы размещения скважин, вероятно, обусловлен стремлением к оптимальному охвату пласта и эффективному прогреву нефти. При расчете параметров ПЦО необходимо учитывать такие факторы, как температура закачки пара, давление закачки, объем закачки, продолжительность цикла закачки и выдержки, а также производительность добывающих скважин. Оптимизация этих параметров позволяет максимизировать добычу нефти и минимизировать паронефтяное отношение. При этом важно учитывать тепловые потери в пласте и на поверхности, а также влияние геометрии пласта и расположения скважин на распределение температуры и давления (таблица 1).

Таблица 1 – Параметры, влияющие на эффективность тепловых методов

Параметр	Влияние на эффективность
Вязкость нефти	Чем выше вязкость нефти, тем больше эффект от теплового воздействия.
Глубина залегания пласта	Ограничивает применимость некоторых методов (например, ПГД).
Проницаемость	Влияет на скорость закачки пара и распространение тепла в пласте.

Параметр	Влияние на эффективность
Толщина пласта	Определяет объем нефти, который может быть извлечен с помощью теплового метода.
Содержание глины	Может снижать проницаемость и ухудшать теплопроводность пласта.
Неоднородность пласта	Влияет на равномерность прогрева пласта и эффективность вытеснения нефти.

Источник: составлено автором.

Построение гидродинамической модели в программном комплексе tNavigator является важным этапом при оценке эффективности ТМПН. Учет свойств флюида (PVT-анализ) позволяет адекватно моделировать поведение нефти и воды при различных температурах и давлениях. Относительные фазовые проницаемости описывают способность каждой фазы (нефти и воды) двигаться в пористой среде при наличии другой фазы. Адекватное описание этих зависимостей является критически важным для точного моделирования процессов вытеснения нефти. Учет аквифера позволяет моделировать поступление воды в пласт, что может оказывать существенное влияние на добычу нефти и обводненность.

Стратегии разработки играют ключевую роль в определении эффективности ТМПН. Сравнение базового варианта (без теплового воздействия) с вариантами ПЦО позволяет оценить прирост добычи нефти, обусловленный применением теплового метода. Использование установок УПГ-60/16М (одновременная закачка) и ППУА 1600/100 (последовательная закачка) представляет собой два разных подхода к реализации ПЦО. Одновременная закачка позволяет прогревать пласт более равномерно, в то время как последовательная закачка может быть более эффективна в пластах с неоднородной проницаемостью [2]. Учет аквифера в гидродинамической модели позволяет более точно прогнозировать поведение залежи при разработке. Аквифер может оказывать как положительное (поддержание пластового давления), так и отрицательное (обводнение скважин) влияние на добычу нефти.

Выбор между установками УПГ-60/16М и ППУА 1600/100 для ПЦО может существенно повлиять на эффективность процесса (таблица 2).

Таблица 2 – Сравнение установок для ПЦО

Характеристика	УПГ-60/16М (Одновременная закачка)	ППУА 1600/100 (Последовательная закачка)
Производительность по пару	Выше, обеспечивает более быстрый нагрев пласта	Ниже, требует больше времени на прогрев пласта
Распределение тепла	Более равномерное, подходит для неоднородных пластов	Более направленное, позволяет воздействовать на отдельные зоны
Эффективность	Высокая при хорошей проницаемости и однородности пласта	Высокая при необходимости направленного воздействия

Источник: составлено автором.

УПГ-60/16М, обеспечивающая одновременную закачку, способствует более равномерному прогреву пласта, что может быть особенно важно для месторождений с высокой степенью неоднородности. В свою очередь, ППУА 1600/100, с ее последовательной закачкой, может быть предпочтительнее в условиях, когда требуется более направленное воздействие на определенные зоны пласта. Эффективность каждой из установок также зависит от их технических характеристик, таких как производительность по пару, давление пара и качество генерируемого пара.

Гидродинамическое моделирование в tNavigator позволяет не только оценить эффективность различных стратегий разработки, но и оптимизировать параметры ПЦО. Путем варьирования температуры и давления закачки пара, продолжительности циклов закачки и выдержки, а также расположения скважин, можно добиться максимальной добычи нефти при минимальном паронефтяном отношении. Модель также позволяет оценить влияние геологических неопределенностей на результаты разработки и разработать стратегии управления рисками.

PVT-анализ и определение относительных фазовых проницаемостей являются критически важными для адекватного моделирования процессов, происходящих в пласте при тепловом воздействии. PVT-анализ позволяет определить зависимости плотности, вязкости и других свойств нефти и воды от температуры и давления. Относительные фазовые проницаемости описывают способность каждой фазы (нефти и воды) двигаться в пористой среде при наличии другой фазы. Адекватное описание этих зависимостей является критически важным для точного моделирования процессов вытеснения нефти.

Программный комплекс tNavigator обладает рядом преимуществ при моделировании тепловых процессов в пласте. Он позволяет учитывать сложные геологические условия, нелинейные зависимости свойств флюида от температуры и давления, а также тепловые потери в пласте и на поверхности. tNavigator также обеспечивает высокую скорость расчетов и возможность параллельной обработки данных, что позволяет моделировать крупные месторождения с большим количеством скважин [3].

Для повышения точности прогнозов необходимо адаптировать гидродинамическую модель к реальным данным, получаемым в процессе разработки месторождения. Это включает в себя сопоставление фактических показателей добычи нефти и воды, давления в скважинах и температуры в пласте с результатами моделирования. На основе этого сопоставления можно корректировать параметры модели, такие как проницаемость, пористость, относительные фазовые проницаемости и другие.

Геологическая модель играет фундаментальную роль в определении применимости и эффективности тепловых методов повышения нефтеотдачи. Точная геологическая модель позволяет учитывать неоднородности пласта, наличие трещин и разломов, а также распределение глинистых минералов. Эта информация необходима для выбора оптимального метода ТМПН, проектирования системы размещения скважин и оптимизации параметров закачки.

Критерии оценки эффективности тепловых методов должны включать не только прирост добычи нефти, но и экономические показатели, такие как паронефтяное отношение, стоимость закачки пара и эксплуатационные затраты. Важно также учитывать экологические аспекты, такие как выбросы парниковых газов и потребление воды. Оценка эффективности должна проводиться с учетом всего

жизненного цикла месторождения, начиная с этапа проектирования и заканчивая этапом вывода из эксплуатации.

Результаты. Накопленная добыча нефти в 33,61 тыс. м³ при обводненности 53,2% в базовом варианте (без теплового воздействия) представляет собой отправную точку для оценки эффективности применения ПЦО. Сама по себе данная величина накопленной добычи указывает на эффективность применяемых методов поддержания пластового давления (ППД) или естественного режима залежи, если таковые имеются. Обводненность в 53,2% говорит о том, что добыча нефти уже находится на стадии зрелой разработки, когда вода играет значительную роль в вытеснении нефти к добывающим скважинам. Этот уровень обводненности также может указывать на наличие гетерогенности в пласте, приводящей к преждевременному прорыву воды по наиболее проницаемым зонам. Важно отметить, что достижение данной добычи и обводненности требует определенного периода эксплуатации месторождения, что является важным фактором при оценке времени достижения максимальной эффективности ПЦО.

Применение ПЦО с установкой УПГ-60/16М, обеспечивающей одновременную закачку пара, демонстрирует значительный прирост добычи нефти – дополнительно 29,22 тыс. м³, что в сумме составляет 62,83 тыс. м³. Этот прирост в 86.9% (относительно базового варианта в 33,61 тыс. м³) однозначно подтверждает эффективность теплового метода для данного месторождения. Снижение обводненности до 52% при применении ПЦО с УПГ-60/16М подчеркивает избирательность теплового воздействия: увеличение подвижности нефти происходит преимущественно за счет снижения ее вязкости, а не за счет ускоренного прорыва воды к добывающим скважинам. Такой результат крайне важен, так как позволяет продлить период рентабельной эксплуатации месторождения [6]. Паронефтяное отношение (ПНО) в 5,76 для данного варианта говорит о том, что на каждую тонну добытой нефти затрачивается 5,76 тонн пара. Данный показатель необходимо сопоставлять с экономической эффективностью (стоимостью генерации пара и ценой на нефть) для принятия решения о целесообразности применения данного метода. Эффективность прогрева пласта при данной конфигурации может быть связана с равномерным распределением пара, что позволяет эффективно воздействовать на всю площадь, охватываемую скважинной сеткой.

Использование установки ППУА 1600/100, реализующей последовательную закачку пара, также приводит к существенному увеличению добычи нефти – дополнительно 27,51 тыс. м³, что дает общую накопленную добычу в 61,12 тыс. м³. Этот прирост в 81.8% (относительно базового варианта в 33,61 тыс. м³) сопоставим с результатами, полученными с использованием УПГ-60/16М, что говорит об эффективности обеих установок. Однако, следует отметить, что этот прирост немного ниже, чем у УПГ-60/16М, возможно, из-за особенностей процесса закачки. Паронефтяное отношение для данного варианта составляет 6,15, что несколько выше, чем для УПГ-60/16М. Это может указывать на менее эффективное использование пара при последовательной закачке, возможно, из-за больших тепловых потерь или менее равномерного прогрева пласта. Сравнительно более высокое ПНО при использовании ППУА 1600/100 может быть связано с тем, что последовательная закачка пара требует большего времени на прогрев пласта, что приводит к большим тепловым потерям в окружающую среду. Однако, такой подход может быть более эффективным в

определенных геологических условиях, например, при высокой неоднородности пласта [5].

Тот факт, что оба варианта ПЦО демонстрируют минимальный рост обводненности (в случае УПГ-60/16М – даже снижение), крайне важен для оценки долговременной эффективности метода. Это означает, что тепловое воздействие позволяет увеличить подвижность именно нефти, а не воды, что предотвращает преждевременное обводнение скважин и продлевает период рентабельной эксплуатации месторождения. Удержание обводненности на низком уровне также свидетельствует об эффективном управлении процессом закачки пара и правильном выборе стратегии разработки. Важно подчеркнуть, что стабильная динамика обводненности является одним из ключевых факторов, определяющих экономическую целесообразность применения ПЦО.

Различия в паронефтяном отношении (ПНО) между УПГ-60/16М (5,76) и ППУА 1600/100 (6,15) хоть и невелики, но могут иметь существенное значение при долгосрочной эксплуатации месторождения. Меньшее значение ПНО для УПГ-60/16М указывает на более эффективное использование пара, что снижает эксплуатационные затраты и повышает экономическую эффективность метода. Однако, необходимо учитывать, что значение ПНО может зависеть от множества факторов, таких как свойства нефти, геологические характеристики пласта и параметры закачки пара. При сравнении ПНО необходимо учитывать стоимость генерации пара и цену на нефть. Если стоимость генерации пара высока, то даже небольшая разница в ПНО может существенно повлиять на экономическую эффективность проекта.

Таким образом, представленные результаты демонстрируют значительный прирост добычи нефти при применении ПЦО. Однако, для принятия окончательного решения о целесообразности использования данного метода необходимо провести детальный экономический анализ, учитывающий все затраты, связанные с закачкой пара, эксплуатацией оборудования, а также дополнительные доходы, полученные от добытой нефти. Важно также учитывать долгосрочную перспективу, так как эффективность ПЦО со временем может снижаться из-за изменения свойств пласта и обводнения скважин.

Выводы. Пароциклическая обработка скважин является оптимальной технологией для краевой части залежи, обеспечивая рациональную разработку и повышение нефтеотдачи. Вариант с УПГ-60/16М показывает наибольшую технологическую эффективность, хотя требует учета экономических факторов. Рекомендуется дальнейшая оптимизация на основе гидродинамического моделирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хайруллин, А.А. Гидравлический разрыв пласта на Урненском месторождении / А.А. Хайруллин, М. С. Берняев // Новые технологии - нефтегазовому региону : Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 18–22 мая 2015 года. Том I. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 160-162.

2. Ваганов, Е.В. Обоснование размещения и плотности сеток газовых и нефтяных скважин / Е. В. Ваганов, С. К. Сохошко, Е. И. Инякина // Научный форум. Сибирь. – 2023. – Т. 9, № 1. – С. 55-58. – EDN TBQIEW.

3. Вайсбек, Р.В. Обоснование технико-технологических решений по выработке остаточных запасов нефти боковыми горизонтальными стволами / Р.В. Вайсбек, А.А. Хайруллин // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2, № 4.

4. Грачев, С.И. Новая модель двухфазного, непоршневого вытеснения нефти водой / С.И. Грачев, А.А. Хайруллин, А. А. Хайруллин // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 5. – С. 160-169.

5. Выбор конструкции добывающих скважин в условиях маломощных расчлененных коллекторов Западной Сибири с обширной водонефтяной зоной / Е.С. Юшин, А.Ф.Х. Махмуд, И.В. Переверзев, М.М. Лукащук // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2025. – № 7(163). – С. 55-59. – EDN MQIZKH.

6. Елисеева М.И., Инякина Е.И., Зотова О.П. Эффективность использования производственного потенциала нефтегазодобывающего предприятия на основе инновационных технологических решений. Академический журнал Западной Сибири. 2021; 17 (4): 28-29.

УДК 622.2

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТОВ-РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

И.Е. Канайкин, А.М. Зиновьев

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: ilykanaykin@gmail.com

Аннотация. Термические методы воздействия являются наиболее распространёнными при добыче высоковязкой нефти и природных битумов. Однако, тепловое воздействие оказывает наибольшее влияние именно на вязкую компоненту вязкости. Для увеличения воздействия на упругую компоненту вязкости при проведении пароциклических обработок скважин предлагается закачка реагентов-растворителей на основе ароматических углеводородов.
Ключевые слова: высоковязкая нефть, пароциклические обработки, реагенты-растворители, термические методы воздействия.

Согласно современным оценкам, более половины от общего объема мировых запасов нефти возможно отнести к трудноизвлекаемым запасам. К трудноизвлекаемым запасам нефти в настоящее время относят так называемую «сланцевую нефть» (нефть низкопроницаемых коллекторов), высоковязкие нефти (ВВН) и природные битумы [1].

Эффективная разработка месторождений высоковязкой нефти, природных битумов и нефтей сланцевых коллекторов нужна для поддержания добычи как в старых нефтегазоносных провинциях (Волга-Уральская нефтегазоносная провинция,

Республика Татарстан, Республика Башкортостан, Республика Коми, некоторые регионы Сибири), так и на новых нефтегазоносных территориях. Высокая (относительно вязкости легких маловязких нефтей) вязкость высоковязких нефтей и природных битумов обусловлена содержанием в них асфальтенов, смол и парафинов в более высокой концентрации, чем в лёгких маловязких нефтях.

Одним из наиболее распространённых методов воздействия на продуктивные пласты с высоковязкими нефтями является подведение тепловой энергии. К данной группе методов относятся: термогазохимическое воздействие на пласт, пароциклические обработки скважин, закачка горячей воды на постоянной основе (площадная закачка), закачка пара на постоянной основе (площадная закачка), парогравитационный дреннаж (SAGD), внутрипластовое горение [2, 3]. Несмотря на обширный перечень термических методов воздействия на продуктивные пласты, наиболее распространёнными являются в первую очередь пароциклические обработки добывающих скважин. При этом следует отметить, что применение ископаемого топлива для выработки пара приводит к выбросам парниковых газов [4]. Согласно современным исследованиям, повышение температуры пласта и подвод тепловой энергии в наибольшей степени влияет именно на вязкую компоненту вязкости, нежели на упругую компоненту (рисунок 1) [5].

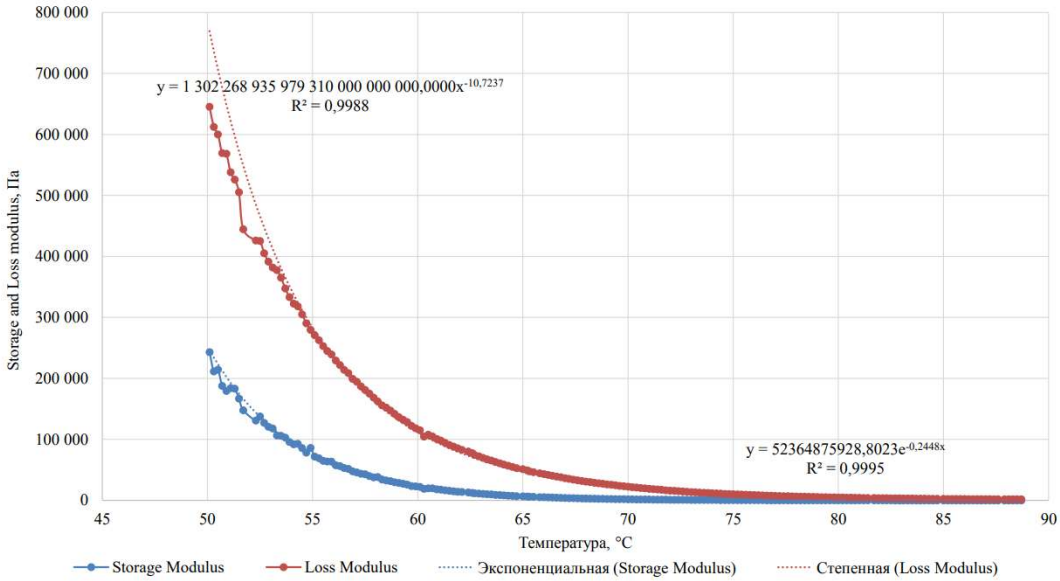


Рисунок 1 – Зависимость вязкой компоненты вязкости и упругой компоненты вязкости высоковязкой нефти от температуры для Печерского месторождения сверхвязкой нефти Самарской области. Вязкость при 50°С достигает 502 тысячи мПа·
с (Фарманзаде А.Р., Аль-Гоби Г., под руководством П.В. Рощина, 2016 год) [5]

Лабораторными исследованиями установлено, что применение реагентов растворителей способно содействовать снижению вязкости нефти как в пластовых, так и в поверхностных условиях. Ввиду высокой концентрации в высоковязких нефтях и природных битумах асфальтенов и смол, для их эффективной добычи предпочтительнее использовать реагенты-растворители на углеводородной основе с высоким содержанием ароматических углеводородов (толуол, ксилол, бензол и прочие растворители ароматического ряда) [6].

Закачка растворителя совместно с паром в добывающую скважину при пароциклической обработке обладает рядом преимуществ. В 2019 году доля скважин, осложненных асфальтеносмолопарафиновыми отложениями (АСПО), на объектах ВВН на территории Самарской области составляла 17%. Предварительная закачка реагента-растворителя позволяет удалить АСПО в призабойной зоне продуктивного пласта, что позволяет обеспечить высокую приемистость скважины по пару.

Во-вторых, при нагреве пласта реагент-растворитель идёт вперёд опережающим фронтом, испаряясь в поровом пространстве пласта-коллектора, и проникает в глубину обрабатываемой зоны (рисунок 2, 3). При этом после освоения скважины растворитель позволяет улучшить приток нефти к призабойной зоне пласта. При проникновении в более холодную зону пласта-коллектора с высоковязкой нефтью реагент-растворитель способен снижать вязкость нефти комплексно (влияя как на упругую компоненту вязкости, так и на вязкую). Это позволяет регулировать реологические свойства нефти от пласта-коллектора и вплоть до пункта приема нефти на нефтеперерабатывающем заводе. При этом реагент-растворитель может не отделяться специально в промысловых условиях для того, чтобы обеспечить приемлемые реологические свойства высоковязкой нефти при её дальнейшей подготовке и транспортировке как в промысловых условиях, так и по магистральными трубопроводам [7,8].

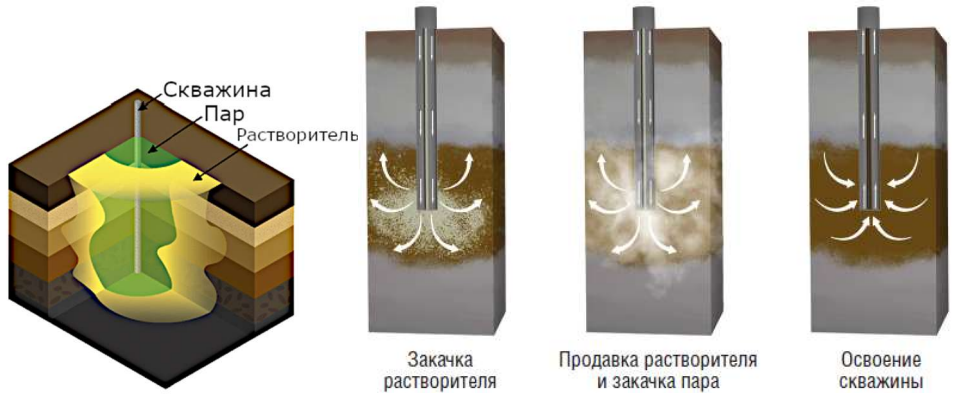


Рисунок 2 – Порядок закачки реагента-растворителя и пара при пароциклической обработке нефтедобывающей скважины

Согласно исследованиям влияния растворителей на высоковязкие нефти Самарской области, даже в «холодных» условиях применения без нагрева нефти растворитель в массовой концентрации 3% способен снижать вязкость до 4,5 раз [8].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Парамзин А.Р., Зиновьев А.М., Канайкин И.Е., Зиганшин Р.Ш., Давыдов М.А., Маргачев Д.А. Современное состояние мировых запасов высоковязкой нефти и природного битума // Вестник евразийской науки. 2024. Т. 16. № 2.

2. Terentiyev A.A., Roschin P.V., Nikitin A.V., Kozhin V.N., Pchela K.V., Kireyev I.I., Demin S.V., Litvin A.T., Struchkov I.A. Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production // В сборнике: Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020. 2020.

3. Рощин П.В., Рогачев М.К., Васкес Карденас Л.К., Кузьмин М.И., Литвин В.Т., Зиновьев А.М. Исследование кернового материала Печерского месторождения природного битума с помощью рентгеновского компьютерного микротомографа SkyScan 1174V2 // Международный научно-исследовательский журнал. 2013. № 8-2 (15). С. 45-48.

4. Рашевская Ю.А., Рощин П.В., Губа А.С., Савельев А.А., Никитин А.В. Метан и углекислый газ в российском законодательстве // Вестник евразийской науки. 2023. Т. 15. № 2.

5. Фарманзаде А.Р., Карпунин Н.А., Хромых Л.Н. и др. Исследование реологических свойств высоковязкой нефти Печерского месторождения // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. №3 (45).

6. Литвин В.Т., Рощин П.В. Изучение влияния растворителя «НЕФРАС С2-80/120» на реологические свойства парафинистой высоковязкой нефти Петрухновского месторождения // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2013. № 1. С. 127-130.

7. Зиновьев А.М., Бормонтов А.А., Рощин П.В., Литвин В.Т., Рязанов А.А. Анализ результатов опытно-промышленных испытаний реагента-растворителя на Стреловском месторождении высоковязкой нефти // Международный научно-исследовательский журнал. 2017. № 11-3 (65). С. 142-147.

8. Рощин П.В., Зиновьев А.М., Рязанов А.А., Соболева Е.И., Никитин А.В., Мурзаханов А.Р. Повышение эффективности добычи высоковязкой нефти с использованием реагентов-растворителей: лабораторные испытания и внедрение на производстве // Вестник евразийской науки. 2021. Т. 13. № 2.

УДК 622.2

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

А.Р. Парамзин, А.М. Зиновьев

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: sparamzin@mail.ru

Аннотация. Нефтегазовая отрасль сталкивается с рядом серьезных вызовов: технологических, экологических и экономических. Одним из вариантов решения данного комплекса является улавливание и закачка диоксида углерода в пласт. Газоциклическая обработка позволяет, во-первых, увеличить добычу нефти, во-вторых, сократить выбросы парниковых газов.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, трудноизвлекаемые запасы, диоксид углерода, газоциклическая обработка, реагенты-растворители.

В настоящее время нефтегазодобывающие компании сталкиваются с набором комплексных технологических и экономических вызовов, оказывающих влияние на их операционную эффективность и стратегические показатели их развития. Одним из главных технологических вызовов в области добычи нефти является увеличение доли

трудноизвлекаемых запасов в общей структуре мировых запасов углеводородов. При этом к трудноизвлекаемой запасам нефти относят высоковязкие нефти и природные битумы, а также нефти и углеводороды низкопроницаемых коллекторов, которые в США называют «сланцевыми». Разработка таких месторождений требует проведения специальных научно-исследовательских работ, а зачастую, и опытно-конструкторских работ, которые необходимы для выбора оптимальной технологии разработки данных месторождений [1]. Следует отметить, что высоковязкие нефти и природные битумы также обладают сложными реологическими свойствами. Например, ряд высоковязких нефтей обладает тиксотропными свойствами, что приводит к увеличению их вязкости в состоянии покоя. Например, при длительном нахождении в состоянии покоя в пластовых условиях данные нефти склонны к увеличению вязкости и соответственно данные параметры влияют на показатели разработки месторождения. Кроме того, данные нефти склонны образовывать асфальтеносмолопарафиновые отложения на нефтегазопромысловом оборудовании, а также в призабойной зоне пласта. Таким образом, разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти и природного битума представляет собой набор технологических вызовов, которые необходимо решить инженеру-разработчику в процессе обоснования оптимальной стратегии эффективного излечения данных запасов земных недр.

Не менее важным технологическим и экологическим вызовом является формированием устойчивого тренда на сокращение выбросов парниковых газов для нефтегазодобывающих компаний по всему миру [2]. На основе того, что добыча нефти является комплексным энергетическим процессом, требующим затрат энергии, процессы добычи нефти характеризуется выбросами парниковых газов, возникающими в результате операционной деятельности компании. Выбросы парниковых газов могут возникать в процессе стационарного сжигания топлива для нагрева нефти и продукции добывающих скважин в процессе сбора и подготовки, для выработки тепловой и электрической энергии на нужды нефтепромысловой системы. Кроме того, выбросы парниковых газов могут происходить при проведении стандартных технологических операций по обслуживанию скважин. При этом наиболее важным является сокращение выбросов метана на объектах нефтегазодобывающих предприятий, ввиду его высокого потенциала глобального потепления, который в настоящий момент равен 28 тCO2-эквивалента на 1 тонну метана.

Третьим технологическим вызовом является необходимость ускоренной подготовки высокоэффективных специалистов для разработки таких сложных месторождений. Необходимость внедрения сложных технологических решений, развитие комплексного мышления и необходимость принятия быстрых решений в условиях постоянных изменений на нефтегазодобывающих промыслах требует особых навыков от сотрудников, которые заняты в данном технологическом процессе. При этом комплексные психологические изменения в восприятии трудового процесса новым поколением являются также вызовом для организации эффективного взаимодействия внутри трудового коллектива. Таким образом, в настоящее время нефтегазодобывающая промышленность сталкивается с комплексным набором вызовов, который может в синергии усиливать давление при его комплексном одновременном воздействии.

Одним из способов сокращения выбросов диоксида углерода и одновременно эффективным воздействием на продуктивный пласт является улавливание и закачка

диоксида углерода в продуктивный пласт (в различных видах технологических операций) [3]. Такое мероприятие содействует повышению пластового давления, снижению вязкости нефти и ее набуханию в пласте [4].

Одним из вариантов тестирования конкретной залежи нефти под закачку CO_2 является газоциклическая обработка добывающих скважин, точнее призабойной зоны добывающих скважин, на месторождениях высоковязкой нефти с применением диоксида углерода. Газоциклические обработки скважин позволяют предварительно оценить потенциал нефтяного месторождения и его реакцию на данный вид геолого-технологического мероприятия.

Во-первых, после проведения газоциклической обработки происходит увеличение добычи нефти, то есть данный вид мероприятий возможно рассматривать как геолого-технические мероприятия по интенсификации добычи нефти.

Во-вторых, данный вид мероприятия позволяет оценить потенциал полномасштабного внедрения технологии закачки диоксида углерода для увеличения добычи нефти (в том числе нефтеотдачи пластов).

В-третьих, утилизации диоксида углерода позволяют сократить выбросы парниковых газов нефтегазодобывающей компании и вовлечь таким образом диоксид углерода в так называемый сайклинг процесс, когда диоксид углерода нагнетается в пласт в нагнетательную скважину, а добывается через добывающую скважину и затем отделяется от скважины продукции для дальнейшего повторного использования.

Углекислый газ обладает рядом положительных свойств при его взаимодействии с пластовой системой. Нефть при контакте с CO_2 может набухать, из неё могут экстрагироваться лёгкие фракции (это может также являться и негативным эффектом), также применение CO_2 позволяет локально и глобально увеличить внутрипластовое давление, что дает увеличение энергии вытеснения находящихся в нём целевых флюидов [4].

При взаимодействии с водой с CO_2 может образовывать слабую угольную кислоту, которая в теории вступает во взаимодействие с минералами пласта-коллектора и может содействовать увеличению проницаемости путём окисления среды. Отмечается, что CO_2 также может способствовать выпадению солей в поровом пространстве пласта-коллектора, что может влиять негативно на его проницаемость, в первую очередь при забойной зоне пласта добывающих и нагнетательных скважины. Решение о проведении таких геолого-технических мероприятий может приниматься только после проведения лабораторных исследований.

В настоящее время рядом исследований установлено, что эффективность газоциклических обработок может быть повышена за счёт применения реагентов совместно с закачкой диоксида углерода в продуктивный пласт [5]. В данной работе рассмотрены вопросы по повышению эффективности газоциклической обработки скважин с применением реагентов-растворителей.

В настоящее время нефтяной промышленностью выпускается большое количество растворителей, которое обладает различными свойствами и могут применяться в зависимости от возникающих осложнений [4]. Углекислый газ при его растворении в нефти может высаживать асфальтены, что негативную влияет на характеристики проницаемости призабойной зоны пласта и в конечном счёте может являться причиной снижения дебита добывающей скважины после газоциклической обработки и в процессе дальнейшей эксплуатации после выхода всего объема газа остаться в виде повреждающего элемента в продуктивном пласте (рисунок 1).

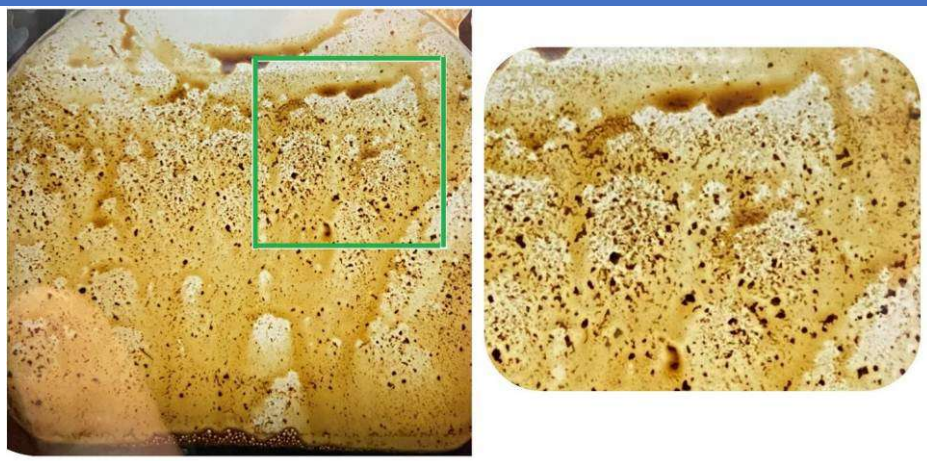


Рисунок 1 – Визуальное наблюдение выпавших асфальтенов на нефти месторождения легкой маловязкой нефти с применением СКФ-камеры
(Фото стекла СКФ-камеры с выпавшими асфальтенами. Слой нефти в нижней части.
Справа — увеличенное изображение выделенной зеленым квадратом области)

Исследованиями, проведёнными в Самарском государственном техническом университете (Рощин П.В., Давыдов М.А., Склюев П.В.) установлено, что применение реагентов-растворителей на ароматической основе может содействовать снижению выпадения асфальтенов при взаимодействии диоксида углерода с нефтью. Реагенты-растворители могут закачиваться в виде оторочки или совместно с CO_2 [5,6].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Киреев И.И., Рощин П.В., Демин С.В. Интенсификация добычи высоковязкой нефти. Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 4 (100). С. 88-91.

2. Рашевская Ю.А., Рощин П.В., Губа А.С., Савельев А.А., Никитин А.В. Метан и углекислый газ в российском законодательстве. Вестник евразийской науки. 2023. Т. 15. № 2.

3. Зиганшин Р.Ш., Бодоговский Н.С., Рощин П.В., Никитин А.В., Зиновьев А.М. Конструкционные особенности скважин на объектах с применением закачки углекислого газа. Вестник евразийской науки. 2022. Т. 14. № 3.

4. Зиновьев А.М., Бормонтов А.А., Рощин П.В., Литвин В.Т., Рязанов А.А. Анализ результатов опытно-промышленных испытаний реагента-растворителя на Стреловском месторождении высоковязкой нефти. Международный научно-исследовательский журнал. 2017. № 11-3 (65). С. 142-147.

5. Рощин П.В., Зиганшин Р.Ш., Давыдов М.А., Максимов Н.М., Склюев П.В., Зиновьев А.М., Шейкина М.А., Гилаев Г.Г. Экстракция легких углеводородов и осаждение тяжелых при взаимодействии нефти с диоксидом углерода. Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 3 (113). С. 66-72.

6. Рощин П.В., Зиганшин Р.Ш., Склюев П.В., Давыдов М.А. Исследование изменения реологических характеристик высоковязкой нефти при взаимодействии с диоксидом углерода при газоциклической обработке пласта. Вестник евразийской науки. 2025. Т. 17. № 2.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ТЯЖЕЛЫХ ПЕННЫХ СИСТЕМ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН

А.И. Трифонов, К.И. Бабицкая

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail:Trifonov.art.iv@gmail.com, babitskayaki@gmail.com

Аннотация. В статье выполнен анализ возможности применения тяжелых пенных систем для целей глушения скважин на основании проведенного исследования физических свойств пенных составов, приготовленных с помощью биополимера и ПАВ.
Ключевые слова: глушение скважин, временная изоляция пласта, пенные составы, афронсодержащие жидкости

При проведении стандартных операций по глушению скважин соляными и глинистыми растворами наблюдается существенное снижение проницаемости призабойной зоны пласта вследствие кольматации, обусловленной глубоким проникновением в пласт жидкости глушения.

Одним из решений данной проблемы является использование тяжелых пенных систем, которые позволяют снизить глубину проникновения жидкости глушения в пласт за счет создания экрана из микропузырьков в призабойной зоне пласта. Поскольку газ обладает меньшей вязкостью, чем базовая жидкость происходит опережающая фильтрация газа в пористую среду, сопровождающаяся расширением микропузырьков газа в соответствии с эффектом Жамена при глушении на репрессии.

Устойчивость микропузырьков используемых в процессе временной изоляции пласта объясняется их структурой, состоящей из трех слоев ПАВ (поверхностно-активного вещества) и загущенного слоя базовой жидкости между слоями ПАВ. Такая структура пузырька образуется при интенсивном перемешивании базового раствора с ПАВ при скорости около 3500 об/мин.

Положительный мировой опыт применения пенных составов в процессе бурения скважин в условиях аномально-низких пластовых давлений открывает широкие перспективы для использования тяжелых пенных составов для временной изоляции пласта в процессе глушения скважин.

Указанные составы состоят из следующих основных компонентов – биополимера, ПАВ, воды, газа. В качестве газа чаще всего используется воздух или азот, который захватывается из окружающей среды при интенсивном перемешивании или эжектируется непосредственно в емкость с жидкостью.

Для исследования свойств пенных систем и определения оптимальных концентраций биополимера и ПАВ были приготовлены составы в диапазоне концентраций полимера 0,01% - 1% масс и ПАВ 0,004% - 1%.

Приготовление тяжелых пенных составов осуществлялось в два этапа. На первом этапе – приготовление базового раствора биополимера (в данном исследовании – ксантан). На втором этапе – смешивание базового раствора с ПАВ при скорости 3500 об/мин в течение 5 минут. В качестве ПАВ использован додецилсульфат натрия.

В процессе проведенного исследования выявлено, что оптимальная концентрация биополимера, которая обеспечивает длительную устойчивость состава, составляет 0,5 % .

Оптимальная концентрация додецилсульфата натрия составляет 0,008%. При данной концентрации достигается плотность состава 0,9 г/см ^{3}, микропузырьки характеризуются независимым поведением, не образуют единой структуры, затрудняющей процесс закачки состава в пласт насосами. Дальнейшее увеличение содержания ПАВ приводит к значительному росту кратности пены и снижению плотности до 0,4 г/см^3

С помощью микроскопа проведено исследование дисперсности полученного состава в стандартных условиях. Средний диаметр пузырька составил 115 мкм. Распределение микропузырьков в образце – нормальное, диаметр пузырьков изменяется в диапазоне 20 -300 мкм.

В процессе старения пенной системы отмечается рост среднего диаметра микропузырьков. За 2 часа наблюдений средний диаметр пузырьков вырос с 115 мкм до 230 мкм, количество пузырьков в образце уменьшилось с 205 до 45. Данные изменения объясняются процессами массопереноса газа из маленьких пузырьков в большие из-за разности давлений внутри пузырьков.

Для исследования устойчивости пенной системы к воздействию высокого давления было осуществлено сжатие состава до 200 атм. Сжатие осуществлялось ступенчато, с шагом 20 атм для имитации постепенной закачки жидкости глушения. После проведения сжатия, визуально, средний диаметр пузырьков в составе вырос. Визуальный контроль на этапе сжатия – не осуществлялся, ввиду отсутствия соответствующего оборудования.

Исследуемый состав характеризуется ярко выраженными реологическими свойствами, имеет начальное давление сдвига.

Таким образом, на основании проведенного исследования можно утверждать, что использование тяжелых пенных систем является перспективным направлением исследований для снижения негативного воздействия жидкостей глушения на фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Казакевич Л.В., Бекиш Е.Н. Применение пенных систем в нефтегазодобыче. - М: Недра, 1987. - 229 с.

2. В.К. Тихомиров Пены. Теория и практика их получения и разрушения. - 2-е изд. - М: Химия, 1983. - 264 с

3. Alizadeh A., Khamehchi E. Experimental investigation of the oil based Aphron drilling fluid for determining the most stable fluid formulation //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Т. 174. – С. 525-532.

4. Growcock F. Enhanced wellbore stabilization and reservoir productivity with Aphron drilling fluid technology. – Houston, Texas - MASI Technologies 2005 – 171p.

5. Sebba F. Foams and biliquid foams. Aphrons. Wiley, New York 1987

ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

К.И. Бабицкая, Я.А. Сорокин

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
e-mail: Cyar07@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрена методика оценки объемов и возможности извлечения остаточной нефти с помощью нефтерастворимых и водорастворимых трассеров, приведены стадии исследования и даны рекомендации по использованию данной методики на добывающей скважине.

Ключевые слова: нефтеотдача пласта, призабойная зона, добывающая скважина, нефтерастворимые и водорастворимые трассеры.

Трассеры в нефтяной отрасли промышленности нужны для выявления гидродинамических связей скважин, для оценки объемов и возможности извлечения остаточной нефти.

Перед проведением мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта важно оценить их потенциальную эффективность, а после проведения инструментально доказать итоговую эффективность мероприятия, это осуществляется посредством оценивания изменения остаточной нефтенасыщенности призабойной зоны пласта. Одной из технологий для оценки остаточной нефтенасыщенности призабойной зоны пласта является Single-Well Chemical Tracer Test (SWCTT) [1].

Методика проведения работ заключается в введении в пласт нефтерастворимых и водорастворимых трассеров с последующей выдержкой вблизи ствола добывающей скважины. После определенного времени выдержки трассеров скважина запускается в работу с одновременным отбором проб на устье и дальнейшим их анализом на содержание трассеров в химико-аналитической лаборатории. Разница во времени выхода нефтерастворимого трассера позволяет определить нефтенасыщенность призабойной зоны в ходе интерпретации полученных концентраций.

Поскольку интенсивность гидролиза зависит от pH среды в окрестности ПЗП исследуемой скважины, важным является корректная оценка интенсивности гидролиза во время подготовки к проведению SWCTT. Также во время лабораторных исследований определяется коэффициент разделения НРИ (этилацетат) между нефтью и водой. Измерение данных параметров должно быть выполнено в условиях, аналогичных условиям исследуемого пласта (температура, давление, минерализация и соотношение фаз флюида).

Первоначальная стадия исследования начинается с тщательного анализа полного объема сведений обо всех скважинах изучаемого месторождения. Изучаются различные аспекты: условия проходки каждой скважины, наличие чрезвычайных происшествий, произошедших в процессе строительства, история капитальных ремонтов, полевые наблюдения и документация геофизического мониторинга, накопленные за весь срок функционирования объектов. Если обнаруживается дефицит актуальной информации относительно текущего состояния какого-либо элемента инфраструктуры, организуются

дополнительные мероприятия по проведению геофизической разведки. Рекомендуется выбирать испытательные объекты среди тех скважин, которые обладают надежной связью с продуктивным пластом и имеют открытую доступностью всех потенциально продуктивных зон. По завершении предварительной оценки осуществляется отбор наиболее перспективных вариантов — одной либо нескольких скважин, подлежащих детальному обследованию. После завершения подготовительного этапа формулируется заключение о фактическом техническом положении выбранных объектов и разрабатывается оптимальная стратегия последующих исследовательских мероприятий [2].

Следующий этап предполагает выбор подходящего индикатора, который будет использоваться в качестве трассирующего вещества, одновременно рассчитываются объемы необходимого индикатора и определяется порядок отбора жидкостных образцов. Затем трассирующее вещество вводится в предварительно отобранные нагнетательные скважины. Важно учитывать специфику рабочих условий. В процессе передвижения по коллектору начальное содержание введённого индикатора непрерывно меняется из-за смешивания с пластовыми жидкостями и взаимодействия с большой площадью контакта минеральных поверхностей, обогащённых сильными адсорбентами вроде солей и химических соединений, обладающих способностью, способные вступать в реакцию с трассирующим веществом. Завершив комплекс подготовительных процедур, избранные трассирующие компоненты вводятся непосредственно в заданные нагнетательные скважины для последующего забора проб и последующей обработки полученной информации.

Заключительный этап представляет собой систематический сбор образцов жидкости с целью обнаружения присутствия трассирующих компонентов и последующего анализа полученных данных, базирующегося исключительно на результатах изъятых проб [3].

Исходной базой для изучения ключевых характеристик фильтрации подземных вод служат итоговые показатели проведенных исследований: количественная оценка объемов, пропускная способность и действенность дренажных путей, а также выявление активных областей течения флюидов внутри пласта. Одним из важнейших показателей является процент водного потока.

Отклонения первых трех параметров свидетельствуют о неоднородности строения пласта в промежутке между нагнетательной и добывающей скважинами. Совокупные характеристики объемов, пропускной способности каналов, включая распределение диапазонов их проницаемости по отдельным добывающим скважинам, отображают масштабы изменений фильтрационных и емкостных особенностей на рассматриваемом участке пласта.

Отклонения первых трех параметров свидетельствуют о неоднородности строения пласта в промежутке между нагнетательной и добывающей скважинами. Совокупные характеристики объемов, пропускной способности каналов, включая распределение диапазонов их проницаемости по отдельным добывающим скважинам, отображают масштабы изменений фильтрационных и емкостных особенностей на рассматриваемом участке пласта.

SWCTT-тест основан на химической сепарации нефти и воды посредством специфического набора активных трассеров, включающего водонерастворимый и водорастворимый компоненты. Этот активный компонент вводится вместе с несколькими вспомогательными неактивными индикаторами в пласт, откуда

вытесняются последующим нагнетанием воды, иногда содержащей пассивные маркеры. Активные индикаторные вещества постепенно распределяются в остаточном объёме нефти и связанной водной фазе. Поскольку остаточная нефть статична, движение трассеров замедляется относительно окружающей воды. Затем производится остановка скважины на определённый срок, позволяющий некоторым элементам вступить в реакцию и сформировать второй, вторичный маркер, чаще всего возникающий вследствие гидролитической реакции. Вторичные продукты становятся нейтральными индикаторами, движущимися синхронно с потоком воды. Традиционно применяемым разобщающим веществом служит этилацетат (EtAc). Во время процесса откачки оба типа индикаторов — исходный EtAc и полученный путём гидролиза этанол (EtOH) — демонстрируют разные временные интервалы появления, обусловленные различной скоростью миграции. Наибольшее расхождение показателей наблюдается при высоких значениях остаточной нефтенасыщенности (Sor), тогда как в условиях низких значений различия минимальны. Разделение определяется измерениями концентрации индикаторов в добытой воде. Помимо основных трассеров, добавляют дополнительный индикатор-кавер, которым часто выступает н-пропиловый спирт (NPA) либо метанол. Далее проводят вторую инъекцию воды, чтобы переместить первый набор трассеров дальше в пласт. Третий масс-балансовый индикатор (например, изопропиловый спирт — IPA) фиксирует суммарный объём вводимой жидкости и относится к группе пассивных трассеров. Для реализации теста SWCTT выполняют подготовительные мероприятия: подготовку и обследование скважин, разработку плана эксперимента, заполнение зоны около ствола жидкостью до стабилизации уровня остаточной нефтенасыщенности, введение трассеров, остановку скважины и последующий пуск для замера показателя остаточной нефтенасыщенности после промывания водой (Sorw), доставку необходимых реагентов на площадку, подачу раствора ПАВ/полимера и перемещение его в глубь призабойной зоны, повторное внедрение трассеров, очередную остановку и эксплуатацию скважины для замера остаточной нефтенасыщенности после обработки раствором ПАВ/полимера (Sorc), итоговую обработку данных и расчёт эффекта от применения ПАВ-полифермационного состава ($\Delta Sor = Sorw - Sorc$).

Анализ мирового опыта проведенных SWCTT показывает разную динамику развития и применения теста в странах. Так, наибольшее распространение тест получил в США (Техас, Вайоминг, Канзас, Оклахома, Иллинойс, Нью Мексико, Луизиана, Миссисипи, Калифорния, Аляска), Канаде (Альберта, Саскачеван), странах Ближнего Востока (Кувейт, Саудовская Аравия, Катар, ОАЭ, Оман, Египет). Единичные тесты проводились в различных странах Европы, Гвинее, Алжире, Великобритании, Бразилии, Аргентине, Венесуэле, Малайзии. В России тест проводился в Ханты-Мансийском автономном округе, Ненецком автономном округе и Иркутской области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бондаренко Т. В. Современный подход к проведению трассерных исследований при разработке месторождений, Томск, 2020.
2. Deans H.A., Ghosh R. pH and Reaction Rate Changes During Single-Well Chemical Tracer Tests. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 1994. pp. 203-212. https://doi.org/10.2118/27801-MS.
3. Бондаренко Т. В. Анализ условий проведения трассерных исследований в процессе разработки месторождений / Т. В. Бондаренко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А.

Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020.

УДК 622.276

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

А.М. Зиновьев, А.С. Паутова

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

Рассматриваются физические основы ультразвукового метода для измерения механических примесей в скважинной продукции.
Ключевые слова: КВЧ, ультразвуковой метод, скважинная продукция, твердые частицы, затухание сигнала.

PHYSICAL PRINCIPLES OF ULTRASONIC METHOD FOR MEASURING MECHANICAL IMPURITIES IN WELL PRODUCTS

A.M. Zinoviev, A.S. Pautova

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation
e-mail: lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

The physical principles of the ultrasonic method for measuring mechanical impurities in well production are considered.
Keywords: EHF, ultrasonic method, well production, solid particle, signal attenuation.

В настоящее время механические примеси с высокой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой жидкости являются одним из главных осложняющих факторов при механизированной добыче нефти [1].

Проблема повышенного образования мехпримесей в скважинной продукции и высокой концентрации взвешенных частиц в перекачиваемой жидкости в последние годы стала едва ли не самым существенным фактором, осложняющим механизированную добычу.

В условиях современного производства и добычи полезных ископаемых проблема определения механических примесей в скважинной продукции становится все более актуальной. Наличие таких примесей может существенно влиять на качество конечного продукта, его стоимость и безопасность. Ультразвуковые измерения представляют собой перспективный метод, способный обеспечить высокую точность и скорость анализа, что делает его важным инструментом в данной области.

Проблематика работы выявляет существенные ограничения традиционных методов анализа механических примесей, таких как гравиметрия и фильтрация. Эти методы требуют периодического отбора проб и проведения трудоёмких лабораторных исследований, что приводит к запаздыванию в получении данных о составе продукции. Как следствие, снижается оперативность управления технологическими процессами добычи, и возрастают риски абразивного повреждения оборудования из-за несвоевременного выявления повышенных концентраций твёрдых частиц.

Целью данной работы является исследование возможностей ультразвуковых методов для определения механических примесей в скважинной продукции, а также разработка эффективной методики их применения.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи исследования:

1) провести анализ физических закономерностей распространения и рассеяния ультразвуковых волн в гетерогенных средах, содержащих механические примеси;
2) разработать методику ультразвуковых измерений, включающую выбор оптимального частотного диапазона и конфигурации датчиков;
3) выполнить экспериментальную проверку точности предложенной методики на лабораторных моделях нефтеводяных эмульсий с варьируемой концентрацией примесей.

В ходе исследования в данной работе рассмотрены ключевые аспекты, такие как физические основы ультразвукового метода, акустические свойства примесей и методика измерений. Был разработан макет экспериментальной лабораторной установки [2] и продумана теория по разработке методики специализированного алгоритма обработки ультразвуковых сигналов, которая позволит определять содержание твёрдых частиц в нефтеводяной эмульсии с высокой точностью. Ключевым требованием к методике является обеспечение погрешности измерений не более 5%.

Распространение ультразвуковых волн в многофазных средах, таких как скважинная продукция с механическими примесями, определяется сложными физическими принципами.

На границах раздела фаз между жидкостью и твёрдыми частицами возникают явления отражения, преломления и рассеяния волн. Эти процессы существенно влияют на акустические параметры среды, включая скорость распространения и коэффициент затухания [3].

В многофазных системах с диспергированными частицами дополнительную роль играет рассеяние волн на неоднородностях. Данные физические принципы лежат в основе интерпретации результатов ультразвуковых измерений для анализа состава среды.

Рассеяние и затухание ультразвуковых волн в средах с механическими примесями зависят от концентрации, размера и формы частиц. Модели затухания учитывают как поглощение энергии в объёме жидкости, так и рассеяние на включениях. Концентрация механических примесей прямо влияет на интенсивность рассеяния ультразвука, что позволяет использовать акустические измерения для количественного анализа.

Размер частиц определяет характерную частоту рассеяния, а форма включений влияет на диаграмму направленности рассеянного сигнала. Эти зависимости являются основой для разработки методов определения параметров примесей по ультразвуковым данным.

Рассмотрим основные акустические характеристики механических примесей в скважинной продукции.

Акустические характеристики механических примесей включают плотность, скорость звука и акустический импеданс. Эти параметры определяют взаимодействие ультразвуковых волн с частицами примесей. Плотность влияет на инерционные свойства материала, а скорость звука характеризует упругие свойства. Акустический импеданс, определяемый как произведение плотности на скорость звука, является ключевым параметром для расчета коэффициента отражения на границе раздела фаз.

Состав и физико-химические свойства скважинной жидкости оказывают существенное влияние на параметры ультразвукового сигнала. Вязкость жидкости определяет затухание ультразвуковых волн, а плотность влияет на скорость их распространения. Наличие растворенных газов или эмульгированных капель изменяет акустические характеристики среды.

Температурные изменения также вносят значительные коррективы в поведение ультразвуковых волн. Концентрация механических примесей напрямую влияет на степень рассеяния и поглощения ультразвуковой энергии. Размер частиц примесей определяет характер рассеяния: релеевское рассеяние преобладает для частиц, размер которых значительно меньше длины волны. Форма частиц также играет важную роль в процессах рассеяния.

Постоянный мониторинг состояния технических жидкостей является важной составной частью систем управления разнообразными технологическими процессами в промышленности и основой для оценки их технологической пригодности при эксплуатации. Текущее состояние жидкости оценивается, как правило, путем сравнения ее физических, химических и прочих параметров, постоянно измеряемых с достаточной точностью, с их заданными значениями. Критерии различимости акустических сигналов от примесей разного типа включают анализ амплитуды, фазы и частотного спектра отраженных сигналов.

Частотная зависимость коэффициента затухания позволит идентифицировать тип механических примесей, а анализ временных характеристик сигнала даст информацию о размерах и концентрации частиц.

В ходе проведения серии опытов на экспериментальной установке выявило, что при наличии примесей в исследуемой жидкости происходит явное затухание амплитуды выходного сигнала, что доказывает на работоспособность системы. На следующем этапе будет проведена серия экспериментов с различными видами жидкостей при добавлении примесей с разной концентраций и диаметром фракции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 Бочаров Е.О. Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложнённых содержанием механических примесей в продукции на К… нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область), 2017г. – 90 с.

2. Зиновьев А.М, Паутова А.С. «Разработка экспериментальной установки для определения механических примесей в скважинной продукции». Ашировские чтения Сборник статей Всероссийской Научно-практической конференции Самара.

2024. Сам.Гос.Техн. Ун-т. С. 103-107.

3. Радж Б., Раджендран В, Паланичами П. Применение ультразвука. /- М.: Техносфера, 2006. – 576 с.

УДК 622.276

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ УЛЬТРАЗВУКОВОГО СИГНАЛА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

А.М. Зиновьев, А.С. Паутова

ФГБОУ ВО «СамГТУ»
г. Самара, Россия
lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

Рассматриваются основные параметры ультразвукового сигнала при определении механических примесей в скважинной продукции.

Ключевые слова: КВЧ, ультразвуковой метод, амплитуда затухания сигнала.

MAIN PARAMETERS OF ULTRASONIC SIGNAL IN DETERMINING IMPURITIES IN WELL PRODUCTS

A.M. Zinoviev, A.S. Pautova
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
e-mail: lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

The main parameters of the ultrasonic signal in determining mechanical impurities in well production are considered.

Keywords: UHF, ultrasonic method, signal attenuation amplitude.

Определение концентрации и состава механических примесей в скважинной продукции является критически важным для обеспечения эффективности и долговечности нефтегазового оборудования, а также для оптимизации процессов подготовки нефти.

Традиционные методы анализа, такие как гравиметрический анализ и микроскопия, трудоемки, требуют значительных временных затрат и не всегда применимы в режиме реального времени. Ультразвуковые методы, напротив, показывают многообещающие результаты благодаря их возможности проводить измерения быстро.

Ультразвуковые методы определения механических примесей основаны на изменении характеристик ультразвуковых волн (скорости звука, затухания, отражения), проходящих через скважинную жидкость. Наличие твердых частиц приводит к рассеянию и поглощению ультразвуковой энергии, что позволяет установить корреляцию между акустическими параметрами и концентрацией примесей.

Для проведения исследования была собрана экспериментальная установка, подробное описание представлена в научной работе [1], включающая ультразвуковой преобразователь (излучатель и приемник), систему обработки сигнала и емкость для скважинной жидкости.

Эксперимент проводится путем пропускания ультразвуковых волн через жидкость с известной концентрацией механических примесей. Измеряются изменения амплитуды, частоты и времени прохождения сигнала. Экспериментальные данные обрабатываются с целью установления зависимости между акустическими параметрами и концентрацией механических примесей.

Важным параметров является частота излучающего сигнала, поэтому рассмотрим принцип выбора частотного диапазона ультразвуковых волн, который является ключевым фактором для обеспечения чувствительности измерений к механическим примесям в скважинной продукции.

Оптимальная частота определяется физическими свойствами среды, такими как плотность и вязкость. Концентрация механических примесей влияет на затухание и скорость распространения ультразвуковых волн. Более высокие частоты обеспечивают лучшую разрешающую способность, но могут приводить к значительному затуханию в средах с высокой концентрацией частиц. Поэтому необходим компромисс между чувствительностью и глубиной проникновения сигнала. Для скважинной продукции с переменным составом рекомендуется использование многочастотного подхода.

Конфигурация ультразвуковых датчиков подбиралась с учетом требований к точности измерений и физико-химических свойств среды, эффективным решением являются пьезоэлектрические преобразователи, использующие волны, распространяющиеся вдоль границы волновода.

Для проведения эксперимента использовались пьезоэлектрические преобразователи, которые помещены в измерительный корпус и вмонтированы в отрезок трубопровода. Было выявлено, что оптимальным значением частоты сигнала является 150кГц, при этом значении амплитуда входного сигнала =1,2В, а при затухании амплитуда выходного сигнала = 1В.

Рассмотрим основные причины затухания ультразвука[2]:

1) убывание амплитуды волны с расстоянием от источника, обусловленное формой и волновыми размерами источника;

2) рассеяние ультразвука на неоднородностях среды, в результате чего уменьшается поток энергии в первоначальном направлении распространения;

3) поглощение ультразвука, т.е. необратимый переход энергии звуковой волны в другие формы, в частности в тепло.

Пьезоэлектрический преобразователь является важным элементом ультразвуковой системы, от него зависят желательный вид энергии с учетом частоты, тип волны и характеристика направленности. Излучение преобразователя в среду описывается различными закономерностями на ближнем и далеком расстояниях от преобразователя.

Рассмотрим основные параметры распространения ультразвукового сигнала в зависимости от близкой и дальней зоны расположения преобразователей сигнала.

В непосредственной близости от преобразователя ультразвук будет распространяться в виде параллельного пучка лучей, а в дальней зоне формируется

расходящийся пучок лучей с излучением сферической волны. Максимум амплитуды соответствует оси преобразователя.

С увеличением угла между направлением какого-либо луча и осью амплитуда уменьшается за пределами некоторого угла, а раскрытия излучение почти не чувствуется, именно угол раскрытия определяется направленность излучения.

В ближней зоне амплитуда будет резко изменяться в зависимости от положения точки в пространстве, а в дальней зоне она плавно уменьшается с увеличением расстояния от преобразователя. Также будет изменяться амплитуда сигнала, отраженного от примесей, чем больше размер примеси, тем больше изменяется амплитуда сигнала.

В ультразвуковой практике была разработана теория отражения ультразвука от различных дефектов, наиболее распространенным отражателем является отверстие с плоским дном.

Известно, что механические примеси не растворяются и имеют в основном сферическую форму, рассмотрим модель отражения сигнала от сферы, которая в ходе исследования была взята за основу в ходе нашего исследования.

Отражение ультразвука от примеси сферической формы в жидкости описывается уравнением:

$$\frac{P^{/}}{P_0} = \frac{\lambda^2}{S_a} \cdot |I|^2 \cdot A_c , \qquad (1)$$

где P_0 - амплитуда компонента тензора давления, излучаемого преобразователем,

$P^{/}$ - амплитуда принятого сигнала, где

$I = \frac{S_a}{\lambda \cdot x}$ - функция, характеризующая задержку в дальней зоне,

$A = \frac{d}{4 \cdot \lambda}$ - безразмерный коэффициент, характеризующий способность сферы,

d - диаметр сферы, λ - длина волны, x - расстояние от преобразователя до сферы.

В работе И.Н.Ермолова [3] отмечается, что дефекты меньше длины волны не выявляются ультразвуком, а в действительности отражение от дефекта имеется и выражается следующим уравнением:

$$\left|\frac{P^{/}}{P_0}\right| = \frac{\lambda^2}{S_a} \cdot \left|\frac{S_a}{\lambda \cdot x}\right|^2 \cdot \frac{4{,}3 \cdot S_a \cdot d^3}{\lambda^3 \cdot x^2} \qquad (2)$$

Поскольку в составе нефти содержатся твердые частицы, то при их пересечении ультразвуковым лучом АС ослабляется, и мощность приемного сигнала на элементе уменьшается.

Можно сделать вывод, что при затухании ультразвука уменьшается амплитуда и, следовательно, интенсивность звуковой волны по мере ее распространения.

Теоретической основой методики стало исследование физических закономерностей распространения и рассеяния ультразвуковых волн в гетерогенных средах. На основе этого были определены оптимальные параметры измерений, включая частотный диапазон и конфигурацию датчиков. Созданная измерительная

система обеспечивает высокую чувствительность к изменению концентрации механических примесей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зиновьев А.М, Паутова А.С. «Экспериментальная установка для исследования способности определения механических примесей при прохождении ультразвукового сигнала через скважинную продукцию»./Ашировские чтения Сборник статей Всероссийской Научно-практической конференции 2024 г. Самара: Сам. Гос.Техн. Ун-т. С. 456-460

2. Ультразвук. Маленькая энциклопедия. Глав. ред. И.П.Голямина. М.: «Советская энциклопедия», 1979. - 400 е., илл.

3. Ермолов И.Н. Теория и практика ультразвукового контроля Машиностроение 1981 г.- 239 стр.

УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

А.М. Зиновьев, А.С. Паутова

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru

Рассматриваются методы гранулометрического состава механических примесей. Получены результаты по фракционному составу.
Ключевые слова: ультразвуковой метод, скважинная продукция, механические примеси, гранулометрический состав.

DETERMINATION OF THE GRANULOMETRIC COMPOSITION OF MECHANICAL IMPURITIES IN WELL PRODUCTS DURING ULTRASONIC MEASUREMENTS

A.M. Zinoviev, A.S. Pautova
Samara State Technical University
e-mail: lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru
Samara, Russian Federation

Methods for determining the particle size distribution of mechanical impurities are discussed. Results on the fractional composition are obtained.
Keywords: ultrasonic method, well products, mechanical impurities, granulometric composition.

Проблема повышенного образования мехпримесей в составе нефти и высокой концентрации взвешенных частиц в перекачиваемой нефти в последние годы стала едва ли не самым существенным фактором, осложняющим механизированную добычу.

В настоящее время актуальной является задача определения наличия твердых частиц в нефтяном трубопроводе диаметром до 1000 мм [1]. В нефтяном потоке могут находиться различные твердые включения (частицы песка, глины, парафина). Оперативное их определение позволит с высокой эффективностью оптимизировать технологические параметры подготовки (очистки) нефти.

Определение концентрации и состава механических примесей в скважинной продукции является критически важным для обеспечения эффективности и долговечности нефтегазового оборудования, а также для оптимизации процессов подготовки нефти.

Измерение содержания твердых частиц в жидкостях имеет практическое применение в химической и нефтехимической промышленности. Высокое содержание песка может ограничить добычу нефти, повредить оборудование, вызвать потерю скважинного контроля, и нанести экологический ущерб. На абразивные свойства механических примесей влияет гранулометрический состав.

К гранулометрическому составу относится распределение частиц по размеру, плотности, сферичность и твердость, минеральный состав может состоять из различных обломков горных пород (кварца, графита, песка), которые могут входить в состав нефти.

Пласты, сложенные песками, состоят из разнообразных по размерам зерен неправильной формы. Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть гранулометрическим составом, от которого зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т.д.

Так как размеры частиц песков обусловливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Разделение песка по фракциям проводят с помощью трех методов: для более крупных частиц: метод ситового анализа, для более мелких частиц используют микроскопический или седиментационный метод. Седиментационный (гидравлический) метод основан на определении скорости осаждения частиц различных форм и размеров.

В ходе исследований ультразвуковых измерений определения механических примесей в скважинной продукции [1] важным этапом была подготовка одного из образцов.

За образец принят песок с различным фракционным составом, который нужно было разделить на фракции в зависимости от диаметра зерен.

Ситовой анализ применили для рассева фракций песка размером от 0,05 мм и более. Размеры зерен нефтесодержащих пород меняется в пределах от 0,01 до 1 мм.

Типичный комплект оборудования для проведения ситового анализа включает в себя [2]:

- набор проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) в диапазоне 0,045–0,315 мм;
- вибропривод с блоком управления;
- лабораторные весы для измерения массы фракций.

Для проведения гранулометрического анализа песка использовались контрольные сита с различными отверстиями 2,8мм, 2,2мм, 2,0мм, 1,7мм, 1,4мм, 1,0 мм, 0,850 мм, 0,650мм, 0,425мм, 0,212мм, 0,169мм, 0,150мм, 0,106 мм, 0,075мм и 0,045мм [3].

При выполнении анализа с помощью контрольных сит, их располагают в таком порядке, чтобы сверху было сито с более крупными размерами отверстий, а сита с более мелкими - внизу. Под ситами необходимо расположить поддон, где собирается с наиболее мелкими частицами фракция, проходящая через ряд контрольных сит (рис. 1.).

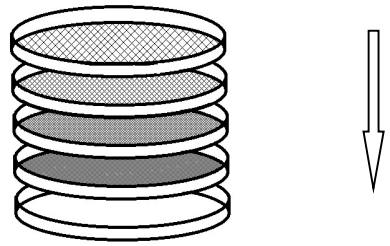


Рис. 1 – Принципиальная схема ситового анализа горных пород

Для проведения ситового анализа кварцевого песка весом 50 г в лабораторных условиях используется вибрационная просеивающая машина Retsch AS 200 (рис.2).

Высыпаем кварцевый песок (рис.3) в сито с отверстиями: более 300 мк, 212-300 мк, 150-212 мк, 106-150 мк, 75-106 мк, 0-75 мк.

После установки контрольных сит и поддона в порядке, указанном выше, навеску выкладывают на верхнее сито, далее колонну сит зажимают, устанавливают необходимые оптимальные параметры амплитуды и времени. Запускают процесс рассева.

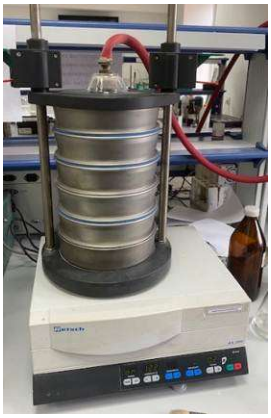


Рис. 2 Вибрационная рассеивающая машина Retsch AS 200

Рис.3 Комплект контрольных сит для ситового анализа

Для выбора оптимальной амплитуды необходимо достижение состояния статистического резонанса в процессе рассева. При данном состоянии вероятность прохождения частиц максимальна, так как время подбрасывания частицы соответствует периоду колебаний контрольного сита. При низких амплитудах частицы не отрываются достаточно высоко от ситовой ткани, следовательно, не могут свободно ориентироваться и не могут свободно двигаться над ситовой тканью. При очень больших амплитудах частицы подбрасываются очень высоко, что снижает

возможность их попадания в ячейки сита. Как показывает практика, наилучшие результаты достигаются при значениях амплитуды от 1,0 до 1,5 мм.

После взвешивания отдельных контрольных сит с фракциями частиц материал снова просеивается через колонну сит в течение одной минуты. Значения веса при втором взвешивании не должны значительно отличаться от соответствующих значений первого взвешивания.

По окончании процесса взвешивают контрольные сита по отдельности и поддон вместе с оставшимися в них фракциями и определяем массу фракций.

В ходе проведения опыта были получены следующие результаты, которые представлены в таб.1.

Таб.1 - Результаты проведенных опытов

№ опыта	Размер ситовых отверстий, мк	Масса песка после ситового анализа, г	Процентное соотношение,%
1	Более 300	1	2,05
2	212-300	10,98	22,5
3	150-212	22,16	45,41
4	106-150	10,9	22,5
5	75-106	3,41	6,99
6	0-75	0,35	0,72

По полученным результатам построим гистограмму распределения примесей по весовому и процентному содержанию рис. 4.

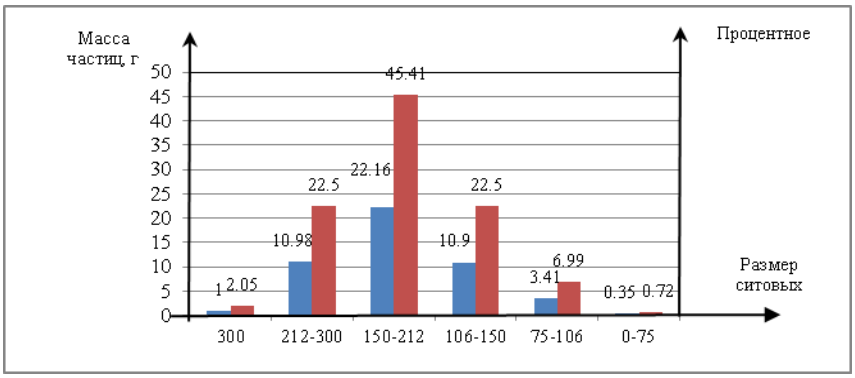


Рис. 4 Гистограмма распределения примесей по весовому и процентному содержанию

Для определения процентного содержания полученных фракций в исследуемом образце проводят их взвешивание на технических весах с точностью до 0,01 г. Сумма масс всех фракций после просеивания не должна отличаться от первоначальной массы образца более чем на 2 %.

В ходе проведения опыта была установлена разница между первоначальным весом и полученным - 1,2 г, погрешность измерения составила - 2,46%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зиновьев А.М, Паутова А.С. «Разработка экспериментальной установки для определения механических примесей в скважинной продукции». Ашировские

чтения Сборник статей Всероссийской Научно-практической конференции Самара. 2024. Сам.Гос.Техн. Ун-т. С. 103-107.

2. Н.Ю. Хохлова, К.И. Бабицкая Определение гранулометрического состава горных пород: метод. указ. /– Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2019. – 15 с.: ил.5

3. ГОСТ Р 51568-99 (ИСО 3310-1-90) Сита лабораторные из металлической проволочной сетки. Технические условия

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ АСПО

И.В. Дубоносова, М.А.Шейкина

ФГБОУ ВО «СамГТУ»
Самара, РФ
vladira7@rambler.ru

Аннотация. Рассмотрены различные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в трубопроводных системах. Проведен анализ эффективности механических, термических и химических методов очистки на примере напорного нефтепровода УПСВ – ДНС. Представлены результаты сравнительного анализа различных технологий депарафинизации и их экономическая оценка.

Ключевые слова: АСПО, механическая очистка, термическая очистка, гелевые композиции, трубопроводы, нефтедобыча.

Проблема формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) является одной из наиболее актуальных в современной нефтедобывающей отрасли. Согласно статистическим данным, потери от образования АСПО в трубопроводных системах достигают 15-20% от общих эксплуатационных затрат нефтедобывающих предприятий.

На объектах разработки нефтегазовых месторождений, находящихся в пределах Оренбургской области, данная проблема особенно актуальна в связи со специфическими климатическими условиями региона и составом добываемой нефти. Месторождения характеризуются высоким содержанием парафиновых углеводородов (до 70% в составе АСПО), что обуславливает необходимость разработки эффективных методов борьбы с отложениями.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения эффективности эксплуатации трубопроводных систем и снижения операционных затрат на их обслуживание. Анализ литературных источников показывает, что проблема АСПО изучается многими исследователями [1-3], однако комплексный подход к оценке эффективности различных методов очистки в конкретных промысловых условиях требует дополнительного изучения.

Тронов В.П. [3] подробно описал механизм образования смоло-парафиновых отложений, выделив основные факторы их формирования. Нечваль А.М. [2] провел

анализ процесса образования АСПО при добыче парафинистой нефти, определив критические параметры, влияющие на интенсивность отложений.

Основными задачами исследования являются:

1. Анализ существующих методов борьбы с АСПО в трубопроводах
2. Оценка эффективности различных технологий очистки на примере конкретных объектов
3. Сравнительный анализ экономической эффективности применяемых методов
4. Разработка рекомендаций по оптимизации процессов депарафинизации

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложную многокомпонентную систему, включающую парафиновые углеводороды (до 70%), асфальтосмолистые вещества (20–40%), а также механические примеси и воду. Их образование в трубопроводных системах обусловлено рядом факторов [4]. В первую очередь важен температурный фактор: при снижении температуры транспортируемой нефти ниже точки насыщения парафином начинается кристаллизация высокомолекулярных углеводородов. Существенное влияние оказывает и гидродинамический фактор, поскольку скорость потока и режим течения определяют интенсивность отложений. Кроме того, решающую роль играют физико-химические свойства нефти: содержание парафинов, смол и асфальтенов во многом определяет её склонность к формированию АСПО.

Существующие методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями можно разделить на несколько направлений (рис.1).

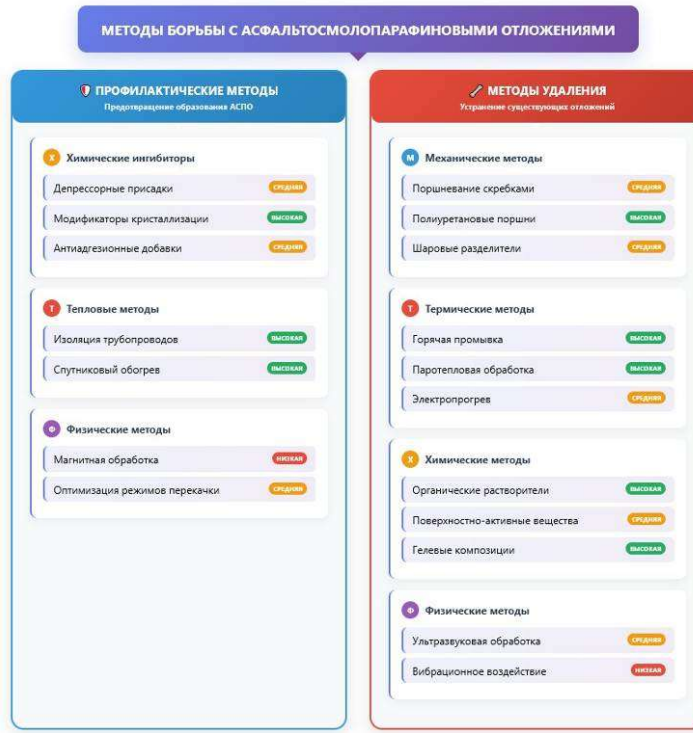


Рисунок 1 - Схема основных методов борьбы с АСПО

К механическим относятся применение скребковых устройств, поршневых очистителей и шаровых разделителей. Термические методы предполагают промывку горячей нефтью, использование электроподогрева или проведение паротепловой обработки. Химические способы включают использование ингибиторов парафиноотложений, растворителей АСПО и поверхностно-активных веществ. Физические методы основаны на воздействии ультразвука, применении магнитной обработки или вибрационного воздействия [5].

Исследование проводилось на напорном нефтепроводе УПСВ–ДНС диаметром 273×8 мм протяженностью 12 км. Трубопровод введен в эксплуатацию в 1978 году и характеризуется параметрами, представленными в таблице 1.

Таблица 1

Параметры трубопровода

Параметр	Значение
Диаметр трубопровода	273×8 мм
Протяженность	12 км
Рабочее давление	1,6 МПа
Пропускная способность	500 м³/сут
Температура перекачки	15-45°С

Результаты лабораторного анализа проб АСПО, отобранных с различных участков трубопровода, представлены в таблице 2.

Таблица 2

Компонентный состав АСПО

Компонент	Содержание, % масс.	Стандартное отклонение
Парафины	65,2	±3,1
Асфальтены	18,4	±2,2
Смолы	12,8	±1,8
Механические примеси	2,9	±0,5
Вода	0,7	±0,3

Для механической очистки трубопровода используется устройство Семигор С-80-273.

Устройство Семигор С-80-273 представляет собой специализированный механизм для механической очистки трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений. Оно работает по принципу скребкового очистителя, проходящего по внутренней поверхности трубы и удаляющего накопившиеся отложения, что позволяет поддерживать пропускную способность трубопровода и предотвращать его засорение. Очистка проводится планово, один раз в месяц, и весь процесс занимает около 26 часов, включая запуск, прохождение устройства по трубопроводу и завершение цикла.

Результаты мониторинга эффективности механической очистки за выбранный временной период – 1 год представлены в таблице 3.

Таблица 3

Эффективность механической очистки

Месяц	Толщина отложений до очистки, мм	Толщина отложений после очистки, мм	Эффективность, %
Январь	8,2	3,1	62,2
Февраль	7,9	2,8	64,6
Март	6,8	2,5	63,2
Апрель	5,9	2,1	64,4
Май	5,2	1,8	65,4
Июнь	4,8	1,6	66,7
Июль	4,5	1,4	68,9
Август	4,7	1,5	68,1
Сентябрь	5,3	1,9	64,2
Октябрь	6,1	2,3	62,3
Ноябрь	7,4	2,9	60,8
Декабрь	8,6	3,4	60,5

Термическая очистка проводилась с использованием горячей нефти температурой 80°C. Термическая очистка трубопровода с применением горячей нефти температурой 80 °C основана на нагреве внутренней поверхности труб и отложений, что приводит к размягчению и частичному растворению парафинов, смол и асфальтенов. Горячая нефть подаётся по системе в обратном или прямом направлении, создавая интенсивный поток, который разогревает стенки трубопровода и способствует отделению АСПО. При такой обработке отложения переходят в более пластичное состояние и смываются потоком, восстанавливая нормальную проходимость трубы. Дополнительно этот метод снижает риск образования новых кристаллов парафина, так как температура транспортируемой среды временно поддерживается выше точки выпадения твёрдых углеводородов. Обычно термическая промывка используется как плановая профилактическая мера или в сочетании с механической очисткой для повышения эффективности удаления отложений.Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4

Сравнительная эффективность методов очистки

Метод очистки	Средняя эффективность, %	Время процедуры, ч	Стоимость за цикл, тыс. руб.
Механический	64,2	26	45,3
Термический	78,5	18	82,1
Химический	71,3	12	125,8
Комбинированный	85,7	36	156,2

Испытания гелевых композиций на экспериментальном участке трубопровода длиной 2 км проводились с целью оценки их эффективности при удалении и профилактике образования асфальтосмолопарафиновых отложений (таблица 5). В качестве рабочего состава применялся гель, приготовленный на основе полимерной системы, что обеспечивало его высокую вязкость и способность равномерно

распределяться по внутренней поверхности трубы. Дополнительно в состав вводился растворитель АСПО, который активно воздействовал на парафиновые и смолистые компоненты, способствуя их разрыхлению и растворению.

Во время испытаний гелевая композиция закачивалась в трубопровод под контролируемым давлением и перемещалась по его протяжённости, контактируя с отложениями. Благодаря своей структуре гель не только механически срезал и вытеснял загрязнения, но и химически воздействовал на них, обеспечивая комплексный эффект очистки. После прохождения состава по всей длине опытного участка производился его вывод из системы и контрольное обследование трубопровода для оценки остаточных отложений.

Такая технология показала потенциал для использования в промысловых условиях, так как сочетает свойства физического вытеснения и химического растворения, а также позволяет снизить частоту механических и термических обработок.

Таблица 5

Результаты применения гелевых композиций

Концентрация геля, %	Эффективность очистки, %	Время контакта, ч	Расход реагента, кг/км
0,5	68,4	4	12,3
1,0	74,1	4	24,6
1,5	79,6	4	36,9
2,0	82,3	4	49,2
2,5	83,1	4	61,5

Экономическая эффективность различных методов очистки оценивалась по критерию «стоимость-эффективность», который рассчитывался как отношение достигаемой эффективности очистки к общим затратам на проведение одного цикла обработки.

Для комплексной оценки экономической целесообразности применения различных методов борьбы с АСПО были проанализированы следующие составляющие затрат:

1. Прямые затраты на очистку:
– стоимость реагентов и материалов
– затраты на энергоресурсы (электроэнергия, тепловая энергия)
– амортизация оборудования
– заработная плата персонала

2. Косвенные затраты:
– потери от остановки трубопровода
– затраты на диагностику и контроль
– экологические платежи

3. Предотвращенные затраты:
– снижение аварийности

– экономия на ремонтных работах

– повышение пропускной способности

Детальный анализ структуры затрат по методам представлен в таблице 6.

Таблица 6

Структура затрат по методам очистки (тыс. руб. за цикл)

Статья затрат	Механический	Термический	Химический	Комбинированный
Материалы и реагенты	12,5	35,8	89,4	67,2
Энергоресурсы	8,7	28,4	6,2	42,1
Оплата труда	15,2	12,1	18,7	28,3
Амортизация	6,8	4,2	8,9	13,7
Прочие расходы	2,1	1,6	2,6	4,9
Итого прямых затрат	**45,3**	**82,1**	**125,8**	**156,2**
Потери от простоя	8,4	6,3	4,2	12,6
Общие затраты	**53,7**	**88,4**	**130,0**	**168,8**

Для оценки экономической эффективности использовался показатель удельной стоимости очистки (УСО), рассчитываемый по формуле:

УСО = Общие затраты / Эффективность очистки

Результаты расчетов представлены в таблице7.

Таблица 7

Показатели экономической эффективности

Метод	Общие затраты, тыс. руб.	Эффективность, %	УСО, руб./%	Рейтинг
Механический	53,7	64,2	0,836	1
Химический	130,0	71,3	1,824	3
Термический	88,4	78,5	1,126	2
Гелевые композиции	95,2	82,3	1,157	4
Комбинированный	168,8	85,7	1,970	5

Анализ показал, что наиболее экономически эффективным является механический метод очистки, обеспечивающий наименьшую удельную стоимость очистки при приемлемой эффективности. Термический метод занимает второе место по экономической эффективности, демонстрируя оптимальное соотношение затрат и результата.

График эффективности очистки показывает (рисунок 2), что комбинированный метод обеспечивает максимальную эффективность (85,7%), за ним следуют гелевые композиции (82,3%) и термический метод (78,5%). Механический метод, несмотря на более низкую эффективность (64,2%), остается базовым решением. График общих затрат четко демонстрирует экономическое преимущество механического метода (53,7 тыс. руб.), в то время как комбинированный подход требует максимальных инвестиций (168,8 тыс. руб.).

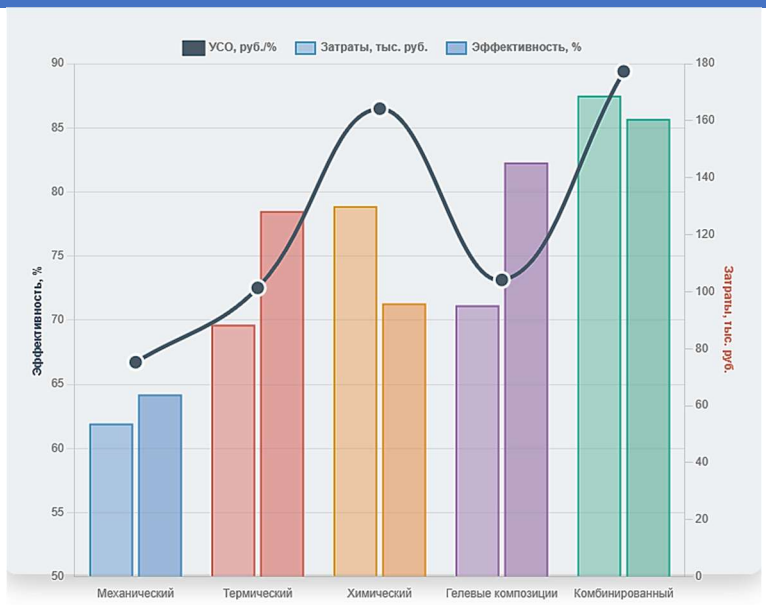


Рисунок 2 – Сравнительный анализ эффективности и затрат различных методов борьбы с АСПО

Комплексная диаграмма объединяет все три показателя: эффективность, затраты и удельную стоимость очистки (УСО), представленную в виде линейного графика. Данная визуализация позволяет выявить оптимальные методы для различных эксплуатационных условий.

Статистические показатели демонстрируют, что при правильном выборе стратегии борьбы с АСПО возможно достижение экономии затрат до 21,3% при сохранении требуемого уровня эффективности очистки.Полученные результаты позволяют сделать вывод о необходимости дифференцированного подхода к выбору метода очистки в зависимости от конкретных условий эксплуатации, финансовых возможностей и требуемого уровня эффективности.

Исследование показало значительное влияние сезонных факторов на интенсивность образования АСПО и эффективность различных методов очистки (таблица 8).

Таблица 8

Сезонные колебания параметров

Сезон	Средняя температура нефти, °С	Скорость отложения АСПО, мм/месяц	Оптимальная периодичность очистки, дни
Зима	18,2	2,8	21
Весна	24,7	2,1	28
Лето	31,5	1,6	35
Осень	22,1	2,4	25

На основе проведённых исследований была выработана оптимальная стратегия борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, которая учитывает сезонные

особенности эксплуатации трубопроводов. В зимние месяцы с декабря по февраль очистку рекомендуется проводить механическим способом каждые 21 день, а также дополнительно раз в квартал выполнять термическую обработку. В переходные периоды — весной и осенью, то есть с марта по май и с сентября по ноябрь, достаточно механической очистки каждые 28 дней, при этом при необходимости возможно использование гелевых композиций. В летний период, когда температура транспортируемой нефти выше, интервал между механическими очистками может составлять до 35 дней, а в качестве профилактической меры применяется введение ингибиторов, препятствующих образованию отложений.

Внедрение оптимизированной стратегии позволило достичь результатов, представленных в таблице 9.

Таблица 9

Оценка внедрения оптимизированной стратегии борьбы с АСПО

Показатель	До оптимизации	После оптимизации	Изменение, %
Годовые затраты на очистку, тыс. руб.	1254,3	987,6	-21,3
Количество аварийных остановок	8	3	-62,5
Средняя пропускная способность, м³/сут	478	495	+3,6
Коэффициент готовности трубопровода	0,89	0,94	+5,6

Выводы

1. Проведенный анализ показал, что эффективность различных методов очистки трубопроводов от АСПО существенно зависит от сезонных факторов и состава отложений.

2. Механическая очистка остается наиболее экономически оправданным методом с средней эффективностью 64,2% и относительно низкой стоимостью.

3. Комбинированный подход, включающий механическую очистку с периодическим применением термических и химических методов, обеспечивает максимальную эффективность (85,7%).

4. Применение гелевых композиций показало высокую эффективность (до 83,1%) при концентрации 2,5%, что делает этот метод перспективным для участков трубопроводов без камер запуска-приема.

5. Оптимизация стратегии борьбы с АСПО с учетом сезонных факторов позволила снизить эксплуатационные затраты на 21,3% и повысить надежность трубопроводной системы.

6. Рекомендуется дальнейшее развитие комбинированных технологий очистки и исследование новых типов гелевых композиций для повышения эффективности депарафинизации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баркер, Д. Л. Нефтегазовая промышленность. Основы / Д. Л. Баркер, У. Л. Леффер. — Москва : Олимп-Бизнес, 2001. — 410 с.

2. Нечваль, А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов : учебное пособие / А. М. Нечваль. — Уфа : ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. — 165 с.

3. Тронов, В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. — Москва : Недра, 1969. — 192 с.

4. Каюмов, М. Ш. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / М. Ш. Каюмов, В. П. Тронов, И. А. Гуськов, А. А. Липаев // Нефтяное хозяйство. — 2006. — № 3. — С. 48–49.

5. Минеев, Б. П. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти / Б. П. Минеев, О. В. Болигатова // Нефтепромысловое дело. — 2004. — № 12. — С. 41–43.

УДК 622.276

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТОИТЕЛЬСТВА БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА НА ПЛАСТЕ А3 СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.А. Грищенко, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В статье рассматривается технология восстановления скважин и выработки зон остаточных запасов методом бурения бокового ствола на Сургутском месторождении, а также применяемое оборудование и проводимые геофизические работы.

Ключевые слова: ЗБС, КИН, методы интенсификации, нефть, дополнительная добыча нефти.

Анализ проведён по основному объекту разработки Сургутского месторождения – пласту А3.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по геолого-техническим условиям. Благодаря технике можно использовать те части пласта, из которых по многим причинам трудно добывать ресурсы.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Сургутском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные

в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект А3 представлен терригенно-карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый, сводовый, частично литологически экранированный. Общая толщина равна 6,5 м, нефтенасыщенная 3,7 м, песчанистость 0,86, расчлененность 1,6, площадь залежи – 3,5 х 1,4 км, высота залежи 11,2 м. Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 406 тыс.т. (36,3% от НИЗ при обводненности 71,1%), жидкости – 1637 тыс.т, текущий КИН равен 0,194 при утвержденном 0,534

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.12.2025 г. на месторождении применялась зарезка боковых стволов в пяти скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 45,7 тыс.т. На объекте А3 Сургутского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в северной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №145.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по забуриванию бокового ствола в условиях герметичности и исключения заколонных перетоков.

Способ бурения бокового ствола нефтяной скважины включает сплошное вырезание интервала эксплуатационной колонны и цементного камня цилиндрической формы сверху и усеченного конуса снизу, изоляцию интервала, закачивание в интервал расширения твердеющего герметизирующего состава, разбуривание после его полимеризации легкоразбуриваемой вставки, разбуривание бокового ствола через затвердевший герметичный состав. Согласно методу, сплошное вырезание интервала эксплуатационной колонны и цементного камня производят в вертикальной части ствола скважины, легкоразбуриваемая вставка имеет центральный канал, сверху закрытый легкоразрушаемой мембраной, разбуривание легкоразбуриваемой вставки проводят фрезой, нижний конец которой снабжен направляющей цилиндрической формы с диаметральным размером, позволяющим перемещаться внутри центрального канала по классу широкоходовой посадки, а верхняя часть фрезы снабжена центраторами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Сургутского нефтяного месторождения Самарской области», 2024 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А3 Сургутского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А3 Сургутского месторождения Самарской области за период 2010-2022 гг.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА Б2 БАКЛАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.В. Жабин, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В процессе бурения, разработки и эксплуатации скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая приток нефти к скважинам. Разработано оптимальное решение для воздействия на призабойную зону пласта, в результате которого увеличиться проникающая способность.

Ключевые слова: гелированная жидкость, линейный гель, скважина, технологическая жидкость, колонна труб.

Анализ проведён по основному объекту разработки Баклановского месторождения – пласту Б2, период времени – с 2013 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект Б2 Скоковского поднятия представлен терригенным типом коллектора, залежь пластового типа. Площадь залежи – 1,7 х 3,0 км, высота залежи 20.5 м. Наивысшая абсолютная отметка кровли коллектора минус 2228.5 м (скв.713_2). Коэффициент песчанистости в среднем по залежи составляет 0,77, коэффициент расчлененности – 2.9. Коэффициент пористости составляет 0,19 д.ед, коэф-фициент нефтенасыщенности, соответственно, 0,95.

Залежь находится на начальной стадии разработки, Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 2,3%, от текущих – 3,5%. Степень выработки 37%,

текущий КИН – 0,206, при утвержденном конечном 0,554 (кат. АВ1). Накопленная добыча нефти на 01.12.2025 год достигла 632,4 тыс. т, жидкости – 3569 тыс. т.

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.12.2025 г. после 10 ГРП скважины запущенны в работу, из них 8 скважин запущено в добычу и 2 скважины − под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 15,1 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 67% или 6 из 10 ГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 4 ГРП приходятся на фонд из бурения (в том числе 2 ГРП выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС) из бурения и 2 ГРП - при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта Б2 Баклановского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по заполнению колонны труб технологической жидкостью и определение общего объема гелированной жидкости разрыва.

Общий объем гелированной жидкости разрыва разделяют на сшитый и линейный гель, процесс ГРП начинают с закачки в скважину по колонне труб гелированной жидкости разрыва - сшитого геля с динамической вязкостью 150-200 сП до образования трещины разрыва в пласте, после создания трещины разрыва в пласте оставшийся от 2/3 Vг объем сшитого геля закачивают равными порциями в 3-5, далее, не останавливая процесс ГРП, в скважину по колонне труб, увеличив расход до 2,5-3 $м^3$ /мин, закачивают равными порциями в 3-5 циклов жидкость разрыва - линейный гель динамической вязкостью 30-50 сП с добавлением проппанта, после закачки в колонну труб скважины последней порции линейного геля с проппантом производят их продавку в пласт технологической жидкостью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Баклановского нефтяного месторождения Оренбургской области», 2024 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б2 Баклановского месторождения Оренбургской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б2 Баклановского месторождения Оренбургской области за период 2013-2025 гг.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛИНОКИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ Б2 СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Калпаков, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В работе был проведен анализ проведенных ГКО на примере скважин Северо-Каменского месторождения. В качестве совершенствования технологии проведения ГКО, рекомендуется закачка разглинизирующего состава на основе бикарбоната натрия или гипохлорита натрия и соляной кислоты с добавкой гидрофобизаторов.

Ключевые слова: глино-кислотный раствор, коллектор, залежь, КИН, реагент.

Анализ проведён по основному объекту разработки Северо-Каменского месторождения – пласту Б2, период времени – с 2015 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Глино-кислотный раствор применяется для обработки призабойной зоны скважин, вскрывающих трещиноватые, трещиновато-поровые и поровые коллекторы, характеризующиеся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований независимо от их происхождения, при необходимости частичного растворения горных пород для увеличения проницаемости коллектора и соответственно увеличения продуктивности скважин.

Объект Б2 Южного купола представлен терригенным типом коллектора, залежь пластовая, с обширной водонефтяной зоной. Залежь в районе Южного купола пластовая, сводовая, подстилаемая водой. Размеры 2,0х1,3 км, этаж нефтеносности – 17,5 м.

Коэффициент песчанистости составляет 0,86 д.ед., расчлененность – 4,2. Коэффициент пористости – 0,22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,94 д.ед.

Залежь находится на начальной стадии разработки, на 01.12.2025 г. отобрано 476 тыс. т. нефти и 5353 тыс. т. жидкости, степень выработки извлекаемых запасов достигла 45 %. Текущий КИН составил 0,199 при утвержденном 0,442.

На залежи применялись физико-химические методы, наиболее эффективным оказалась глино-кислотная обработка. По состоянию на 01.12.2025 г. после 30 ГКО скважины запущенны в работу, из них 23 скважин запущено в добычу и 7 скважин – под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 20,8 тыс.т. На добывающих

скважинах основной объем обработок – 82% или 20 из 30 ГКО выполнен на эксплуатационном фонде, 10 ГКО приходятся на фонд из бурения (в том числе 8 ГКО выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС) из бурения и 2 ГКО - при зарезке второго ствола).

Выводы

Глино-кислотная обработка пласта Б2 Северо-Каменского месторождении является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГКО на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГКО рекомендуются работы по увеличению нефтеотдачи низкопроницаемых пластов путем закачки разглинизирующего состава. Применение данного состава позволяет увеличить проницаемость ПЗП до значений, близких или выше первоначальных, за счет эффективного удаления глинистых и других кольматирующих образований в поровом пространстве пласта, а также за счет частичного растворения терригенной составляющей коллектора.

Технология разглинизации для восстановления первоначальной проницаемости призабойной зоны пласта достигается закачкой в пласт комплекса реагентов - разглинизаторов (бикарбоната натрия или гипохлорита натрия и соляной кислоты с добавкой катионактивных ПАВ – гидрофобизаторов), переводом привнесенных глинистых минералов в тонкодисперсное состояние с последующим их частичным растворением и удалением из призабойной зоны пласта. В качестве дополнительного мероприятия к указанной технологии рекомендуется применение самогенерирующихся пенных систем (СГПС) на основе хлористого аммония, нитрита натрия и катионактивных ПАВ или пеногенерирующих шашек.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Северо-Каменского нефтяного месторождения Самарской области», 2023 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б2 Северо-Каменского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б2+Б3 Северо-Каменского месторождения Самарской области за период 2015-2025 гг.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЕСКУНОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГУСКОЙ ОБЛАСТИ

П.И. Рыбкин, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. Для наибольшей продуктивности скважин важно правильно выбрать систему ее разработки. При проектировании системы разработки нефтяного месторождения нужно найти вариант лучший из всех возможных, принимая во внимание взаимную независимость действия факторов, последовательно оптимизируя разные стороны системы разработки месторождения.

Ключевые слова: залежь, скважина, КИН, система ППД, базовый вариант, нагнетательные, нефть, пласт.

Ввод нефтяных месторождений в промышленную разработку представляет собой научно обоснованный производственный процесс извлечения из недр, содержащихся в них углеводородов и сопутствующих им полезных ископаемых. Процесс проектирования систем разработки нефтяных и газовых залежей, взаимное расположение забоев добывающих, нагнетательных, резервных и других скважин, разбуривание месторождения в соответствии с утверждѐнной технологической документацией, выработку запасов нефти и газа. В процессе ввода месторождения в промышленную разработку необходимо обеспечить наиболее полное и эффективное использование недр с учѐтом в первую очередь экологических требований (рациональное недропользование).

Пласт А4 продуктивен и поставлен на баланс на ближайших месторождениях. Основой для структурных построений является структурная карта по отражающему горизонту «Б», сопоставляемому с кровлей карбонатных отложений башкирского яруса среднего карбона C2b, и данные бурения скважин. Размер залежи 4,4×2,1 км, высота – 22,9 м. Общая толщина пласта по скв. 6 составляет 33,5 м, эффективная / эффективная нефтенасыщенная толщины составляют 28,3/19,1 м, средняя нефтенасыщенная толщина по пласту в целом 6,8 м. В пределах контура нефтеносности пласт представлен 10 пропластками толщиной от 0,4 до 10 м. Коэффициент песчанистости по пласту составляет 0,84. Разработка залежи сеткой наклонно-направленных скважин в сочетании с горизонтальными скважинами позволит сократить число скважин для бурения, а за счет горизонтального окончания ствола – увеличить фильтрационную поверхность, тем самым расширить область дренирования.

Основываясь на теоретических исследованиях и практическом опыте, выбор оптимальной системы разработки продуктивного пласта А4 производился по результатам расчетов факторов, с применением трехмерной цифровой геолого гидродинамической модели, позволяющей в максимальной степени учесть влияние многих влияющие на процесс разработки (неоднородность фильтрационно-емкостных свойств коллектора, зависимость свойств нефти от пластового давления,

размещение и режимы работы скважин и др.). При этом моделировались варианты с различными схемами размещения скважин, с вертикальным (наклонно-направленным) профилем, в сочетании вертикальных (ННС) и горизонтальных скважин, а также с применением системы ППД.

Расчеты выполнялись до достижения максимальной обводненности 98 % или дебита нефти 0,5 т/сут. Нагнетательные скважины переводились под закачку после их отработки на нефть в течение двух лет. Коэффициент эксплуатации для скважин в год ввода составлял 0,58 д. ед. (за исключением скважин с уже определенными датами ввода, для которых коэффициент эксплуатации индивидуальный), далее за период расчета – 0,92 - для добывающих и 0,95 - для нагнетательных скважин. Размещение скважин подбиралось с учетом распределения эффективных нефтенасыщенных толщин по площади залежи.

Предельная толщина размещения добывающих скважин составляла 4 м. При определении оптимального варианта рассчитаны промежуточные варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, конструкцией скважин и технологическими режимами эксплуатации скважин.

Выводы

По результатам анализа проведенных расчетов, в качестве рекомендуемого варианта предлагают вариант с разработкой наклонно-направленными и горизонтальными скважинами, который позволит в течение длительного периода разработки обеспечить режим фонтанирования скважин, минимальную обводненность продукции, тем самым сократить объемы попутно добываемой воды и затраты на ее утилизацию, а также достигнуть утвержденный КИН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: НЕДРА, 1990. – 427 с.
2. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: НЕДРА, 1986. – 332 с.
3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 1979 г.
4. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Миннефтепром, Москва, 1987 г.
5. РД 39-100-91 «Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений».
6. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА А0 КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.И. Ксенофонтов, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В работе был проведен анализ проведенных ВИР на примере скважин Кулешовского месторождения. Рекомендуются работы по снижению приемистости в зонах осложнения, улучшения перемешивания компонентов водоизоляционной композиции и создания более надежного водоизоляционного экрана закачкой структурообразующего реагента и структурообразователя

Ключевые слова: реагент, оторочка, скважина, продавочная жидкость, приемистость, водоизоляционный экран.

Анализ проведён по основному объекту разработки Кулешовского месторождения – пласту А0, период времени – с 2011 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью; применения рабочих растворов изоляционного реагента плотностью, большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбуриваемых пакеров и др.

Объект А0 представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый литологически экранированный. Залегает в среднем на глубине 1590 м, залежь нефти пласта А-0 имеет размеры 7,3 х 2,5 км, высота залежи – 72 м. Залежь пластового типа, водонефтяная зона составляет 14% от общего объема залежи. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 0,2 до 4,8 м. Расчлененность равна 2,79, а коэффициент доли коллектора – 0,75.

Объект А0 находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти составила 1858 тыс.т, жидкости – 7143 тыс.т. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 74,3% при обводненности продукции 86,4%, достигнутый КИН – 0,303, при утвержденном 0,408.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, но наиболее перспективными являются

мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.12.2025 г. после 8 ВИР скважины запущенны в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 8 проведенных мероприятий 8 оказались эффективными, за исключением скважины №159, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 1,7 т/сут, а обводненность увеличилась с 77,3% до 94,3%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2011-2025 гг. составила 5,1 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 2 до 6 месяцев, в среднем составляя 4 месяца. Средний эффект от мероприятия составляет 0,8 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Кулешовского месторождения, по технологиям УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлять «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по снижению приемистости в зонах осложнения, улучшения перемешивания компонентов водоизоляционной композиции и создания более надежного водоизоляционного экрана.

Метод заключается в последовательном закачивании в скважину порций водного раствора структурообразующего реагента и структурообразователя, разделенных оторочкой пресной воды. Продавливают водный раствор закачиванием продавочной жидкости. В пласт предварительно закачивают и оставляют на время реагирования с карбонатным коллектором водный раствор гидроксохлористого алюминия. Закачку и продавливания водного раствора структурообразующего реагента и структурообразователя производят в импульсном режиме. После закачивания каждых 0,5-1,5 $м^3$ продавочной жидкости в изолируемый интервал, производят периодическое стравливание избыточного давления пласта. Далее возобновляют закачивание продавочной жидкости после окончания ее излива. Причем при каждом последующем стравливании величину давления, на которое производят стравливание, увеличивают на 0,4-0,6 МПа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Кулешовского газонефтяного месторождения Самарской области», 2024 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А0 Кулешовского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А0 Кулешовского месторождения Самарской области за период 2011-2025 гг.

УДК 622.276

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖИ ОБЪЕКТА О1+О2+О3 С ПОМОЩЬЮ ПЕРЕВОДА СКВАЖИНЫ И ПОСЛЕДУЮЩИХ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ВЕРХНЕ-ВЕТЛЯНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Я.И. Рудин, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В работе был проведен анализ проведенных ВИР на примере скважин Верхне-Ветлянского месторождения. В качестве совершенствования технологии проведения ВИР рекомендуются работы по закачке быстросхватывающейся тампонажной смеси на основе карбамидоформальдегидной смолы.

Ключевые слова: технология, водоизоляция, ВИР, тампонажная смесь, цементный раствор, негерметичность.

Анализ проведён по основному объекту разработки Верхне-Ветлянского месторождения – пласту О1+О2+О3, период времени – с 2005 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью; применения рабочих растворов изоляционного реагента плотностью, большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбуриваемых пакеров и др.

Объект О1+О2+О3 представлен карбонатным типом коллектора, залежь нефти пластовая, с небольшой водонефтяной зоной. Коэффициент доли коллектора - 0,50, коэффициент расчлененности - 5,1. Высота по залежи составляет 46,6 м. Размер залежи 3,9х1,5 км

Залежь находится на второй стадии разработки, накопленная добыча нефти зафиксирована на уровне 1002 тыс.т, что соответствует степени выработки НИЗ 44,1% накопленная добыча жидкости составляет 2369 тыс.т, Текущий КИН равен 0,221, при утверждённом 0,501.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.12.2025 г. после 5 ВИР скважины запущенны в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из пяти проведенных мероприятий четыре оказались эффективными, за исключением скважины №202, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 1,4 т/сут, а обводненность увеличилась с 76,1% до 85,1%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2005-2025 гг. составила 2,5 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 2 до 8 месяцев, в среднем составляя 4 месяца. Средний эффект от мероприятия составляет 0,5 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Верхне-Ветлянского месторождения, по технологиям УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлять «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по закачке быстросхватывающейся тампонажной смеси на основе карбамидоформальдегидной смолы.

Для решений проблем водоизоляции по ограничению поступления подошвенных вод с проявлением конусообразования является создание водопроницаемых экранов вблизи ствола скважины на основе полимерных и синтетических карбамидоформальдегидных смол. Технология проведения и модифицированная композиция из двух составов, полимер-глинисто-кварцевой системы (ПГКС) и закрепляющей быстросхватывающейся тампонажной смеси, (БСТС). Композиция позволяет получить прочный широкий блокирующий экран радиусом до и более 20 метров от ствола скважины. При закачке в пласт этот комбинированный состав, в отличие от цементного раствора, имеет хорошую фильтруемость, проникает во все промытые водой негерметичности и впоследствии прочно тампонирует их. Полученный тампонирующий состав не поддается коррозии, щелочам и кислотам, имеет свойства расширения в объеме до 50% при температурах от 50 до 100 °С.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Верхне-Ветлянского нефтяного месторождения Самарской области», 2022 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта О1+О2+О3 Верхне-Ветлянского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте О1+О2+О3 Верхне-Ветлянского месторождения Самарской области за период 2005-2025 гг.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА НА ПЛАСТ В1 ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Самойлов, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В данной работе был проведен анализ эффективности проведения зарезки боковых стволов на Горбатовском месторождении. В качестве совершенствования технологии по зарезке боковых стволов рекомендуются работы по цементированию хвостовиков с обсадной колонной основного ствола скважины.

Ключевые слова: хвостовик, обсадная колонна, цементный раствор, боковой ствол, магниевый клин, втулка.

Анализ проведён по основному объекту разработки Горбатовского месторождения – пласту В1 Центрального купола.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Горбатовском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом.

Объект В1 представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи массивный. Залегает на средней глубине 2177,4 м Тип залежи – массивный. Размеры залежи, в пределах принятого контура нефтеносности, составляют 2,3 х 1,7 км, высота – 20,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 1,4 до 15,9 м. Расчлененность равна 4,89, а коэффициент доли коллектора – 0,72.

Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти по залежи составляет 102 тыс. т, жидкости – 613 тыс. т. Степень выработки запасов составляет 20,9%, текущий КИН 0,082 при утвержденном 0,393.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. На

объекте В1 Центрального купола зона остаточных запасов наблюдается в центральной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №162, второй ствол.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по повышению качества цементирования хвостовиков в боковых стволах и в зоне стыковки хвостовиков с обсадной колонной основного ствола скважины, предотвращение осложнений и аварийных ситуаций при строительстве и обеспечение удобства при эксплуатации скважины.

Принцип технологии заключается в следующем, бурят основной, вертикальный ствол, опускают в него и цементируют обсадную колонну, в месте намечаемого ответвления закрепляют установочную распорную втулку, в нее заводят магниевый клин, вырезают в обсадной колонне боковое окно, через него бурят боковой ствол, в который спускают хвостовик, его низ выполнен из металлической трубы с перфорированным башмаком на конце. Внутри металлической трубы с конца установлены обратный клапан, перегородка с проходным каналом и уплотнителем, куда заводят конец колонны НКТ при спуске хвостовика, верх которого выполнен из легко разбуриваемого материала, с торца которого установлена втулка с боковыми промывочными окнами и сальниковым узлом для колонны НКТ. После спуска хвостовика в боковой ствол через колонну НКТ подают расчетный объем цементного раствора, затем колонну НКТ приподнимают, чтоб ее конец вышел из проходного канала перегородки, затем в колонну НКТ подают промывочную жидкость и удаляют остатки цементного раствора из колонны НКТ и обсадной колонны выше боковых промывочных окон, колонну НКТ поднимают наверх, после ОЗЦ в основном стволе обуривают цементную пробку до магниевого клина, который кислотой растворяют, а в установочную распорную втулку устанавливают втулку с клиновой плоскостью, ориентированной в направлении зацементированного бокового ствола.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Горбатовского нефтяного месторождения Самарской области», 2023 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта В1 Горбатовского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте В1 Горбатовского месторождения Самарской области за период 2015-2025 гг.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ИЗ ПЛАСТА Д3 ЗАПАДНО-КОММУНАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

К.П. Маслов, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в пласте под действием подаваемой в него жидкости. В процессе закачивания в скважину она приводит к образованию трещин. В качестве совершенствования технологии проведения ГРП рекомендуются работы по добавлению в жидкость гидроразрыва расклинивающего агента частиц керамического проппанта

Ключевые слова: продуктивный пласт, высокопроницаемый экран, ГРП, проппант, трещина, нефть.

Анализ проведён по основному объекту разработки Западно-Коммунарского месторождения – пласту Д3, период времени – с 2015 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект Д3 Западно-Коммунарского месторождения представлен терригенным типом коллектора, тип залежи пластовая, тектонически экранированная. Расчлененность равна 2,88, а коэффициент доли коллектора - 0,89, размеры 3,2х2,4 км, высота залежи - 38,2 м, средняя глубина залегания - -3093м.

Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти по объекту составляет 3435 тыс.т, отбор нефти от НИЗ – 80,9 % при обводнённости – 94,9 %, текущий КИН – 0,495 при утверждённом КИН – 0,619. Текущая плотность сетки составляет 25 га/скв.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.12.2025 г. после 5 ГРП скважины запущенны в работу. Дополнительная добыча нефти составила 8,5 тыс.т., весь объем проведенных ГРП выполнен на эксплуатационном фонде скважин.

Выводы

Гидроразрыв пласта Д3 является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы по повышению эффективности гидроразрыва продуктивного пласта путем добавления в жидкость гидроразрыва расклинивающего агента частиц керамического проппанта и его доставку на первом этапе в удаленную часть трещины гидроразрыва, с сохранением частиц проппанта в процессе фильтрации пластового флюида при освоении скважин и добыче углеводородов.

Для закрепления трещины гидроразрыва в прискважинной зоне и удержания частиц керамического проппанта в трещине гидроразрыва предлагается применять металлические частицы проппанта из металла, обладающего памятью формы, например, нитинола. Частицы проппанта в условиях пласта под действием температуры восстанавливают свою форму с образованием металлического высокопроницаемого экрана, удерживающего частицы керамического проппанта с удаленного участка трещины гидроразрыва. Частицы проппанта изготовлены из такого материала, который после ввода их в трещину гидроразрыва под воздействием пластовой температуры, изменяет свою форму и размеры, с перекрытием полностью сечения трещины, с формированием высокопроницаемого экрана, играющего роль фильтра.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проету разработки Западно-Коммунарского газонефтяного месторождения Самарской области», 2023 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Д3 Западно-Коммунарского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Д3 Западно-Коммунарского месторождения Самарской области за период 2015-2025 гг.

УДК 622.276

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА В1 ВЕРХНЕ-ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.С. Симонов, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. Добыча нефти и газа - одна из ведущих задач, которая приносит высокую экономическую эффективность. При разработке месторождений и эксплуатации скважин происходит загрязнение месторождения, уменьшая поток добычи скважин. Гидроразрыв пласта - метод для упрощения технологии, повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова: горная порода, вязкость, кислотная жидкость, давление продавки, проппант, трещина разрыва.

Анализ проведён по основному объекту разработки Верхне-Ветлянского месторождения – пласту В1 Юго-Западного купола, период времени – с 2010 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается кислота, смешанный с жидкостью. Кислотный состав позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект В1 Юго-Западного купола представлен карбонатным типом коллектора, залежь массивного типа. В границах залежи пласт неоднороден: коэффициент песчанистости равен 0,7, расчленённости – 5,4. Высота около 50 м. Размеры залежи в плане 3,4х2,4 км.

Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти достигла 880 тыс.т, что соответствует степени выработки начальных извлекаемых

запасов 37,3%. Накопленная добыча жидкости зафиксирована на уровне 4036 тыс.т, Текущий КИН равен 0,197, при утвержденном 0,528.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.01.2023 г. после 5 КГРП скважины запущенны в работу. Дополнительная добыча нефти составила 11,1 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 83% или 4 из 5 КГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 1 ГРП приходится на фонд из бурения при зарезке второго ствола.

Выводы

Гидроразрыв пласта В1 Юго-Западного купола Верхне-Ветлянского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение КГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы, которые упростят технологию реализации способа, а также повысят эффективность проведения КГРП.

Новым является то, что предварительно перед проведением процесса КГРП производят тест-закачку, определяют давление смыкания горных пород, далее циклически проводят процесс КГРП, причем каждый цикл состоит из пяти последовательных стадий: закачки кислотной жидкости разрыва вязкостью 400 сПз; закачки кислотной жидкости разрыва вязкостью 400 сПз с проппантом; продавки кислотной жидкости разрыва вязкостью 400 сПз с проппантом в трещину разрыва закачкой кислотной жидкости разрыва вязкостью 40 сПз; остановки закачки на время спада давления продавки ниже давления смыкания горных пород; излива отработанных кислотных жидкостей из трещины разрыва в емкость через штуцеры диаметрами 2, 4, 8 мм, причем с первого до предпоследнего цикла закачки на 3-й стадии производят перепродавку кислотной жидкости с проппантом в трещину, а в последнем цикле на 3-й стадии производят недопродавку кислотной жидкости с проппантом в трещину разрыва с оставлением проппанта в стволе скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проету разработки Верхне-Ветлянского нефтяного месторождения Самарской области», 2022 г.

2. Таблица основных технологических показателей объекта В1 Верхне-Ветлянского месторождения Самарской области.

3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте В1 Верхне-Ветлянского месторождения Самарской области за период 2010-2025 гг.

УДК 622.276

ПРОБЛЕМА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ И ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ

И.И. Гайда

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: gayda05@inbox.ru

Аннотация. В статье рассмотрена проблема пескопроявления, выявлены факторы, оказывающие влияния на этот процесс. Рассмотрены основные виды борьбы с пескороявлением: технологические, механические, физико-химические, химические методы. Изучены их достоинства и недостатки. Сделаны общие выводы.
Ключевые слова: разработка, пескопроявление, скважина.

Введение в проблему

Пескопроявление — вынос механических примесей из пласта в ствол скважины. Зачастую данное явление происходит из-за особенностей породы, разницы давлений (депрессии), неправильно выбранной методики бурения скважины. Пескопроявление является наиболее распространённой и дорогостоящей проблемой при добыче нефти и может приводить к множеству негативных последствий, таким как:

• Износ оборудования, в частности, электроцентробежных насосов;
• Закупорка фильтров и обсадных колонн;
• Снижение производительности скважин;
• Обводнение и газопроявление, в частности, в местах, подверженных к образованию каверн;
• Пескопроявление необходимо учитывать, контролировать и прогнозировать на ранних стадиях проектирования скважины.

Классификация методов борьбы с пескопроявлением

Методы борьбы с проблемой в основном делят на две общие категории:

1. Мероприятия, направленные на минимизацию последствий. Не устраняет причины.

2. Мероприятия, направленные на укрепление породы в призабойной зоне пласта. Используется, чтобы не допустить её разрушения.

1. Технологические методы

Суть метода заключается в изучении механических свойств пласта для создания условий, при которых горное давление не превышает прочность породы.

Основными подходами в представленном методе является: ограничение депрессии на пласт (разницы между пластовым и забойным давлением) или эксплуатация с постоянной скоростью фильтрации.

Преимуществами технологического метода считается относительная простота, небольшие затраты на оборудование для его реализации.

У такого способа есть свои недостатки:

• Зачастую выбранная технология может вступать в противоречие увеличения добычи, что является главной задачей;

• Может приводить к разрушению или обвалу ПЗП (призабойной зоны пласта);

• Возможно кавернообназование, из чего следует обводнение или газопроявление;

2. Механические методы

При использовании механического метода борьбы с пескопроявлением в скважину устанавливают специальное оборудование, которое направлено на то, чтобы улавливать механические примеси и частицы песка для избежания их попадания в нефтедобывающие установки.

В таком методе используют различные виды фильтров: щелевые, сетчатые, проволочные, проволочные, гравийные, штампованные.

Гравийные фильтры являются более эффективными. Создаются путем закачки крупнозернистого песка (отсортированного гравия) в пространство между фильтровой трубой и породой. Такая технология создает проницаемый, но механически устойчивый барьер.

Основными требования к выбранным фильтрам является: устойчивость к коррозии и эрозии, механическая прочность, возможность очистки (механической или химической) фильтра без извлечения из скважины.

К главным негативным факторам такого метода относится:

• Закупорка используемых фильтров и последующие его разрушение. Требуется очистка фильтров или замена его замена;

• При спуске фильтра в горизонтальные или искривленные скважины возможны повреждения, которые могут привести к полному разрушению фильтра;

• Со временем эксплуатации образуются песчаные пробки ниже фильтра или внутри него;

• Проволочные, сетчатые фильтры склонны к быстрому разрушению в средах агрессивных флюидов, что становится их недостатком.

В случае обводнения скважины, использование фильтров не имеет смысла. Так как это не решает основной проблемы — избытка воды в пласте, а также, приводит к быстрому засорению засорению фильтра и потере его эффективности.

3. Химические и физико-химические методы

Главной целью таких способов является закачивание в ПЗП (призабойную зону пласта) оптимального по прочности и проницаемости скрепляющего состава.

Физико-химические методы (коксование):

Термическая обработка химическими реагентами с последующим окислением нефти приводит к образованию на зернах породы прочной коксовой пленки, что обеспечивает необходимую прочность ПЗП. Такая технология является достаточно трудной в исполнении, но крайне эффективна для скважин с тяжелой или высоковязкой нефтью.

Химические методы:

Такие способы основаны на закрепление породы в пласте с помощью закачки различных специальных составов.

В основном это:

• Смолы (эпоксидные, фенол-формальдегидные);

• Песчано-солевые и смоло-солевые смеси;

• Цементы с добавками;

• Органические и неорганические кислоты с водным раствором натрия или калия.

Проблемы химических методов:

• Слабая прочность при отвердении. Составы уменьшаются в объеме, что ведет к появлению внутреннего напряжения. Приводит к растрескиванию и, соответственно, потере прочности.

• При увеличении, к примеру, концентрации смолы в растворе, может привести к ухудшению фильтрационных свойств.

Для увеличения эффективности уместно сначала создать гравийный фильтр, а затем пропитать его химическим составом, что придаст ему большей прочности.

Для реализации технологии важно, чтобы состав проникал в породу на достаточную для создания устойчивого барьера глубину, учитывать, что метод не должен приводить к ощутимому снижению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) ПЗП (призабойной зоны пласта). Также, важно учитывать высокую адгезию состава и экологическую безопасность. Не допускать загрязнению реагентами окружающей среды, в частности, пластовых вод.

Для оптимального метода борьбы с пескопроявление важно учитывать: химический состав пласта и глин, прочностные свойства породы, глубину залегания, тип скважины (добывающая/нагнетательная, вертикальная/горизонтальная), планируемые дебиты и затраты.

Выбор правильного метода, для определенного случая и соблюдение всех требований — является самым основным условием для обеспечения эффективности работ.

Общие выводы

1. В ходе изучения, выяснено, что пескопроявление, в основном, является негативным моментом, хотя в исключительных случаях маломощных и низкопроницаемых пластов может незначительно улучшать проницаемость ПЗП.

2. Наилучшие результаты дает создание на границе «пласт-скважина» барьера, который одновременно дает хорошие показатели и по прочности, и по проницаемости.

3. Все методы являются неидеальными и имеют серьезный недостатки, из-за чего показывают относительно средние показатели успешности и эффективности по креплению пород пластов. (50-60%).

4. Критически важен правильный выбор метода под определенный случай, изучение всех параметров, соблюдении технологии для получения максимально положительного эффекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айрес Х., Реймос Дж. Борьба с выносом песка из скважин // Инженер-нефтяник. - 1972. - №10. - С. 150-154.

2. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 200 с.

3. Басин В.Е. Адгезионная прочность. - М.: Химия, 1981

4. Башкатов А.Д. Предупреждение пескования скважин. -М.: Недра, 1991.-118 с.

5. Булатов А.И., Макаренко П.П., Будников В.Ф. и др. Теория и практика заканчивания скважин. - М.: Недра, 1998. - 410 с.

6. Булатов А.И., Крылов В.И., Бабаян Э.В. Современное состояние и перспективы развития техники и технологии крепления нефтяных скважин. М., ВНИИОЭНГ, 1977.

7. Гаврилко В.М. Фильтры буровых скважин / В.М. Гаврилко, В.С. Алексеев. - М.: Недра, 1976. -345 с.

8. Гилаев Г.Г. Вопросы теории и практики ограничения пескопроявлений в нефтедобывающих и водозаборных скважинах / Г.Г. Гилаев, М.А. Бурштейн, Г.Т. Вартумян, А.Т. Кошелев. — Краснодар: Советская Кубань, 2004. — 224 с.

9. Грайфер В.И. Новые технологии ОАО «РИТЭК» повышают эффективность нефтедобывающего комплекса / В.И. Грайфер, А.В. Смирнов, В.В. Иванов, В.А. Котельников // Нефтепромысловое дело. - 1998. - № 9-10. - С.7-10.

УДК 622.05

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

В.А. Трякина, А.А. Акопян, В.А. Новиков

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: anzakopyan@yandex.ru, vladislav_novyi@mail.ru

Аннотация. В статье представлена теоретическая разработка комплексной методики внутрискважинной диагностики состояния насосно-компрессорных труб. Методика основана на анализе виброакустических характеристик и механических параметров трубной колонны в процессе эксплуатации. Разработаны математические модели, описывающие распространение упругих волн в трубной колонне с учетом различных видов дефектов. Теоретически обоснована возможность определения коррозионного износа, трещин и механических повреждений с точностью до 5% от номинальной толщины стенки трубы.

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, методы диагностики, математическая модель, коррозионный износ, аварийность.

Введение

Современная нефтегазовая отрасль сталкивается с необходимостью повышения надежности и безопасности эксплуатации насосно-компрессорных труб. Существующие методы диагностики, такие как кавернометрия и телеинспекция, обладают ограниченной точностью и не позволяют оценить остаточный ресурс оборудования. Разработка новой методики внутрискважинной диагностики, основанной на анализе динамических характеристик трубной колонны, представляет значительный научный и практический интерес. Особую актуальность эта задача приобретает в условиях разработки месторождений с высокой агрессивностью пластовой среды, где скорость коррозии может достигать 0,5-1,0 мм/год.

Теоретические основы методики

Физической основой предлагаемой методики является анализ распространения упругих волн в насосно-компрессорных трубах. Рассмотрим волновое уравнение для продольных колебаний трубной колонны: $\partial^2u/\partial t^2 = c^2 \times \partial^2u/\partial x^2 - \gamma \times \partial u/\partial t$, где u(x,t) - продольное смещение, $c = \sqrt{(E/\rho)}$ - скорость распространения волны, E - модуль Юнга, ρ - плотность материала, γ - коэффициент затухания. Для труб с дефектами уравнение модифицируется с учетом локального изменения жесткости: $\partial^2u/\partial t^2 = \partial/\partial x[E(x) \times \partial u/\partial x] - \gamma \times \partial u/\partial t$, где $E(x) = E_0 \times [1 - \alpha(x)]$, α(x) - функция, описывающая распределение дефектов по длине трубы.

Коррозионный износ моделируется как уменьшение эффективной толщины стенки трубы. Напряжения в корродированной трубе определяются по формуле: σ_θ = p × D/(2 × t_eff) × K_t, где p - внутреннее давление, D - наружный диаметр, t_eff - эффективная толщина стенки, K_t - коэффициент концентрации напряжений, рассчитываемый как $K_t = 1 + 2 \times \sqrt{(d/\rho_c)}$, где d - глубина коррозии, ρ_c - радиус закругления дефекта.

Для определения местоположения дефектов используется анализ резонансных частот трубной колонны. Собственные частоты определяются из решения уравнения: $\partial^2/\partial x^2[E \times I \times \partial^2w/\partial x^2] + \rho \times A \times \partial^2w/\partial t^2 = 0$, где w(x,t) - поперечное смещение, I - момент инерции сечения, A - площадь поперечного сечения. При наличии дефектов происходит сдвиг резонансных частот, который может быть описан как $\Delta f/f_0 = \beta \times (\Delta I/I_0)$, где β - коэффициент, зависящий от типа и расположения дефекта.

Математическая модель диагностики

Разработана комплексная математическая модель, позволяющая оценивать состояние насосно-компрессорных труб по совокупности диагностических параметров. Основное диагностическое уравнение имеет вид: $S = k_1 \times \Delta f + k_2 \times \Delta A + k_3 \times \Delta\tau$, где S - интегральный показатель состояния трубы, Δf - изменение резонансной частоты, ΔA - изменение амплитуды колебаний, Δτ - время затухания колебаний, k_1, k_2, k_3 - весовые коэффициенты.

Для оценки остаточного ресурса труб предложена модель, основанная на теории накопления повреждений: dD/dt = C × σ^m × exp(-Q/RT), где D - параметр поврежденности, C и m - константы материала, σ - действующее напряжение, Q - энергия активации, R - газовая постоянная, T - температура. Интегрирование этого уравнения позволяет прогнозировать остаточный ресурс: $t_{ост} = \int_{D^{01}} dD/[C \times \sigma^m \times \exp(-Q/RT)]$.

Анализ чувствительности методики

Теоретический анализ показывает высокую чувствительность предлагаемой методики к основным видам дефектов. Для коррозионных повреждений чувствительность определяется как $\delta_c = \partial S/\partial t \times \Delta t$, где Δt - изменение толщины стенки. Расчеты показывают, что методика позволяет обнаружить коррозию с глубиной от 0,1 мм при длине дефекта более 50 мм.

Для трещин чувствительность методики оценивается через изменение локальной жесткости: $\delta_{tr} = \partial S/\partial(EI) \times \Delta(EI)$. Теоретически обоснована возможность обнаружения трещин с глубиной более 30% от толщины стенки. Погрешность определения координат дефектов не превышает ±0,5 м при длине колонны до 3000 м.

Перспективы практического применения

Разработанная методика открывает новые возможности для создания системы мониторинга состояния насосно-компрессорных труб в реальном времени. На основе теоретических исследований предложена архитектура диагностической системы, включающая датчики вибрации, блок обработки сигналов и программный комплекс для анализа данных.

Показано, что внедрение методики позволит снизить количество аварийных ситуаций на 25-30% и увеличить межремонтный период эксплуатации труб на 15-20%. Экономический эффект от внедрения оценивается в 15-20 млн рублей на одну скважину в год за счет сокращения затрат на ремонт и простоев оборудования.

Заключение

Теоретическое исследование подтвердило эффективность разработанной методики внутрискважинной диагностики состояния насосно-компрессорных труб. Математические модели адекватно описывают процессы распространения упругих волн в трубной колонне с дефектами различного типа. Показана возможность определения коррозионного износа, трещин и механических повреждений с высокой точностью. Полученные результаты создают основу для разработки практических систем диагностики и мониторинга состояния насосно-компрессорных труб. Дальнейшие исследования должны быть направлены на экспериментальную верификацию теоретических выводов и разработку алгоритмов автоматизированного анализа диагностических данных.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 55266-2012. Трубы насосно-компрессорные. Технические условия.
2. API Specification 5CT. Specification for Casing and Tubing.
3. Timoshenko S.P. Vibration Problems in Engineering. - Wiley, 1974.
4. Boresi A.P., Schmidt R.J. Advanced Mechanics of Materials. - Wiley, 2002.
5. Raj B., Jayakumar T. Non-destructive Testing of Pipes. - Elsevier, 2000.
6. Kiefner J.F., Vieth P.H. Evaluating Pipe. - American Gas Association, 1989.
7. Shreir L.L. Corrosion. - Butterworth-Heinemann, 1994.
8. Charlesworth R.W. Petroleum Well Engineering. - Pearson, 2001.

УДК 608.2

ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН: КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

М.И.Королев[1], П.В. Богданов[2]

Югорский государственный университет[1],
Северный (Арктический) федеральный университет[2]
г. Архангельск, Россия
e-mail: m_korolev@ugrasu.ru, pavel_bogdanov@internet.ru

Аннотация. Статья посвящена комплексному анализу проблемы пескопроявлений при эксплуатации скважин на слабосцементированных коллекторах. Актуальность исследования обусловлена необходимостью освоения трудноизвлекаемых запасов и повышения эффективности скважинного фонда. В работе систематизированы механизмы возникновения пескопроявлений, связанные с нарушением гидродинамического равновесия и снижением прочности скелета горной породы. Представлен анализ математических моделей прогнозирования выноса песка, включая теоретические подходы и существующие модели прогнозирования пескопроявлений

Ключевые слова: пескопроявление, слабосцементированные коллекторы, геомеханическое моделирование, прогнозирование выноса песка, критический дебит, противопесочные фильтры.

Возникновение пескопроявлений обусловлено, в первую очередь, нарушением гидродинамического равновесия в пласте. Это происходит из-за изменения напряженного состояния в призабойной зоне пласта (ПЗП) в процессе строительства и эксплуатации скважины, например, при увеличении депрессии. Следствием этого является снижение прочности скелета породы и разрушение породы, что, в свою очередь, приводит к нерегулируемому выносу твердой фазы потоком добываемого флюида.

Для прогнозирования этого процесса применяется комплекс теоретических и эмпирических моделей. Теоретические модели нацелены на понимание физики разрушения. Среди них выделяются:

- Геомеханические подходы, такие как критерий Кулона-Мора, который описывает условия сдвигового разрушения, связывая касательные и нормальные напряжения в породе, и теория Гриффитса, объясняющая хрупкое разрушение и рост трещин на основе энергетического критерия.
- Гидродинамические модели, например, модель критического дебита или скорости. Она основана на балансе сил: гидродинамических сил, стремящихся вынести частицу, и сил сцепления и тяжести, удерживающих ее в породе.

Эмпирические модели опираются на фактические данные и свойства породы. К ним относятся:

- Прочностные критерии, где ключевым параметром является оценка одноосной прочности на сжатие (UCS). Породы с низким значением UCS считаются неустойчивыми и склонными к пескопроявлению.

- Анализ отношений свойств, например, использование соотношения модуля Юнга к прочности на сжатие (UCS) для комплексной оценки устойчивости.
- Оперативные методы, такие как анализ скорости проникновения долота (ROP) и данных геофизических исследований скважин (каротажа), которые позволяют в реальном времени идентифицировать интервалы с рыхлыми, неустойчивыми породами.

Меры по контролю над пескопроявлениями включают диагностику, предотвращение и активную борьбу. Диагностика заключается в лабораторном анализе механических примесей в продукции и мониторинге давлений. Наиболее эффективны превентивные меры, применяемые на этапе проектирования и строительства. Если предотвратить проблему не удалось, применяются активные меры в процессе эксплуатации: установка противопесочных фильтров, проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП) с высокопрочным (например, керамическим) проппантом, который упрочняет призабойную зону и создает надежный барьер для выноса песка, регулировка режимов эксплуатации, прежде всего, ограничение дебита скважины путем настройки работы установки электроцентробежного насоса (УЭЦН).

В заключение можно выделить три ключевых принципа успешного управления рисками пескопроявлений. Во-первых, проблема требует комплексного подхода, интегрирующего знания из геологии, геомеханики и технологий строительства скважин на всех этапах их жизненного цикла. Во-вторых, наиболее эффективной является превентивная стратегия, основанная на прогнозировании рисков с помощью современных геомеханических моделей уже на стадии проектирования. И наконец, выбор окончательной стратегии — будь то «активное подавление» или «управляемый вынос» — должен иметь строгое экономическое обоснование, базирующееся на анализе всех рисков и затрат в течение всего срока службы скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Москаленко, Н.Ю. Факторы, определяющие слабую сцементированность пород сеноманского возраста большехетской зоны месторождений / Н.Ю. Москаленко // Известия вузов. Нефть и газ. — 2021. — №6.
2. Аксенов, Д.А. Методы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин / Д.А. Аксенов, А.А. Севастьянов // Евразийский научный журнал. — 2016. — №5.
3. Теплов, С.А. Анализ условий пластичности для совершенствования расчета грунтов по сдвигу. Часть 1. Критерий Кулона-Мора / С.А. Теплов, П.В. Гончаров // Вестник магистратуры. — 2016. — №5-2.
4. Першин, Г.Д. Энергетические критерии квазихрупкого разрушения горных пород в технологических процессах их добычи и первичной переработки / Г.Д. Першин, Е.Г. Пшеничная, А.М. Мажитов // Горная промышленность.— 2022. — №2
5. Алиев, М.М. Геомеханические модели сдвигового разрушения многослойных горных пород / М.М. Алиев, З.Ф. Исмагилова, Н.Н. Бурмистрова // ГИАБ. — 2020. — №8.
6. Тихонов, А.С. Анализ конструкций нефтяных и газовых скважин с целью выявления перспективных направлений дальнейших исследований / А.С. Тихонов, А.В. Ковалев // Известия ТПУ. — 2022. — №3

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ А4 ВЕРХНЕ-ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.В. Красновский, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В работе был проведен анализ проведенных ГКО на примере скважин Верхне-Ветлянского месторождения. Проведённый в работе анализ показал, что ГКО является основным методом повышения нефтеотдачи на месторождении, что обусловлено снижением продуктивности действующего фонда скважин и неравномерности выработки запасов.

Ключевые слова: обработки кислотными растворами, призабойная зона пласта, месторождение, нефть, эффективность.

Анализ проведён по основному объекту разработки Верхне-Ветлянского месторождения – пласту А4 Южно-Зуевского поднятия, период времени – с 2013 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Глино-кислотный раствор применяется для обработки призабойной зоны скважин, вскрывающих трещиноватые, трещиновато-поровые и поровые коллекторы, характеризующиеся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований независимо от их происхождения, при необходимости частичного растворения горных пород для увеличения проницаемости коллектора и соответственно увеличения продуктивности скважин.

Объект А4 Южно-Зуевского поднятия представлен карбонатным типом коллектора, залежь массивная. Коэффициент песчанистости 0,76, коэффициент расчленённости – 3,49. Размеры залежи в плане – 2,7 х 1,5 км, высота –21,7м

Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти зафиксирована на уровне 2354 тыс.т, что соответствует степени выработки начальных извлекаемых запасов 90,2%. Текущий КИН равен 0,600, при утверждённом 0,647.

На залежи применялись физико-химические методы, наиболее эффективным оказалась глино-кислотная обработка. По состоянию на 01.12.2025 г. после 25 ГКО скважины запущенны в работу, из них 22 скважин запущено в добычу и 3 скважин − под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 27,6 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 90% или 22 из 25 ГКО выполнен на эксплуатационном фонде, 3 ГКО приходятся на фонд из бурения (в том числе 2 ГКО

выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС) из бурения и 1 ГКО - при зарезке второго ствола).

Выводы

Глино-кислотная обработка пласта А4 Южно-Зуевского поднятия Верхне-Ветлянского месторождения является основным методом повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГКО на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГКО рекомендуются работы по увеличению приемистости нагнетательных скважин. Для проведения обработки выбирают скважину, вскрывшую продуктивный пласт с проницаемостью 500-1000 мД, пористостью не менее 20%, глинистостью не более 3%, числом вскрытых пластов или пропластков 2 и более, общей перфорационной толщиной 5 м и более, с объемом закачки рабочего агента через скважину с начала разработки не более 500 тыс.м^3. Перед проведением глинокислотной обработки в скважине устраивают глинокислотную ванну. Затем проводят глинокислотную обработку - закачивают глинокислоту, при закачке глинокислоты назначают объем закачки из расчета 1-1,5 м^3 на 1 м перфорированной мощности пласта. После закачки глинокислоты осуществляют технологическую выдержку и освоение скважины.

Для оценки эффективности обработки призабойной зоны используют параметр «изменение удельной приемистости после обработки». Данный параметр вычисляют сравнением приемистости до и после обработки скважины и приведением к удельному значению - приемистость в м^3 за один час при давлении 1 МПа (м^3/час*МПа). Критерием эффективности обработки является изменение удельной приемистости на 0,1 м^3/час*МПа и более.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Верхне-Ветлянского нефтяного месторождения Самарской области», 2022 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта А4 Верхне-Ветлянского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А4 Верхне-Ветлянского месторождения Самарской области за период 2013-2025 гг.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛИНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА ПЛАСТА Д1 БЕЛОЗЕРСКО-ЧУБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.В. Лёгенький, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В работе был проведен анализ проведенных ГКО на примере скважин Белозерско-Чубовского месторождения. В качестве технологии проведения ГКО рекомендуются работы по повышению времени безопасного нахождения обрабатывающих растворов в скважине и контактирования их с оборудованием.

Ключевые слова: мощность пласта, глубина закачки, раствор, порода, скважина, ГКО.

Анализ проведён по основному объекту разработки Белозерско-Чубовского месторождения – пласту Д1 Чубовского поднятия, период времени – с 2015 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Глино-кислотный раствор применяется для обработки призабойной зоны скважин, вскрывающих трещиноватые, трещиновато-поровые и поровые коллекторы, характеризующиеся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований независимо от их происхождения, при необходимости частичного растворения горных пород для увеличения проницаемости коллектора и соответственно увеличения продуктивности скважин.

Объект Д1 Чубовского поднятия представлен терригенным типом коллектора, залежь неполнопластовая. Начальная нефтенасыщенная толщина пласта по площади залежи меняется от 2,4 м (скв. 240) до 16,8 м (скв. 266). Увеличенные толщины приурочены к сводам поднятия. Песчанистость 0,8, расчлененность 2,3. Размеры залежи составляют 6,5×2,5 км, высота 19,6-23,6 м.

Залежь находится на поздней стадии разработки, накопленная добыча нефти по объекту составляет 4630 тыс. т, жидкости – 16103 тыс. т. Степень выработки 94,4%, при обводненности 94,5%. Текущий КИН составил 0,531.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по глино-кислотной обработке. По состоянию на 01.12.2025 г. после 9 ГКО скважины

запущенны в работу. Дополнительная добыча нефти составила 30,2 тыс.т., весь объем проведенных ГКО выполнен на эксплуатационном фонде скважин.

Выводы

Глино-кислотная обработка пласта Д1 Чубовского поднятия Белозерско-Чубовского месторождения является основным методом повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГКО на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГКО рекомендуются работы по повышению времени безопасного нахождения обрабатывающих растворов в скважине и контактирования их с оборудованием за счет снижения коррозионной активности воздействия используемых обрабатывающих растворов, увеличение глубины закачки обрабатывающих растворов и снижение давлений закачки за счет снижения скорости взаимодействия с породой и с отложениями в нем.

Рекомендуемый вид обработки призабойной зоны продуктивного пласта используется в терригенных породах в глубоких скважинах, добывающих высоковязкую нефть. Способ включает закачку сначала 3-15% раствора триполифосфата натрия (ТПФН), затем углеводородно-щелочного раствора, содержащего 30-40% раствор гидроокиси щелочного металла - 11-15 мас.%, неонол - 1,5-2,5 мас.%, метанол 1-2 мас.%, углеводородный растворитель - остальное, после чего закачивают 0,5-1% раствор полиакриламида (ПАА). Раствор ТПФН перед закачкой в призабойную зону выдерживают в скважине под давлением в течение 16 - 32 ч. После закачки раствора ПАА в скважине повышают давление и создают репрессию на продуктивный пласт 0,5 - 2 МПа. Растворы ТПФН, углеводородно-щелочной и полиакриламида закачивают 3-6 м^3. Раствор ПАА продавливают в призабойную зону пластовой водой. Технический результат: снижение коррозионной активности воздействия используемых растворов, увеличение глубины закачки и снижение давлений закачки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Белозерско-Чубовского нефтяного месторождения Самарской области», 2022 г.

2. Таблица основных технологических показателей объекта Д1 Белозерско-Чубовского месторождения Самарской области.

3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Д1 Белозерско-Чубовского месторождения Самарской области за период 2015-2025 гг.

УДК 622.276

ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА ПЛАСТА С1 КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Б.С. Плескановс, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В качестве способа уменьшения обводненности скажин, ВИР имеют преимущества относительно других методов. Это объясняется тем, что появляется много новых методов и изоляционных агентов для проведения данного мероприятия. Рекомендуемая технология проведения ВИР позволяет максимально продлить работу скважин для добычи нефти.

Ключевые слова: водоизоляционный экран, изоляция, скважина, пласт, призабойная зона, обводненность.

Анализ проведён по основному объекту разработки Казанского месторождения – пласту С1 Северного купола, период времени – с 2006 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, прежде всего, за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью; применения рабочих растворов изоляционного реагента плотностью, большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбуриваемых пакеров и др.

Объект С1 Северного купола представлен терригенным типом коллектора, тип залежи пластовый. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 3,2 до 32 м. Расчлененность равна 0,62, а коэффициент доли коллектора - 0,81, имеет размеры - 3х1,7 км, высота залежи – 36,5 м, средняя глубина залегания 1805,1м.

Залежь находится на поздней стадии разработки, Накопленная добыча нефти составила 3446 тыс. т, жидкости 25125 тыс. т. Отбор от НИЗ – 75,1 %, темп отбора от НИЗ – 1,2 %, от ТИЗ – 4,6 %, текущий КИН 0,442 при утвержденном 0,518.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.12.2025 г. после 11 ВИР скважины запущенны в

работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 13 проведенных мероприятий 10 оказались эффективными, за исключением скважины №62, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 2,2 т/сут, а обводненность увеличилась с 58,1% до 78,1%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2006-2025 гг. составила 8,1 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 6 до 12 месяцев, в среднем составляя 9 месяцев. Средний эффект от мероприятия составляет 0,5 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Казанского месторождения, по технологиям УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлять «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по повышению эффективности изоляции притока воды в добывающих скважинах за счет увеличения надежности блокирующего эффекта путем повышения точности определения оптимального по размерам водоизоляционного экрана, а также расширения технологических возможностей способа изоляции воды в призабойной зоне добывающей скважины, упрощения операций и снижения экономических затрат.

Метод включает закачку водоизоляционного материала в скважину с предварительным определением объема водоизоляционного материала и продавку его в пласт. Новым является то, что водоизоляционный материал размещают в кольцевом пространстве призабойной зоны скважины, ограниченном эквипотенциалями, давления на которых составляют от 0÷1/3 и до 1/2 от общего перепада давления между пластовыми и забойными величинами. В качестве водоизоляционного материала используют, гипан, жидкое стекло, их смеси, фенолформальдегидные смолы, нефтецементные смеси и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Казанского нефтяного месторождения Самарской области», 2024 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта С1 Казанского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте С1 Казанского месторождения Самарской области за период 2006-2025 гг.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА МЧ2 ЮЖНО-НЕПРИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.А. Порохнявый, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. Зарезка боковых стволов (ЗБС) - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях. ЗБС позволяет правильно отбирать невовлеченные в разработку запасы нефти и увеличивать коэффициент ее добычи

Ключевые слова: обсадная колонна, ЗБС, скважина, мероприятие, клин-отклонитель, бурение.

Анализ проведён по основному объекту разработки Южно-Неприковского месторождения – пласту МЧ2 Южно-Неприковского поднятия.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по геолого-техническим условиям.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Южно-Неприковском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект МЧ2 Южно-Неприковского поднятия представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый. Размер залежи ее 4,0×1,4 км, высота – 19,4 м.

Средняя глубина залегания пласта 1265 м. Общая толщина пласта изменяется от 3,7 до 23,6 м. По разрезу пласт сильно расчленен. Коэффициент песчанистости – 0,4, расчлененность – 3,0

Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составила 128 тыс. т, жидкости 237,3 тыс. т, от-бор от НИЗ – 23,6 %, при обводненности – 56,7 %, текущий КИН – 0,081.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.12.2025 г. на месторождении применялась зарезка боковых стволов в девяти скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 45,1 тыс.т. На объекте МЧ2 Южно-Неприковского зона остаточных запасов наблюдается в северо-западной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №305.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по строительству дополнительных стволов из обсаженной эксплуатационной колонны скважин с сохранением проходного сечения основного ствола без значительного уменьшения диаметра дополнительного ствола, а также снижение затрат на строительство многозабойных скважин.

Основной ствол бурят и крепят до проектной глубины, производят расширение ствола вырезанием интервала обсадной колонны основного ствола с получением верхней и нижней частей основного ствола, цементирование интервала расширения обсадной колонны, разбуривание цемента в интервале расширения с созданием сообщения верхней и нижней частей основного ствола с одновременным расширением диаметром, превышающим внутренний диаметр обсадной колонны на толщину стенки длинного элемента опорной плиты, забуривание и бурение дополнительного ствола с установкой съемного клина-отклонителя, а извлечение клина-отклонителя производят до спуска опорной плиты, которую ориентируют во время спуска в скважину по геофизическим приборам, устанавливают и герметично фиксируют расширением так, чтобы боковое ответвление опорной плиты было размещено в дополнительном стволе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Технологический проект разработки Южно-Неприковского газонефтяного месторождения Самарской области», 2023 г.

2. Таблица основных технологических показателей объекта МЧ2 Южно-Неприковского месторождения Самарской области.

3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте МЧ2 Южно-Неприковского месторождения Самарской области за период 2012-2025 гг.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Н.М. Данилова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
E-mail: nadia,danilova2018@yandex.ru

Аннотация. Эффективность разработки месторождений углеводородов во многом обеспечиваются использованием действующих геолого-гидродинамических моделей. Это обосновано тем, что моделирование позволяет избежать принятия неверных решений в процессе разработки месторождений, каждое из которых уникально и по-разному может реагировать на то или иное воздействие [1]. Построение таких моделей основано на консолидации данных геофизических исследований скважин, сейсморазведки, лабораторных исследований кернового материала и пластовых флюидов, гидродинамических исследований скважин с учетом промысловой эксплуатации месторождений.

Ключевые слова*:* Методы математического анализа, термический анализ, некондиционный керн, пористость, проницаемость, гидродинамическая модель пласта.

В настоящее время проектирование, управление и контроль за разработкой месторождений углеводородов невозможны без применения постоянно действующих гидродинамических моделей. Корректность и адекватность каждой модели может быть достигнута только при комплексном подходе к учету всей информации об объекте разработки. Важную роль в этом процессе играют методы математического анализа, т.к. требуется спрогнозировать и выявить влияние связей между различными показателями.

Рассмотрим один из таких методов – метод корреляционно-регрессионного анализа.[2]

Корреляционно-регрессионный метод – это метод статистического изучения взаимосвязей между переменными, который сочетает корреляционный и регрессионный анализы.

Целью этого метода является определение общего вида математической модели в форме уравнения регрессии, рассчитать статистические оценки неизвестных параметров, входящих в это уравнение и проверить статистические гипотезы о зависимости функции от ее аргумента.

Основными задачами корреляционно-регрессионого анализа являются:

- ***выявление наиболее значимых факторов*** влияния на результативный признак;
- ***количественное измерение тесноты*** выявленных связей между показателями;
- ***определение неизвестных причин*** возникновения связей;

- ***оценка качества*** полученной модели, определение возможной величины ошибки получаемых по этой модели прогнозных значений;
- ***составление прогноза*** возможного результата при изменении ключевых связанных факторов с учётом возможного влияния других факторных признаков.

При применении этого метода также необходимо учитывать, чтобы наблюдения были выбраны случайно из генеральной совокупности объектов и желательно, чтобы исходные данные подчинялись нормальному закону распределения. Кроме этого, число наблюдений, по которым устанавливается взаимосвязь признаков и строится модель регрессии, должно превышать количество факторных признаков хотя бы в 3–4 раза (а лучше в 8–10 раз) — статистическая связь проявляется только при значительном числе наблюдений.

Результаты решения этих задач могут быть применены для уточнения таких значимых показателей пласта, как пористость и проницаемость. Именно эти фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора углеводородов необходимы для трехмерного компьютерного моделирования процессов разработки нефтегазовой залежи. Дополнительными данными для получения этой информации могут быть исследования некондиционного керна, выносимого из скважины. Для его исследования был применен метод термографического анализа некондиционного керна [3], который основан на том, что по минералогическому составу кернового материала конкретного месторождении устанавливают связь процентных концентраций минералов с пористостью и проницаемостью за счет применения многомерного корреляционно-регрессионного анализа.

Суть данного метода заключается в следующем: сумма квадратов отклонения расчетных значений пористости/проницаемости от фактических данных должна быть минимальна.

В ходе его проведения были получены множественные линейные корреляционные уравнения для конкретных месторождений, позволяющие рассчитывать указанные параметры с использованием данных о минералогическом составе пласта. В результате исследований кернового материала, было установлено, что между минералогическим составом керна и пористостью прослеживается удовлетворительная корреляционная зависимость, что позволяет построить более корректную форму проницаемости, зависящей как от типа строения , так и от состава керна. Дополнительными данными для моделирования являются результаты исследования состава керна из скважины 49 (см.таблицу) [4]

Результаты исследования керна скважины 49

Номер образца	Интервал, м	Массовое содержание минералов в отложениях, %						Пористость. %		Проницаемость мкм	
		доломит	кальцит	магнезит	гидрослюда	ангидрит	орган. вещ-во	факт	расчет	факт	расчет
1	1554-1562	-	96,8	-	0,45	1,17	1,58	17,3	13,71	0,0244	0
2	1588-1592	-	94,85	-	3,25	1,28	0,82	24,5	29,81	1,1078	1,017
3	1588-1592	1	65,6	-	0,64	32,5	0,67	12,2	16,49	0,0016	0
4	1588-1592	-	88,22	-	0,89	10,09	0,8	18,2	19,35	0,0393	0,1439
5	1588-1592	-	97,86	-	0,86	0,66	0,62	18,3	22,44	0,0415	0,2066
6	1592-1596	-	91,88	-	2,35	4,56	0,78	11,6	11,61	0,0012	0,0012
7	1596-1601	3,8	96,03	-	0,47	2,88	1,82	18,9	17,17	0,057	0,0321

Номер образца	Интервал, м	Массовое содержание минералов в отложениях, %						Пористость. %		Проницаемость мкм	
		доломит	кальцит	магнезит	гидрослюда	ангидрит	орган. вещ-во	факт	расчет	факт	расчет
8	1588-1592	-	94,49	-	2,89	0,86	1,76	23,7	20,03	0,7251	0,692
9	1596-1601	10,2	79,9	5,8	0,83	2,07	0,5	10,5	11,47	0,0007	0,0002
10	1596-1601	-	72.7	1	0,75	25	0,55	19,6	14	0,0826	0,0855

Примечание: По скв. 49 принята проницаемость, равная 0,0525 (расчет выполнен на основе корреляционных зависимостей)

Используя все имеющиеся материалы, было скорректировано поле проницаемостей фильтрационной модели, а именно была уменьшена проницаемость по скв. 49, что не значительно повлияло на адаптацию модели и только подтвердило гидродинамическую связь с другими скважинами данного месторождения.

Однако, в некоторых случаях дополнительные данные по некоторым скважинам могут существенно изменить фильтрационную картину и подсказать исследователю более эффективный вариант разработки месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2003. – 128с.

2. Жижимонтов, И.Н. Исследования фильтрационно-емкостных свойств пластов БВ Самотлорского месторождения с использованием стохастической порово-сетевой модели / И.Н. Жижимонтов, С.В. Степанов, А.В. Свалов // Материалы X научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений». - 2017. - С. 4-14.

3. Пат. №2360108 РФ. Способ определения пористости и проницаемости пласта месторождений нефти и газа/ Н.М. Данилова, Е.С. Коваленко, Е.А. Калугина заявители и патентообладатели Н.М. Данилова, Е.С. Коваленко, Е.А. Калугина заявл. 14.12.07, опубл. 27.06.09.

4. Решение задачи последовательного восстановления поля проницаемости на примере карбонатных коллекторов Самарской области/Е.С. Головина, Е.А. Калугина, Н.М.Данилова/ Нефтяное хозяйство. – 2010 - №2. – С. 117-119.

УДК662.69

ОБОСНОВАНИЕ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.И. Баклыков, А.В. Мелентьев

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail:iipetrov@mail.ru,vakl.tr@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена обоснованию, анализу и расчету технологии водоизоляционных работ (ВИР) для борьбы с обводнением скважинной продукции на Кулешовском месторождении. Основное внимание уделено методу ВИРна основе кремнийорганических составов.

Ключевые слова: скважина, ВИР, Кулешовское месторождение, SWS-PLAST, тампонажный раствор,кремнийорганический состав, обводнение.

Кулешовское нефтяное месторождение в административном положении расположено в Самарской области, в 15 км. от Нефтегорска, начало промышленной разработки относится к 1960 г., обозначенное месторождение достаточно крупное, на сегодняшний день находится на завершающей стадии добычи углеводородного сырья.

Практика эксплуатации объектов на этой стадии, показывает, что пластовые и устьевые давления снижены, продукция скважин значительно обводнена, и как результат снижающиеся показатели добычи.

Сегодня мы рассмотрим важную тему, касающуюся обводнения продукции скважин. Одной, из интересных задач, сопровождающих процесс добычи углеводородного сырьяявляется сокращение объемов воды, извлекаемой вместе с флюидом.

При реализации интенсивных систем закачки воды часть закачиваемой воды пробивается через слабые или прорванные участки пластов и достигает добывающих скважин раньше, чем ожидается, что снижает эффективность нефтедобычи.

В результате прорыва воды формируются непроходимые «цилины» или «блоки» нефти за фронтом вытеснения, что блокирует полноеизвлечение запасов нефти, особенно в малопродуктивных или трудноразрабатываемых участках, таким образом некоторые сегменты пласта будут неосвоенными хотя содержат достаточные извлекаемые запасы.Между тем, отмечается то, что данные зоны считаются источником значительного обводнения горной выработки.

Практика разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений показывает, что основными причинами обводнения скважин являются:

1. Физические свойства пластовых флюидов – в большинстве нефтяных массивов присутствуют водоносные горизонты, которые связаны с нефтеносными пластами, что способствует проникновению воды, а так же меньшая нефтеносность и большая водонасыщенность приводит к тому, что на начальных стадиях эксплуатации в верхних или низких слоях могут присутствовать более насыщенные водой части пластов;

2. Приемы разработки и особенности эксплуатации – интенсивное закачивание воды с целью поддержания пластового давления на ранних стадиях в дальнейшем вызывает изменение распределения пластового давления и проникновение воды в скважины, кроме того, водонасыщенные зоны тоже контактируют с ними;

3. Геолого-геофизические факторы такие, как – зоны разломов, трещинноватость горных пород, в результате водоносные пласты могут соединяться с нефтеносными, создавая пути для воды и вызывая её проникновение в скважину;

4. Технологические просчеты – например, некорректная регулировка закачки либо добычи воды может вызвать передачу давления на водоносные горизонты; нарушение герметичности цементного кольца.

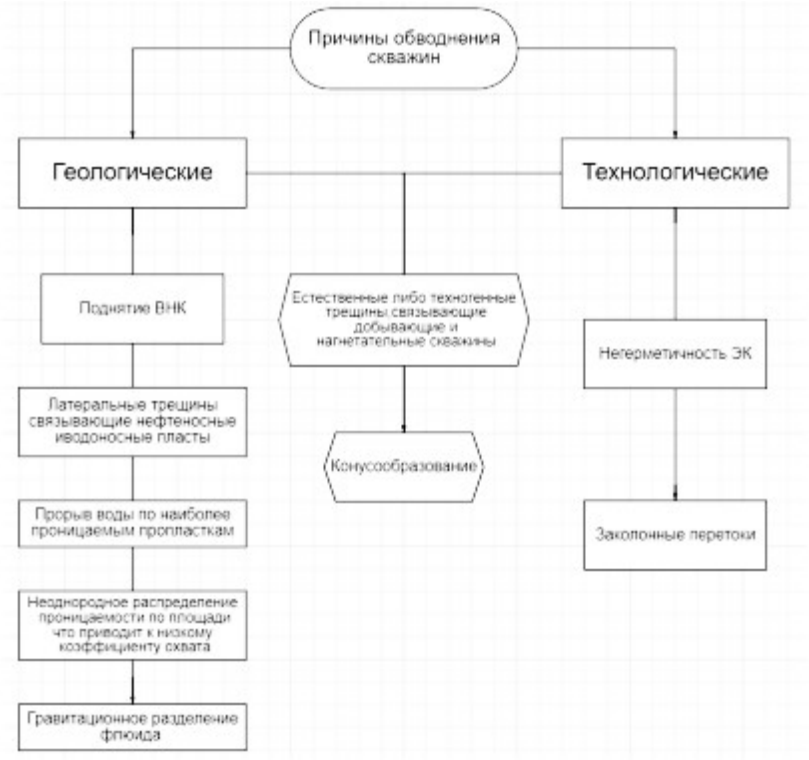


Рисунок 1 – Классификация факторов обводнения скважин [7, С. 274]

Основной метод ВИР - закачка химических реагентов, таких как микроцемент и кремнийорганические составы, которые проникают в породу и закупоривают водоносные каналы.

Подбор объекта с целью реализации технологии проведения водоизоляционных работ основан на таких критериях:

- скважина изучена на определение темпа и причин обводнения;
- зона вторичного вскрытия и зумпф не содержит шлама;

- цементное кольцо не нарушено трещинами, кроме области перфорации;

- кустовая площадка и дорога к ней позволяют рассредоточить агрегаты для проведения водоизоляционных действий;

- значение температуры пласта в диапазоне 35-120 ^{0}С, предел обводненности флюида не ниже 75 %;

– скважины, подходящие для опробации технологии имеют обводнение 85-99%, в них сосредоточен резерв остаточных объемов нефти в пределах 15-20 тыс.тонн.

На этапе подготовки к подаче в скважину тампонажного агента требуется реализация совокупности геофизических методов, например, шестикомпонентный анализ воды, в результате появляется возможность определения объекта поступления воды в добывающие скважины

Далее раскроем аспекты проведения ВИР на примере Кулешовского месторождения.

На основании анализа действующего фонда скважин Кулешовского месторождения для проведения водоизоляционных работ (ВИР) была отобрана скважина № 157. Данное решение объясняется тем, что скважина относится к сегменту с достаточными остаточными запасами и успешным результатом в близлежащих скважинах, у которых уже применялись такие работы.

Отличительной особенностью территории является присутствие у пласта А0 широких водонефтяных зон, что обуславливает необходимость применения технологий по ограничению обводнения.

Обращает на себя внимание, что был в качестве тампонажного агента отобран кремнийорганический тампонажный состав SWS-PLAST, обладающий невысокой вязкостью и способностью неплохо контактировать с разными видами пластовых вод, вне зависимости от их компонентного состава и солесодержания, данный компонент результативно применяют с целью выборочной обособленности промежутков, содержащих воду.

Особое внимание уделяется на то, что применение кремнийорганического состава «SWS-PLAST» на базе расщепляющихся кремнийорганических соединений обеспечивает формирование в условиях пласта закрывающий водонасыщенную породу органосиликатный полимер, отличающийся хорошими адгезионными свойствами к толще пород, водоотталкивающей активностью, отличными избирательными характеристиками.

Применение комплекса SWS-PLAST с армирующими добавками с целью укрепления призабойной зоны паста гарантирует рост крепости создаваемого коллектора, существенное сокращение вынесения песка в обсадную колонну и снижение количества воды в продукции.

Главными характеристиками этого состава являются перечисленные далее:

- комплементарность действия достигается путем применения концентрированной товарной формы, так как твердение возникает исключительно под влиянием воды в части коллектора, насыщенного водой;

- смесь твердеет под действием воды с различной степенью минерализации;

- полноценное отвердевание и хорошее сцепление с породой;

- высокий показатель изоляции и возможность противостоять большим депрессиям на пласты и пропластки;

- легкость на этапе приготовления;

- в процессе организации работ по данной технологии применяется стандартное оборудование;

- использование в качестве основы для добавки крепящих наполнителей.

- из-за незначительной вязкости агентов, ограниченности наличия компонентов твердой фазы состав способен работать и в пластах с низкой фильтруемостью.

• возможность использовать в иных составах как базовый реагент для добавки армирующих наполнителей.

Представим расчет необходимого количества тампонажного состава SWS-PLAST и объема жидкости затворения для проведения ВИР на скважине №157, глубина которой 1550 м, диаметр основной (эксплуатационной) колонны 168 мм, пропускная способность скважины составляет 0,3 $м^3$/мин. Для соблюдения технологии применим колонну заливочных труб (комбинированную) размером 73*89 мм, опускаем компоновку на глубину 1500 м (73-мм трубы на глубине 1000 м и 89-мм трубы на глубине 500 м);

Используя статистически материалы [5], за среднегодовую температуру воздуха по Самарской области приняли температуру $3,8^0$C.

Произведем расчет температуры на забое скважины по формуле (1):.

$$\Delta tзаб = tср + \left(\frac{2,5}{100}\right) * H \quad (1)$$

где $t_{ср}$ – среднегодовая температура воздуха, ^{0}C;
H – глубина спуска заливочных труб, м.

$$\Delta t_{заб}=3,8+(0,025*1500) = 41,3^0C$$

Зная, что рассматриваемая скважина принадлежит к нормальному диапазону температур (10-50 ^{0}C) определим время, за которое тампонажный раствор становится непрокачиваемым, т.е. схватывается. Время начала схватывания принимаем 100 мин.

$$T_{доп}= 0,75*T_{зат}= 0,75*100 = 75 \text{ мин.} \quad (2)$$

На следующем этапе расчета определим объём колонны заливочных труб по формуле (3):

$$V = \Delta\frac{\pi}{4}(d_{в1}^2 h_1 + d_{в2}^2 h_2) \quad (3)$$

где $dв_1$,$dв_2$ – соответственно внутренние диаметры НКТ диаметром 73 и 89 мм, м;
h_1, h_2 – длина секций колонны заливочных труб, м;
Δ – коэффициент сжимаемости жидкости продавки, 1,05.

$$V = 1,05 * 0,785 (0,0622^2 * 1000 + 0,0762^2 * 500) = 5,582 \text{ м}^3.$$

Поскольку, с целью полного наполнения колонны заливочных труб, используем один цементировочный агрегат типа ЦА-320 М (примем диаметр втулок 115 мм) произведем расчет необходимого времени по формуле (4):

$$T_з = \frac{1000V}{60q_v} \quad (4)$$

$T_з = 1000 * 5,58/(60 * 16,1) = 6$ мин.

Исходя из того, что используется обратная промывка для вымывания излишка тампонажного раствора при работе одним агрегатом ЦА-320 М на IV скорости, рассчитаем время вымыва:

$T_в = 1000 * 5,58/(60 * 10,7) = 9$ мин.

Теперь, возможно проанализировать временной интервал, необходимый для затворения и продавки искомого раствора в пласт по формуле (5:)

$$T = T_{доп} - (T_з + T_в + T_0) \quad (5)$$

$T = 75 – (6 + 9 + 8) = 52$ мин.

где T_0 – время на подготовительные и заключительные работы при затворении тампонажного состава принимаем 8 минут.

Рассчитаем объем раствора, который можно закачать в пласт за время равное 52 минутам.

$V_{тр} = 0,3 * 52 = 15,6$ м^3.

Но зная приемистость продуктивного пласта, делаем вывод, что закачку тампонажного раствора нужно осуществлять в несколько приемов. Поэтому принимаем $V_{тр} = 8$ м^3.

Используя методику [2, стр.29] рассчитаем плотность тампонажного раствора по формуле (6):

$$\rho_{тр} = \frac{(1+m)p_ц p_ж}{p_ж + mp_ц} \quad (6)$$

где m – водо-цементное отношение, 0,5;
$\rho_ц$, $\rho_ж$ – плотность соответственно тампонажного состава и жидкости затворения, т/м^3.

$$P_{тр} = \frac{(1+0,5)3,15 * 1,0}{1,0 + 0,5 * 3,15} = 1,835 т/м^3$$

На этапе приготовления 8 м^3 раствора по формуле (7) определим количество сухого цемента:

$$G = \frac{1}{1+m} P_{mp} V_{mp} \quad (7)$$

$$G = \frac{1}{1+0{,}5} * 1{,}84 * 8 = 9{,}8\ m$$

При затворении цемента жидкостью затворения возможны потери тампонажного материала, поэтому это нужно учесть:

$$G_1 = K_1 * G = 1{,}1 * 9{,}8 = 10{,}78\ \text{т} \quad (8)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий потери затворения тампонажного материала, принимаем K_1=1,1.

Теперь произведем расчет необходимой жидкости для затворения материала по формуле (9):

$$V_{ж} = \frac{K_2 G m}{p_{ж}} \quad (9)$$

где K_2 – коэффициент, учитывающий потери жидкости при затворении, принимает K_2=1,07.

$$V_{ж} = \frac{1{,}07 * 9{,}8 * 0{,}5}{1{,}0} = 5{,}2\ м^3$$

Следует отметить, что проведение селективной изоляции на скважинах с высокой обводненностью продукции потенциально может дать хороший экономический эффект. Однако, каждая скважина и пласт требуют индивидуального подбора технологии и состава, а также технологического расчета, для достижения максимального эффекта изоляции.

Такая изоляция, на примере скважины №157,с помощью составаSWS-PLAST,должна окупаться за счёт потенциальной дополнительной добычи и экономии средств, которые нужно было бы затрачивать на подъем пластовой воды, её отделение и утилизацию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гаджумян Р.А. и др. Расчеты в бурении. Справочное пособие. М: РГГРУ, 2007, - 668 с стр 29 взяла

2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Дадыка В.И. Материалы и реагенты для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. — 349 с.

3. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М. Недра, 1987. 373 с.

4. Разработка технологии изоляции попутно добываемых вод в скважинах (на примере Тевлинско-Русскинского месторождения) / Р. Н. Хасаншин / ТПП «Когалымнефтегаз». – 2005. – С. 3.

5. Осадки и статистика по Самарской области 1966-2025 гг; https://climate-energy.ru/weather/spravochnik/prec/climate_sprav-prec_2880701675.php

6. Шуть К.Ф. Технические условия и методы испытания тампонажных цементов. М. 2016

7. Рыжов Р.В. Классификация и обзор методов определения причин обводнения скважин, Нефтяная провинция. 2024. № 3(39). С. 270-291

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СОВМЕСТНОЙ ДОБЫЧИ НА ПРИМЕРЕ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВИШНЕВО-ПОЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.А. Акулов, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. Для наибольшей продуктивности скважин важно правильно выбрать систему ее разработки. Технология ОРЭ позволяет производить разобщение продуктивных пластов в добывающих скважинах и создавать оптимальные условия их выработки, что приводит к увеличению общего дебита скважины и степени нефтеизвлечения.

Ключевые слова: технология ОРЭ, насосное оборудование, пласт, скважина, система разработки, месторождение.

ОРЭ пластов на многопластовых месторождениях - один из основных перспективных методов регулирования разработки. Использование технологии ОРЭ - это целенаправленное изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений. ОРЭ необходима для пластов, эксплуатация которых общим фильтром нежелательна по геолого-промысловым параметрам. При совместной работе высоко- и низко-проницаемых пластов объекта целесообразно эксплуатировать его с применением ОРЭ, разделив на две части. Рассматриваемое Вишнево-Полянское месторождение представлено шестью объектами разработки: каширский, верейский, башкирский, тульский, бобриковский и турнейский.

Геолого-промысловые данные, полученные по результатам эксплуатационного бурения и разработки Вишнево-Полянского месторождения по состоянию на 01.12.2025 г., позволили уточнить геологическое строение залежей углеводородов. При этом, существенных изменений в геологическом строении месторождения: фильтрационно-ёмкостных свойствах пластов-коллекторов и насыщающих их пластовых флюидов, положении ГНК и ВНК, распределении запасов нефти по горизонтам не произошло, что позволяет выделенные объекты разработки оставить без изменения.

В качестве технологии на перспективу дальнейшей разработки рекомендуется применение двухлифтовой ОРЭ. Главной отличительной особенностью,

предлагаемой двухлифтовой технологии ОРЭ являются: поочередный спуск колонн НКТ, штанг и насосов, разобщение пластов одним пакером, добыча двумя наземными приводами, раздельный отбор продукции и отбор продукции с одного объекта при отказе глубинно-насосного оборудования на втором объекте.

Данная технология позволяет исследовать отдельно каждый из выделенных интервалов и устанавливать для них оптимальное значение репрессии с учетом существующих ограничений. Достоинства предлагаемой технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов:

- создание оптимальных условий разработки отдельных пластов в многопластовой скважине, приводящее к увеличению общего дебита скважины; данный вопрос наиболее актуален для с существенно отличающимися величинами давления или расположенных далеко друг от друга по глубине залегания;
- возможность эксплуатации возвратных объектов при сохранении существующей системы разработки;
- возможность уплотнения сетки скважин без дополнительного бурения;
- сокращение затрат на бурение сетки скважин по эксплуатируемым объектам: по подсчетам, при стоимости бурения одной скважины около 50 млн.руб., внедрение ОРЭ увеличивает стоимость уже пробуренной и обустроенной скважины на 5,5 млн. руб. с учетом приобретения глубинного насосного (пакер, якорь, насосы, НКТ, штанги) и наземного оборудования (станок-качалка, устьевая арматура, СКЖ, коллектор и т.д.).

Выводы

Для повышения эффективности разработки продуктивных пластов месторождений рекомендуется использовать технологии повышения нефтеотдачи, которые предназначены для воздействия на пласт и призабойную зону с целью интенсификации притока нефти к скважине и увеличения производительности. Использование технологии ОРЭ на Вишнево-Полянском месторождении позволит:

- приступить к эксплуатации приобщаемого тульского горизонта при сохранении существующей системы разработки по бобриковскому горизонту;
- произвести уплотнение сетки скважин без дополнительного бурения;
- повысить рентабельность действующих скважин;
- создать технологические ячейки и участки разработки
- сократить затраты на бурение дополнительной сетки скважин.

Обладая таким эффективным инструментом добычи нефти, необходимо пересмотреть принципы и подходы при формировании технологических схем разработки месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра / В. И. Ивановский // Инженерная практика. - 2010. - № 1. – С. 4-15.

2. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нагуманов. – СПб: ООО «Недра», 2012. – 672с.

3. Ивановский В.Н. ОРЭ и «интеллектуализация» скважин»: вчера, завтра, сегодня. Инженерная практика. 2011. – 156-159 с.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ В1 КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Дерябин, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В работе описывается процесс проведения гидравлического разрыва пласта и его эффективность. Рассматривается анализ показателей добычи нефти, после проведения КГРП на Казанском месторождении. А также подробно описывается процесс проведения КГРП способом гидравлического разрыва карбонатного пласта с подошвенной водой.

Ключевые слова: жидкость разрыв, заливка скважины, продавка кислоты, КГРП, выработка запасов, добыча нефти.

Анализ проведён по основному объекту разработки Казанского месторождения – пласту В1, период времени – с 2010 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект В1 Казанского месторождения представлен карбонатным типом коллектора, залежь пластового типа. Общая толщина равна 12,7 м., нефтенасыщенная 10,5 м., песчанистость 0,83, расчлененность 3,31, площадь залежи - 2,8х2 км, высота залежи – 35,3 м, средняя глубина залегания 1865,7 м. Залежь находится на поздней стадии разработки, Накопленная добыча нефти составила 1440 тыс. т, жидкости 4863 тыс. т. Отбор от НИЗ – 73,3 %, темп отбора от НИЗ – 0,8 %, от ТИЗ – 3,0 %, текущий КИН 0,351 при утвержденном 0,429.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-

изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.12.2025 г. после 20 ГРП скважины запущенны в работу. Дополнительная добыча нефти составила 57,8 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 81% или 13 из 20 КГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 7 ГРП приходится на фонд из бурения при зарезке второго ствола.

Выводы

Гидроразрыв пласта В1 Казанского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение КГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения КГРП рекомендуется способ гидравлического разрыва карбонатного пласта с подошвенной водой.

Новым является то, что нижний конец ГТ спускают до уровня водонефтяного контакта - ВНК, герметизируют пространство между колоннами НКТ и ГТ, закачкой водоизолирующего цемента по ГТ производят изоляцию подошвенной воды в карбонатном пласте с заливкой скважины от забоя до уровня ВНК, после чего определяют суммарный объем жидкости разрыва. Герметизируют пространство между колоннами НКТ и ГТ и производят закачку в ГТ первой порции жидкости разрыва в объеме 60-70% от суммарного объема - $V_г$ под давлением не более 25 МПа и со скоростью не более 2 $м^3$/мин, после чего оставшийся объем жидкости разрыва закачивают в ГТ в 3-5 циклов, чередуя с закачкой расклинивающего агента, по завершении последнего цикла закачки осуществляют продавку кислоты водным раствором поверхностно-активного вещества с последующей выдержкой 1-2 ч.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проету разработки Казанского нефтяного месторождения Самарской области», 2024 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта В1 Казанского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте В1 Казанского месторождения Самарской области за период 2010-2022 гг.

ПРИМЕНЕНИЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ С ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЕМ

К.И. Бабицкая, А.А. Колесников

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
A1kos63 @yandex.ru

Аннотация. В статье изучен вопрос применения защитный покрытий для насосно-компрессорных труб с целью определения их наиболее эффективного и рентабельного применения. Используя насосно-компрессорные трубы с покрытием, можно продлить межремонтный период скважины, что позволит уйти от неоправданных затрат на повторные ремонты скважины.

Ключевые слова: добыча, МРП, НКТ, УЭЦН, погружное оборудование, осложняющий фактор.

Эксплуатация ГНО в условиях негативного влияния осложняющих факторов является основной проблематикой, затрагивающей все нефтегазодобывающие компании. Ежегодно возрастает количество скважин, эксплуатация которых осложняется негативным воздействием осложняющих факторов, что приводит к отказам погружного оборудования, более частым подъездам бригадами ТКРС с целью смены ГНО, что в свою очередь увеличивает затраты на содержание скважины.

В сложившейся ситуации становится очевидной необходимость поиска эффективных и рентабельных способов для защиты погружного оборудования от воздействия осложняющих факторов. Одним из таких методов является применения насосно-компрессорных труб с полимерным покрытием. Нанесение полимерного покрытия имеет огромные перспективы в нефтегазовой отрасли. Такие покрытия позволяют продлить срок эксплуатации труб и защитить их от воздействия ОФ.

Особенность НКТ с покрытием заключается в том, что защитное полимерное покрытие обладает антикоррозионными свойствами, а также имеет низкий коэффициент трения, который барьерное свойство на возможность отложения асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности НКТ.

Главной особенностью технологии нанесения защитного покрытия состоит в том, что нанесение осуществляется не только на внутреннюю поверхность НКТ, но и на торцы, витки резьбы ниппеля НКТ, а также межниппельное пространство муфты. Для защиты НКТ применяют порошковые или жидкие полимерные покрытия. Существует несколько методов нанесения полимерного покрытия на НКТ:

1) Химический метод. Покрытие на основе фосфатов наносят на муфты и ниппельные концы методом окунания или полива. Используют лакокрасочные материалы, которые наносят в один слой.
2) Термический метод. Нанесение покрытия с предварительным подогревом.
3) Лазерный метод. Включает лазерную очистку поверхности резьб НКТ, упрочнение, нанесение защитного полимерного слоя, лазерное спекание (полимеризацию) и формирование покрытия, а также контроль и диагностику полимерного покрытия.
4) Индукционный метод. Это метод, при котором покрытие наносится с помощью индукционного нагрева. Технология основана на пропускании

переменного тока через медную катушку, создающую быстропеременное магнитное поле.

Технология нанесения защитного покрытия включает несколько этапов:

1. Подготовка внутренней поверхности трубы для обеспечения надежной адгезии материала покрытия;
2. Контроль качества подготовки;
3. Нанесение покрытия;
4. Отверждение покрытия;
5. Контроль качества покрытия.

Рис.1. НКТ с покрытием

На текущий момент рынок российской продукции значительно шагнул вперед, что создает независимость от влияния западных санкций и экономических изменений. В текущее время российский рынок НКТ с покрытием представлен следующими игроками:

1. ПАО «ТМК»;
2. АО «МЕЙДЖЕРПАК РУС»:
3. АО «ГИОТЕК»:
4. ООО «ЛМК-ИНЖИНИРИНГ».

В условиях быстро развивающегося рынка и жесткой конкуренции повышается и качество продукции.

Предложенный в работе способ защиты от осложняющих факторов, является наиболее простым, рентабельным и эффективным методом борьбы с негативным воздействием ОФ в сравнение с другими методами защит, например с применением химии.

Таким образом, использование предложенного метода защиты НКТ несет в себе стратегическую цель по увеличению экономической эффективности и повышению результативности эксплуатации механизированного фонда скважин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Руководство по эксплуатации «Трубы стальные бесшовные насосно-компрессорные» ПАО «ТМК». 2018. 11-20с.

2. ГОСТ Р 58346-2019 — «Трубы и соединительные детали стальные для нефтяной промышленности. Покрытия защитные лакокрасочные внутренней поверхности. Общие технические требования». М.: Стандарт-информ. 2019. – 19с.

3. Родионова Е.Е. — «Алгоритм выбора защитного покрытия в соответствии с требованиями нормативной документации ПАО „НК „Роснефть“» // «Инженерная практика». 2022. №05. 72с.

4. Гребенькова Г.Л., Родионова Е.Е. — «Методологические основы обеспечения надёжности эксплуатации нефтепромысловых объектов ОАО „АНК „Башнефть“» // «Коррозия Территории Нефтегаз». 2010. 16–21с.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА А0 ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНИВШИХСЯ ПРОСЛОЕВ

В.М. Кривуляк, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В работе был проведен анализ проведенных ВИР на примере скважин Дмитриевского месторождения. В качестве совершенствования технологии проведения ВИР рекомендуются работы по созданию водоизоляционного экрана повышенной прочности.

Ключевые слова: пласт, тампонирующий материал, тамонажный состав, водоизоляционный экран, технология, прочность.

Анализ проведён по основному объекту разработки Дмитриевского месторождения – пласту А0 Западного купола, период времени – с 2012 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна для нефтегазодобывающих организаций в Российской Федерации. Общеизвестно, что обводнение скважин при эксплуатации – это нарастающий фонд бездействующих скважин для добывающих предприятий, требующих очень немалых затрат по реанимированию.

Водо-изоляционные работы (ВИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Основное требование к технологии ВИР — обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Это достигается, за счет исключения из технологии операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкостью.

Объект А0 Западного купола представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый. Общая толщина пласта в районе Западного купола изменяется от 3,0 до 19,0 м, коэффициент песчанистости – 0,67, расчлененность – 2,59. В разрезе пласта выделяется от одного до семи проницаемых прослоев толщиной от 0,6 до 12 м. Размеры 8,1 х 2,2 км, высота залежи – 35 м.

Объект А0 Западного купола находится на поздней стадии разработки, Накопленная добыча нефти по объекту составляет 3992 тыс. т, отбор нефти от НИЗ – 87,0% при обводненности – 96,4%, текущий КИН – 0,419, накопленная добыча растворенного газа – 132 млн м^3. Текущая плотность сетки составляет 31,4 га/скв.

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования и гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по водо-изоляционным и ремонтно-изоляционным работам по причине высокой степени обводненности действующего фонда скважин. По состоянию на 01.12.2025 г. после 10 ВИР скважины запущенны в работу, из них все скважины запущены в добычу. Из 10 проведенных мероприятий 9 оказались эффективными, за исключением скважины №122, у которой после проведения ГТМ дебит нефти снизился на 3,1 т/сут, а обводненность увеличилась с 55,2% до 60,2%. Суммарная дополнительная добыча нефти в период с 2012-2025 гг. составила 21,1 тыс.т. Продолжительность эффекта от ГТМ по скважинам изменяется от 6 до 12 месяцев, в среднем составляя 9 месяцев. Средний эффект от мероприятия составляет 2,1 тыс. т нефти.

Выводы

Применяемые в настоящее время методы ограничения водопритока в скважинах Дмитриевского месторождения, по технологиям УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлять «жизнь» скважин.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ВИР рекомендуются работы по созданию водоизоляционного экрана повышенной прочности, более стойкого к перепаду давления, существующему в системе пласт-скважина, снижение обводненности продукции на 30-70% и увеличение межремонтного периода скважины в 1,2-1,5 раза.

Метод включает последовательную закачку в изолируемый пласт порций тампонирующих материалов при давлении, меньшем давления гидроразрыва пласта, последующее оставление скважины на время отверждения закачанного в последнюю очередь тампонирующего материала. Согласно методу в качестве первой порции армирующего тампонирующего материала в водном растворе полиакриламида с массовой долей полиакриламида 0,2-0,6% закачивают проппант фракции 20-40 меш с покрытием из кремнийорганического соединения концентрацией 50-200 кг/м^3, обладающим физико-химическим средством с отверждающимся тампонирующим материалом, затем закачивают пресную воду в объеме, равном 1,5-2,0 объемам водного раствора полиакриламида, а в качестве второй порции отверждающегося тампонирующего материала закачивают кремнийорганический тампонажный состав.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Дмитриевского нефтяного месторождения Самарской области», 2023 г.

2. Таблица основных технологических показателей объекта А0 Дмитриевского месторождения Самарской области.

3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте А0 Дмитриевского месторождения Самарской области за период 2010-2022 гг.

РАЗРАБОТКА РАСТВОРОВ СЕЛЕКТИВНОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

М.Г. Казазян, К.И. Бабицкая

СамГТУ, г. Самара, Россия, kazazyan98@mail.ru

Аннотация. Настоящая работа посвящена изучению свойств специализированных реагентов, способствующих устранению техногенных залежей углеводородов.
Ключевые слова: геосреда, ПАВ, грунт, нефтяная линза, конус воды

Возникновение искусственных скоплений углеводородов, обусловленных технологическими сбоями и утечками на предприятиях нефтедобычи и переработки, представляет серьезную угрозу экологической устойчивости региона и экономике предприятия. Данные скопления оказывают комплексное отрицательное влияние на окружающую среду, вызывая необходимость целенаправленной деградации запасов путем добычи содержащихся там продуктов и дальнейшего повторного вовлечения извлеченных ресурсов в хозяйственный оборот. Потеря углеводородного сырья сопровождается формированием многослойных зон концентрации нефти, включающих слой плавающей жидкости переменной толщины над уровнем подземных вод, молекулярно-диспергированные формы и адсорбционные фракции, прочно удерживаемые почвой. Основной объем утративших герметичность нефтепродуктов сосредоточен в линзообразных структурах поверх водоносных горизонтов. Колебания уровня грунтовых вод, вызванные весенними половодьями, нередко вызывают временное уменьшение объема указанных линз ввиду смещения межфазной границы вода-нефть вверх. Извлечение углеводородов из локализованных резервуаров осложняется возникновением разницы давления в окрестностях эксплуатационных стволов, что ведет к появлению гидродинамического восходящего потока («конус»), приводящего к прорыву пластовых вод внутрь скважины.

Вытеснение остаточных нефтепродуктов необходима для восстановления нормального состояния геоэкологической обстановки в зоне аэрации горных пород. Миграция углеводородных загрязнителей вглубь грунта привело к существенному снижению качественных характеристик подземных вод. Поскольку нефтяные фракции мигрируют далее в насыщенный влагой слой, они вызывают резкое падение органолептических и санитарно-гигиенических показателей воды, делая её непригодной для питьевого и технического использования.

Разработка селективгого реагента

В связи с этим, загрязненность подземных вод и наличие техногенной залежи нефтепродуктов исключает использование подземных вод для хозяйственных целей на данном участке. В виду этого разработка селективного действия по вытеснению защемленных нефтепродуктов и одновременному ограничению водопритока к скважине становится актуальной задачей.

Разработка селективных реагентов на основе поверхностно-активных веществ для извлечения техногенных залежей углеводородов представляет собой важное направление в области экологии и охраны окружающей среды. Селективный состав — это композиция, состоящая из различных классов поверхностно-активных веществ (ПАВ), что обеспечивает высокую эффективность при воздействии на углеводородные загрязнения.

Реологические испытания, при различных параметрах, проводились с использованием реометра Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH, Austria) для оценки реологических свойств разработанного состава и его взаимодействия с подземными водами (Рисунок 1).

Рисунок 1. Реометр Anton Paar

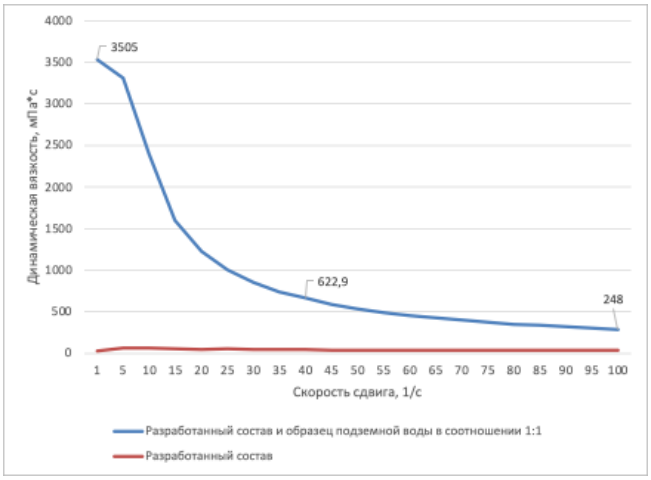


Рисунок 2. Влияние воздействия разработанного состава на вязкость при контакте с подземной водой скважин

Анализируя полученные экспериментальные данные относительно вязкостных и реологических особенностей исследуемого раствора (см. рис. 2), была проведена работа по оптимизации рецептуры используемого реагента. Она включала варьирование содержания поверхностно-активных веществ (ПАВ) и введение дополнительных реактивов с целью формирования оптимального состава, способствующего эффективному решению проблемы ограничения притока пластовых вод в скважину. Данный подход обеспечивает повышение эффективности добычи остаточных запасов нефти из линз углеводородов, образовавшихся под перерабатывающими предприятиями.

Разработка специализированных составов, обладающих способностью избирательно воздействовать на техногенные скопления нефтяных продуктов, является одной из

ключевых проблем современной экологической науки.Масштаб утечек нефтепродуктов, происходящих непосредственно под площадями размещения нефтеперерабатывающих заводов, существенно ухудшает состояние всех природных сред, включая почву, воду и атмосферу, создавая необходимость внедрения новых технологий санации загрязнённых территорий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проблемы возникновения техногенных залежей и инновационный метод их решения / А.А. Жежеря, А.А. Бочкина, Е.Н. Петренко, В.Н. Пыстин // Экология и безопасность жизнедеятельности промышленно-транспортных комплексов ELPIT-2019 : Сборник трудов Седьмого международного экологического конгресса (девятой международной научно-технической конференции), Самара – Тольятти, 25–28 сентября 2019 г. С. 93–97.

2. Петренко Е.Н., Чертес К.Л., Тупицына О.В. Исследование техногенных залежей нефти для их последующей ликвидации. Инновационные подходы в решении современных проблем рационального использования природных ресурсов и охраны окружающей среды : Сборник докладов Международной научно-технической конференции, Алушта, 3–7 июня 2019 г. Белгород : Изд-во БГТУ, 2019. Ч. II. С. 149–154.

3. Санация загрязненной углеводородами геологической среды под площадками нефтеперерабатывающих заводов / А.А. Бочкина, О.В. Тупицына, Д.Н. Шерстобитов, М.Г. Казазян, Е.Н. Петренко // Научные труды КубГТУ. 2019. No 3. С. 734–739.

4. Быков Д.Е., Чертес К.Л., Тупицына О.В. Рекультивация массивов органо-минеральных отходов. Самара : СамГТУ. – 2007. – 118с.

5. Быков Д., Чертес К., Петренко Е., Тупицына О., Пыстин В., Подъячев А. Санация недр территории нефтеперерабатывающих заводов. Экология и промышленность России. 2019;23(3):9-13.

6. Тупицына О.В., Чертес К.Л., Быков Д.Е., Освоение природно-техногенных систем градопромышленных агломераций: монография. Самара: ООО «Издательство Ас Гард», 2014. - 366 с.

7. Проблемы геоэкологической оценки и восстановления пород зоны аэрации от техногенных линз загрязнений / К.Л. Чертес, О.В. Тупицына, В.Н. Пыстин, Е.Н. Петренко // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология / Российская академия наук. 2020. No 2. С. 53–57.

8. Babitskaya K., Konovalov V., Sklyuev P., Zhidkova M., Sysueva I. Studies on surface activity of petroleum sulfonates prepared from extracts of solvent refining. - Petroleum Science and Technology, p.1091-6466

9. Гладунов О.В., Козлов С.А., Царьков И.В., Бабицкая К.И., Чомарян В.Е. Интенсификация добычи высоковязкой нефти с одновременным ограничением водопритока химическими растворами селективного действия. Нефтяная провинция № 3 (27). С. 67-83.

ИССЛЕДОВАНИЯ СОХРАНЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА

Г.В. Талыбов, И.В. Царьков, К.И. Бабицкая

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
Email: gvtalyb@icloud.com

Аннотация. В статье проведено сравнительное тестирование материала ПЦТ I-100 производства с ЦТРС-У-100М производства на предмет проверки сохранения прочностных свойств тампонажного камня при воздействии агрессивной среды (кислоты), представлена разработка тампонажного раствора с характеристиками схожими с ЦТРС-У-100-М с целью снижения затрат на проведение ремонтно-изоляционной работы.

Ключевые слова: тампонажный материал, затворение, растекаемость, пластификатор, водоотделение, газоблокатора, пеногаситель.

Исследования сохранения прочностных свойств тампонажных материалов в агрессивной среде проводились при воздействии смеси 12% HCl + 3% HF. После затворения раствора и заполнения форм-балочек (40x40x160мм) образцы погружали в пропарочную камеру на 24 часа при t = 75 °C и атмосферном давлении. После выдерживания образцы извлекались, расформовывались и осуществлялось их взвешивание. Далее половину образцов погружали в агрессивную среду на 4 часа при t = 75 °C и атмосферном давлении, а половину в пресную воду при тех же условиях. После выдерживания образцы извлекались, взвешивались и осуществлялось определение их прочностных свойств. В результате исследования прочностные свойства тампонажного камня при сжатии после воздействия агрессивной среды для всех проб материалов уменьшается. Для образцов цементного камня ЦТРС-У-100 М прочность снизилась на 32,4%, а для ПЦТ I-100 на 46,2%.

ЦТРС-У-100-М имеет в своем составе: базовый портландцемент ПЦТ-I-G, понизитель водоотдачи, пластификатор, пеногаситель и замедлитель схватывания.

С целью снижения затрат на проведение ремонтно-изоляционной работы, в данной статье представлена разработка тампонажного раствора с характеристиками схожими с ЦТРС-У-100-М. Для этого использовался базовый цемент ПЦТ I-100 со следующими добавками отечественного производства ООО «Химпром», г. Пермь: замедлитель схватывания «WellFix RTD-2», понизитель фильтрации «HCA FL 770», газоблокатор «WellFix L», пластификатор «WellFix P-100» и пеногаситель «ГАСПЕН-СИЛИКОН».

Для сравнительного анализа и подбора состава, удовлетворяющего всем критериям, было проведено несколько испытаний с различными концентрациями добавок [1-4].

При приготовлении опытных растворов ориентировались на эталонную плотность, равную 1,90 г/см^3 с погрешность 0,03 г/см^3, ссылаясь на данные опытно-промышленных испытаний.

Первым критерием отбора раствора стала растекаемость. Основным компонентом, влияющим на реологические свойства тампонажного раствора, является пластификатор марки «WellFix P-100». Его принцип действия заключается в

диспергировании цементных частиц за счет проявления электростатического и стерического эффекта отталкивания адсорбировавшихся молекул пластификатора. В результате регулирования реологических свойств тампонажных растворов уменьшается гидравлическое сопротивления цементного состава, снижается давление закачки и продавки при цементировании скважины. Добавление пластификатора снижает вязкость раствора, а также позволяет работать с относительно меньшим водоцементным отношением.

Испытания проводились на чистом цементе без добавления пластификатора и с его добавлением в разных концентрациях.

В результате добились требуемого значения растекаемости (более 250 мм) при концентрации пластификатора равной 0,5 % от массы сухого цемента.

На втором этапе лабораторных испытаний провели анализ избранного раствора на водоотделение по ГОСТ 26798.1-96. Для снижения водоотдачи цементного раствора использовался понизитель фильтрации марки «HCA FL 770». Реагент добавляли в концентрации 0,5% от сухого цемента. Концентрация добавки выбрана исходя из типа тампонажного раствора и требуемой величины водоотдачи, в соответствии с рекомендациями производителя.

При проведении испытания использовались мерные цилиндры по ГОСТ 1770-74 вместимостью 20 $см^3$ с ценой деления не более 0,2 $см^3$ и 250 $см^3$ высотой градуированной части не менее 230 и не более 250 мм.

Цементный состав залили в два цилиндра до отметки 250 $см^3$ в каждом и оставили для отстаивания на 2 часа. Далее отделившуюся на поверхности цементного теста воду отбирают пипеткой в мерный цилиндр вместимостью 20 $см^3$ и замерили объем отделившейся воды в каждом цилиндре. За водоотделение приняли среднеарифметическое двух параллельных определений, округлив результат вычисления до 0,1 мл, получили значение 0,4 мл, которое удовлетворяет требованиям (не более 0,5 мл).

Также в состав тампонажного раствора входит замедлитель схватывания «WellFix RTD-2», который адсорбируется на поверхности частиц цемента в процессе гидратации, изолирует ионы кальция, препятствуя их контакту с водой и образованию зародышей кристаллов, тем самым увеличивая время схватывания цементного раствора. Концентрация, выбранная в зависимости от температурных условий пласта и характеристик цемента, составила 0,1%;

Особую роль в составе раствора имеет латексный газоблокатор «WellFix L-100». Он вызывает замедление нарастания предельного статического напряжения сдвига и создающий идеальные условия для передачи практически максимального гидростатического давления цементного стакана на возможные газоносные пласты. Добавление газоблокатора в цементный раствор значительно повышает адгезионные свойства цементного камня, снижает его проницаемость и исключает миграцию газа между растущими кристаллами цемента во время схватывания. Его концентрация составляет 6,25% к объёму тампонажного раствора.

Еще одним реагентом, входящим в состав раствора, является пеногаситель «ГАСПЕН-СИЛИКОН»), снижающий поверхностное натяжение пены, тем самым разрушая её и превращают в жидкую форму. Приняли концентрацию 0,2% от массы сухого цемента в соответствии с рекомендацией производителя.

Заключительным этапом стало испытание итогового состава на прочность цементного камня посредством ультразвукового неразрушающего метода в

моделируемых термобарических условиях реальной скважины на приборе компании OFI Testing Equipment, Inc. Анализатор оснащен высокоточными датчиками, системами нагрева и охлаждения, специальным ультразвуковым модулем и программным обеспечением, позволяющим определять прочность цемента, исходя из изменения скорости прохождения ультразвуковой волны через образец.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пискунов А.И., Леушева Л.Е. Анализ причин появления заколонных перетоков // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин, Секция 2: Сборник докладов / Томск. Политех. ун-т. Томск, 2014, – С. 288 – 296;
2. Волощук Г.М. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Нефтегазопромысловая геология / Г.М. Волощук. – Ухта : УГТУ, 2008. – 143 с.
3. Климанова Д.А., Мозговой Г.С., Павлов И.В. Ремонтно-изоляционные работы в горизонтальных скважинах / Д.А. Климанова, Г.С. Мозговой, И.В. Павлов.// Sciences of Europe. – 2018. – № 30-1 (30). – С. 26-30.
4. Карпов К.А. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / К.А. Карпов. – СПб. : СПбГИЭУ, 2011. – 170 с.
5. Миловидов К.Н., Кокорев В.И. Инновационные технологии в разведке и добыче нефти: организация, управление, эффективность : учебное пособие / К.Н. Миловидов, В.И. Кокорев. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 274 с. – Текст : непосредственный.
6. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений : учебник для вузов / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
7. Пискунов А.И., Леушева Л.Е. Анализ причин появления заколонных перетоков // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин, Секция 2: Сборник докладов / Томск. Политех. ун-т. Томск, 2014, – С. 288 – 296.
8. Сизова Е.М. Причины обводнения газовых скважин / Е.М. Сизова/ Вопросы науки и образования. – 2017. – № 1 (2). – С. 73-75.
9. Обеспечение эффективного разобщения пластов после окончания эксплуатации скважины // Нефтегазовое обозрение. – Весна 2008. – том 20. – №1. – С. 22 – 37.
10. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Техника и технология капитального ремонта скважин : учебное пособие / А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин. – М.: Недра, 1987. – 318 с.
11. Булчаев Н.Д., Безбородов Ю.Н. Защита насосного оборудования нефтяных скважин в осложненных условиях эксплуатации / Н.Д. Булчаев, Ю.Н. Безбородов. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 138 с.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА НА ОБЪЕКТЕ Д-II'+ Д-II НОВО-ЗАПРУДНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Р. Хажеев, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. Применение ЗБС на Ново-Запрудненском месторождении является наиболее эффективным методом увеличения дебита добываемой нефти, за счет вовлечения в работу новых продуктивных горизонтов. В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по использованию вязкоупругой смеси и экспандируемых труб.

Ключевые слова: продуктивный пласт, эффективность, скважина, изоляционный материал, давление, ЗБС, технология.

Анализ проведён по основному объекту разработки Ново-Запрудненского месторождения – пласту Д-II'+Д-II.

Актуальность обсуждаемой проблемы очень значительна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Зарезка боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по геолого-техническим условиям. Благодаря технике можно использовать те части пласта, из которых по многим причинам трудно добывать ресурсы.

ЗБС является наиболее эффективным видом ГТМ на Ново-Запрудненском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

Объект Д-II'+Д-II представлен терригенным типом коллектора, тип залежи пластовый тектонически экранированный. Размеры залежи 4х3,9 км, высота 71,4 м. Коэффициент песчанистости равен 0,6, расчлененность - 3,1.

Залежь находится на поздней стадии разработки, объекта отобрано 11695 тыс. т нефти, 18117 тыс. т жидкости, 916 млн м^3 растворённого газа. Степень выработки НИЗ составила 86,5 %, текущий КИН 0,534.

На месторождении применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв пласта, но наиболее перспективными являются мероприятия по зарезке боковых стволов по причине роста бездействующего фонда скважин и наличия зон с остаточными запасами нефти. По состоянию на 01.12.2025 г. на месторождении применялась зарезка боковых стволов в пяти скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти от данного мероприятия составила 92,1 тыс.т. На объекте Д-II'+Д-II Ново-Запрудненского месторождения зона остаточных запасов наблюдается в центральной части залежи, рекомендую зарезку бокового ствола и скважины №599.

Выводы

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ЗБС рекомендуются работы по использованию вязкоупругой смеси и экспандируемых труб, которые позволяют создать целостную и весьма надежную крепь дополнительного ствола скважины. Это позволяет получить максимально возможный внутренний диаметр эксплуатационной колонны дополнительного ствола и в зоне фильтрации продукта, сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта путем создания условий для вскрытия его на равновесии или депрессии и, следовательно, повысить добывные возможности скважины в целом.

Технология заключается в том, что бурение дополнительного ствола из эксплуатационной колонны скважины ведут до кровли продуктивного пласта, после чего в скважину закачивают изоляционный материал и крепят пробуренную часть дополнительного ствола экспандируемыми профильными трубами, а затем вскрывают продуктивный пласт при поддержании на забое давления, равновесного с внутрипластовым или депрессивного по отношению к нему. Изобретение обеспечивает повышение добычных возможностей скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Ново-Запрудненского газонефтяного месторождения Самарской области», 2023 г.

2. Таблица основных технологических показателей объекта Д-II'+Д-II Ново-Запрудненского месторождения Самарской области.

3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Д-II'+Д-II Ново-Запрудненского месторождения Самарской области за период 2012-2025 гг.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА Т1 БОГОЛЮБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Кимлык, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В работе был проведен анализ проведенных КГРП, который на сегодняшний день является одним из основых методов повышения нефтеотдачи., в качестве совершенствования технологии проведения КГРП, рекомендуются работы по проведению КГРП сразу на группе скважин для параллельного распространения трещин разрыва.

Ключевые слова: залежь, температура пласта, фронт вытеснения, скважина, трещина, технология.

Анализ проведён по основному объекту разработки Боголюбовского месторождения – пласту Т1 Восточно-Боголюбовского поднятия, период времени – с 2015 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект Т1 представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи массивный. Размеры залежи пласта Т1 в пределах контура нефтеносности составляют 2,4×1,1 км. Высота залежи (этаж нефтеносности) 15 м. Наивысшая абсолютная отметка залегания кровли продуктивного пласта -2352,9 м (скв. 825).

Залежь находится на начальной стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет 105 тыс. т нефти и 183 тыс. т жидкости. Степень выработки начальных извлекаемых запасов составила 19,6%, текущий КИН – 0,105 при утвержденном 0,533.

На залежи применялись физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но

наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.12.2025 г. после 15 КГРП скважины запущенны в работу, из них 13 скважин запущено в добычу и 2 скважин − под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 65,1 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 89% или 13 из 15 КГРП выполнен на эксплуатационном фонде, 2 КГРП приходятся на фонд из бурения (в том числе 1 КГРП выполнен на наклонно-направленной скважине (ННС) из бурения и 1 КГРП - при зарезке второго ствола).

Выводы

Гидроразрыв пласта Т1 Восточно-Боголюбовского Боголюбовского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение КГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения КГРП рекомендуются работы по повышению нефтеотдачи залежи и снижению скорости обводнения продукции добывающих скважин путем проведения ГРП сразу на группе скважин для параллельного распространения трещин разрыва.

Согласно технологии, сначала проводят КГРП в тех скважинах, где фронт вытеснения от нагнетательной скважины параллелен направлениям трещин КГРП, получая трещины параллельно δ_{max1}, ведут закачку воды в нагнетательные скважины с температурой, равной текущей температуре пласта t, и отбор продукции через добывающие скважины, в ближайший зимний период закачиваемую воду охлаждают до температуры (0,5-0,7)t и закачивают, пока в оставшихся скважинах без КГРП не будет зафиксирован приход охлажденной воды, определяют изменение максимальногогильфа главного напряжения пласта δ_{max2} в добывающих скважинах без КГРП в результате закачки холодной воды, проводят КГРП в данных добывающих скважинах, получая трещины параллельно δ_{max2}, после чего переходят на закачку не охлажденной воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Боголюбовского нефтяного месторождения Оренбургской области», 2023 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Т1 Боголюбовского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Т1 Боголюбовского месторождения Самарской области за период 2015-2025 гг.

УДК 622.276.7

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ PPG-ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ И АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.Ф. Гильфанова, М.И. Королев

Югорский государственный университет
г. Ханты-Мансийск, Россия
e-mail: alingilfanowa@yandex.ru, m_korolev@ugrasu.ru

Аннотация. Статья посвящена решению проблемы негативного воздействия жидкостей глушения на призабойную зону пласта при ремонте скважин в сложных геологических условиях ХМАО-Югры. На примере месторождения Х1 проанализированы осложнения, связанные с аномально высоким пластовым давлением, высоким газовым фактором и поглощением технологических жидкостей. В качестве перспективного решения предложено применение PPG-технологий на основе предварительно сшитых полиакриламидных гелей, способных эффективно блокировать каналы фильтрации. Приведены данные по геологическому строению продуктивных пластов АС10 и АС12, подтверждающие необходимость использования специализированных составов для глушения скважин в данных условиях.

Ключевые слова: жидкость глушения, аномально высокое пластовое давление, высокий газовый фактор, предварительно сшитые полимерные гели.

В современных условиях эксплуатации малодебитных скважин и на заключительных стадиях разработки крупных месторождений особую актуальность приобретает минимизация негативного воздействия технологических растворов на фильтрационные свойства призабойной зоны пласта (ПЗП) при проведении текущего и капитального ремонта скважин. Применение стандартных водных жидкостей глушения (ЖГ) в сложных геологических условиях без специальной модификации их технологических параметров может приводить к существенным осложнениям, обусловленным комплексным физико-химическим и механическим воздействием на ПЗП [1].

К числу осложненных геологических условий относятся аномально высокое пластовое давление, повышенный газовый фактор и склонность к поглощению технологических жидкостей [2]. Указанные условия характерны для месторождений Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, где интенсивное поглощение технологических жидкостей в процессе глушения и промывки скважин приводит к увеличению продолжительности ремонтных работ, снижению производительности и существенным потерям добычи нефти.

На примере месторождения Х1 ХМАО-Югры выявлена специфическая проблема: нижний продуктивный пласт АС12 демонстрирует активное поглощение технологической жидкости, в то время как из вышележащего пласта АС10 происходит газопроявление. Насыщение газом столба жидкости глушения приводит к снижению забойного давления и создает риск газонефтеводопроявлений (ГНВП). Это

обусловливает сложности в определении оптимальной плотности жидкости глушения, которая должна обеспечивать необходимое противодавление на пласт при соблюдении баланса между минимальной репрессией и предотвращением поглощений и проявлений.

В работе представлено научное обоснование перспектив разработки усовершенствованной жидкости глушения с применением PPG-технологий (предварительно сшитые полимерные гели) для месторождений ХМАО-Югры с аномально высоким пластовым давлением. Технология предполагает использование дисперсии частиц полиакриламида, сшитого солями трехвалентных металлов (ацетат хрома, цитрат алюминия). Механизм действия основан на способности частиц к гидратации, увеличению объема и упругой деформации в фильтрационных каналах с образованием трехмерной полимерной сетки. Объектами исследования выступили продуктивные пласты АС10 и АС12 месторождения Х1, где доюрские отложения представлены комплексом изверженных и метаморфических пород с линзовидными телами песчаников, содержащими залежи углеводородов с аномально высоким пластовым давлением. Геологическое строение изучено с применением акустического каротажа и данных сейсморазведки МОГТ, что подтверждает необходимость использования специализированных технологий глушения для данных геологических условий. На рисунке 1 представлен анализ площадного развития коллектора пласта АС12.

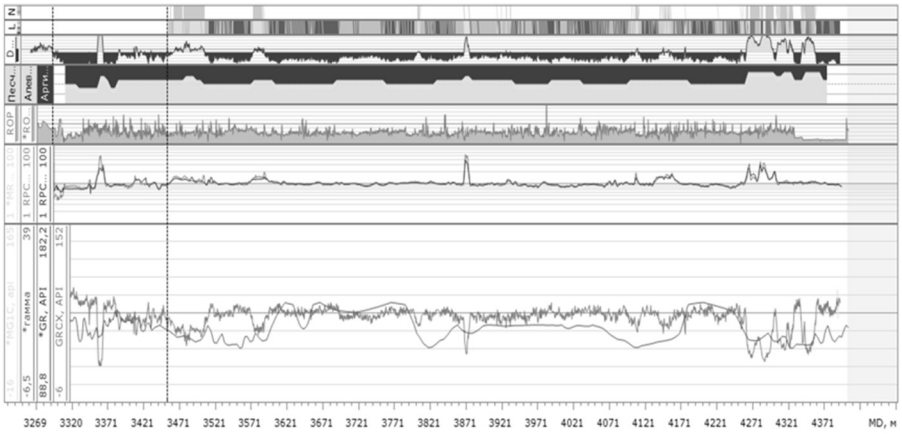


Рисунок 1 - Корреляционные схемы коллектора пласта АС12

Продуктивные пласты АС10 и АС12 характеризуются температурным режимом 88-96°С при коэффициенте аномальности пластового давления 1,2. Для данных условий рекомендовано применение полимер-сшитых растворов с пониженным содержанием твердой фазы. Для создания необходимого противодавления на проектной глубине требуется плотность жидкости глушения не менее 1,4 г/см³. Реологические параметры, определенные на основе опыта бурения горизонтальных скважин на месторождении, составляют: пластическая вязкость в диапазоне 7-20 мПа·с, динамическое напряжение сдвига 1-8 Па. Создание блокирующего состава для условий пластов АС10-АС12 требует соблюдения стандартизированных параметров жидкости глушения на основе PPG-технологий. Согласно требованиям [3], такие жидкости должны обеспечивать: репрессию на пласт за счет оптимальной плотности, сохранение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, химическую инертность

к материалам эксплуатационной колонны и оборудованию, совместимость с технологическими жидкостями и пластовыми флюидами, термостабильность в условиях применения, неизменность результатов геофизических исследований. Анализ научно-технической литературы показывает перспективность применения солей Cr(III) в качестве сшивающих реагентов благодаря их высокой сшивающей способности и минимальному каталитическому воздействию на окислительную деструкцию полимеров. Наиболее эффективными признаны ацетат хрома, хромокалиевые квасцы и универсальный хромовый сшиватель. Альтернативными реагентами выступают бихромат натрия, нитрат хрома, тиомочевина, гексаметилентетрамин и соли алюминия. Технология предусматривает последовательную закачку растворов PPG с водой при концентрации реагента 2000-3500 мг/л. Оптимальный объем суспензии на одну обработку составляет 2500-4300 м³ при расходе порошкообразного PPG 5-15 тонн. Установлена зависимость эффективности обработки от размера частиц: увеличение их размера способствует выравниванию фильтрационных характеристик неоднородных коллекторов.

Выявлены перспективы адаптации PPG-технологий для условий ХМАО-Югры с учетом геофизической характеристики пластов АС10-АС12. Полимер-сшитые системы на основе полиакриламида и солей многовалентных металлов особенно эффективны для скважин с АВПД, обеспечивая оптимизацию профиля приемистости и направленное воздействие на низкопроницаемые зоны коллектора. Критически важным представляется учет геолого-физических параметров пласта и свойств пластовых флюидов при подборе и тестировании составов для закачки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Никулин В.Ю., Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 1. Классификация технологий и опыт применения загущенных жидкостей на водной и углеводородной основе / В.Ю. Никулин, Р.Р. Мукминов. – Текст: непосредственный // Petroleum Engineering. 2022. – № 3(20). – С. 87–96.

2. Садукасов Д.С., Табылганов М.Т. Глушение скважин с контролем поглощения / Д.С.Садукасов, М.Т. Табылганов – Текст: непосредственный // Вестник горного института. –2025. – № 272. – С.119-135.

3. Кунакова А.М., Карпов А.А. Разработка новых рецептур новых жидкостей глушения плотность до 1600 кг/м3/ А.М. Кунакова, А.А. Карпов – Текст: непосредственный //Нефтяное хозяйство.2021. №12. С. 34-38.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

М.И. Королев

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»
г. Ханты-Мансийск, Россия
m_korolev@ugrasu.ru

Аннотация. Одной из ключевых проблем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири является высокая обводнённость продукции, вызванная неоднородностью пластов. Потокоотклоняющие технологии (ПОТ) предлагают эффективное решение, позволяя снизить долю попутной воды, выровнять фронт вытеснения и увеличить коэффициент нефтеотдачи (КИН). В работе анализируется применение 9 ПОТ на примере нефтяного пласта месторождения Ханты-Мансийского автономного округа, включая моделирование в ПО tNavigator и оценку эффективности по характеристикам вытеснения.

Ключевые слова: потокоотклоняющие технологии; высокая обводнённость, коэффициент нефтеотдачи, моделирование в tNavigator, характеристики вытеснения, неоднородные пласты.

Разработка нефтяных месторождений в осложнённых условиях, таких как высокая неоднородность по проницаемости и пористости, низкая расчленённость и повышенная обводнённость, требует применения методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН). Потокоотклоняющие технологии основаны на закачке реагентов, снижающих проницаемость в обводнённых зонах и создающих экраны для перераспределения потоков. Это позволяет вовлечь в разработку недренируемые участки и увеличить конечный КИН. В работе рассматривается эффективность ПОТ на пласте нефтяного месторождения Ханты-Мансийского автономного округа, где обводнённость достигает критических значений.

Анализ проведён на основе данных за 2007–2023 гг. по 9 технологиям: ЭС, ГОС (Т), ГОС-1АС (Т), Sixell, ТермоГОС, РВ-3П-1М, СОТ-12, ВДПС и EW225R. Условия применимости учитывают приёмистость скважин, проницаемость, температуру и другие параметры. Моделирование выполнено в ПО tNavigator на участке пласта (450×450×7 м) с двумя скважинами, используя реальные данные по проницаемости, пористости и относительным фазовым проницаемостям (ОФП). Оценка эффективности проведена по характеристикам вытеснения с использованием регрессионного анализа для сравнения с базовым вариантом (заводнение водой).

За период 2011–2023 гг. проведено 239 операций на трёх объектах $А ч_2^1$, $ЮВ_1^1$ и $ЮВ_2$, с суммарной дополнительной добычей 168,8 тыс. тонн нефти (удельная эффективность 715 тонн/скважино-операцию). Наиболее эффективны ГОС (Т) (907 тонн/скважино-операцию) и СОТ-12 (862 тонн/скважино-операцию), особенно на Западной залежи с низкой проницаемостью ($3{,}9\times10^{-3}$ мкм²). На Центральной залежи (проницаемость $31{,}1\times10^{-3}$ мкм²) лидирует СОТ-12 (692 тонн/скважино-операцию). Моделирование показало рост КИН с 60,4% до 62,72% при закачке 88 м³ агента, с

визуализацией оторочки и выравнивания фронта вытеснения. Характеристики вытеснения подтвердили прирост добычи, с прогнозируемым эффектом на основе функции Qн/Qж.

ПОТ эффективны для месторождений с высокой обводнённостью и неоднородностью, обеспечивая дополнительную добычу и увеличение КИН. Рекомендуется повторное применение (1–2 раза в год) и подбор технологий по условиям пласта. Перспективы включают интеграцию с другими МУН и мониторинг с помощью трассеров. Дальнейшие исследования должны учитывать экономические аспекты и риски (коррозия, размытие экранов).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Казаков А.А., Шелепов В.В., Рамазанов Р.Г. Особенности оценки эффективности по-токоотклоняющих технологий // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2018. – № 6. – С. 93-108. DOI: 10.33623/0579-9406-2018-6-93-101

2. Кузьменков С.Г. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа - Югры / С.Г. Кузьменков, М.И. Королёв, М.В. Новиков, А.Н. Паляницина, О.А. Нанишвили, В.И. Исаев // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 3. – С. 129-139. DOI: 10.18599/grs.2023.3.16

3. Мамбетов С.Ф. Факторы, влияющие на эффективность применения гелеобразующих дисперсных составов в химических методах увеличения нефтеотдачи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 2. – С. 85-97. DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-85-97

4. Савенок О.В. Обоснование и выбор метода ограничения водопритока в скважины с горизонтальным окончанием в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта $ЮС_2$ нефтегазоконденсатного месторождения / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, Е.П. Чуйкова, А.Е. Верисокин, М. Хадид, Л.В. Поварова, Д.С. Калашников, А.С. Доманова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2025. Т. 336. № 1. С. 193-205. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4563

5. Серебрянников А.А., Зятиков П.Н. Изучение воздействия полимерных составов на фильтрационные потоки пласта нефтяного месторождения «Х» // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022 – № 333 (11). – С. 63-70. DOI: 10.18799/24131830/2022/11/3851

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА Б2 СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.А. Раудин, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. Гидроразрыв пласта является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Для увеличения возможности добычи нефти и газа, необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта. В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы с возможностью контроля за режимом течения гидроразрывной жидкости в скважине и в трещине.

Ключевые слова: жидкость разрыва, скорость закачки, нефть, скважина, ГРП, нефтеотдача.

Анализ проведён по основному объекту разработки Северо-Каменского месторождения – пласту Б2 Южного купола, период времени – с 2010 г. по 01.12.2025 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Целью гидравлического разрыва пласта является создание в призабойной зоне пласта протяжённых трещин, которые будут способствовать интенсивной фильтрации жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону. Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Объект Б2 Южного купола представлен терригенным типом коллектора, Залежь в р-не Южного купола пластовая, сводовая, подстилаемая водой. Размеры 2,0х1,3 км, этаж нефтеносности – 17,5 м. Нефтенасыщенная толщина пласта по скважинам изменяется от 6,4 до 15,5 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина – 5,8 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,86 д.ед., расчлененность – 4,2. Коэффициент пористости – 0,22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,94 д.ед.

Залежь находится на третьей стадии разработки, накопленная добыча нефти 476 тыс. т. нефти и 5353 тыс. т. жидкости, степень выработки извлекаемых запасов достигла 45 %. Текущий КИН составил 0,199 при утвержденном 0,442.

На залежи применялись физико-химические методы, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по гидроразрыву пласта. По состоянию на 01.12.2025 г. после 5 ГРП скважины запущенны в работу, из них 4 скважины запущено в добычу и 1 скважина − под закачку. Дополнительная добыча нефти составила 6,3 тыс.т. На добывающих скважинах основной объем обработок – 80% или 4 из 5 ГРП выполнены на эксплуатационном фонде, 1 ГРП приходятся на фонд из бурения (в том числе 1 ГРП выполнены на наклонно-направленных скважинах (ННС)).

Выводы

Гидроразрыв пласта Б2 Южного купола Северо-Каменского месторождения является одним из основных методов повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГРП рекомендуются работы с возможностью контроля за режимом течения гидроразрывной жидкости в скважине и в трещине при осуществлении гидроразрыва пласта в реальном времени с последующей корректировкой параметров закачки в зависимости от конкретных целей работы по гидроразрыву пласта, где конечным результатом является увеличение притока углеводородов к скважине.

Указанный технический результат обеспечивается тем, что в способе гидроразрыва пласта, предусматривающем закачку гидроразрывной жидкости в скважину посредством насоса и регулирование скорости закачки, в процессе закачки постепенно увеличивают расход жидкости вплоть до рабочего и одновременно осуществляют непрерывное измерение потребляемой мощности насоса, по скачкообразному изменению которой судят о турбулизации течения в скважине. При необходимости изменяют скорость закачки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Северо-Каменского нефтяного месторождения Самарской области», 2022 г.

2. Таблица основных технологических показателей объекта Б2 Северо-Каменского месторождения Самарской области.

3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б2 Северо-Каменского месторождения Самарской области за период 2010-2025 гг.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

УДК 621.3.079

ДОСТИЖИМЫЕ ДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАДИАЛЬНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА НАГНЕТАТЕЛЯ АЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА

Г.А. Крылов, Ю.А. Агеева, А.В. Стариков

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
E-mail: ageeva_julia04@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается система управления радиальным электромагнитным подшипником нагнетателя газоперекачивающего агрегата при смещении центра магнитной системы относительно оси вращения ротора и независимом регулировании напряжений противоположных магнитов. Разработана расчетная модель системы управления радиальным электромагнитным подшипником, позволяющая построить графики переходных процессов по управляющему и возмущающему воздействиям. Методом компьютерного моделирования определено достижимое быстродействие системы управления электромагнитным подшипником, динамическая жесткость опоры и первая резонансная частота ротора.

Ключевые слова: электромагнитный подшипник, нагнетатель газоперекачивающего агрегата, система управления, динамическая жесткость.

Введение

Электромагнитные подшипники находят широкое применение в агрегатах, обеспечивающих транспортировку газа по магистральным газопроводам. Одним из способов снижения потребления электроэнергии радиальными электромагнитными подшипниками нагнетателя газоперекачивающего агрегата (ГПА) является смещение центра магнитной системы относительно оси вращения ротора [1]. Такой подход позволяет скомпенсировать силу веса ротора нагнетателя за счет перераспределения воздушных зазоров между ротором и противоположными магнитами. При этом происходят изменения постоянных времени обмоток противоположных магнитов, причем инерционность верхнего электромагнита увеличивается, а нижнего уменьшается. В связи с этим предлагается реализовать систему управления каждого радиального электромагнитным подшипником с раздельным регулированием напряжений противоположных магнитов (рис. 1) [2].

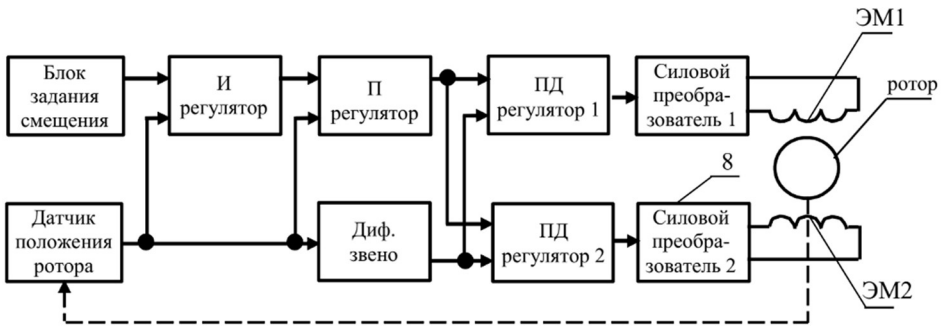


Рис. 1. Функциональная схема предлагаемой системы управления электромагнитным подшипником

Рассматриваемая система управления замкнута по датчику положения ротора и содержит общие для противоположных электромагнитов ЭМ1 и ЭМ2 интегральный (И) и пропорциональный (П) регуляторы и дифференцирующее звено. Каждый из электромагнитов снабжен своим пропорционально-дифференциальным регулятором и силовым преобразователем.

Исследованию достижимых динамических свойств радиальных электромагнитных подшипников нагнетателя ГПА с такой системой управления посвящена настоящая работа.

Моделирование системы управления электромагнитным подшипником с раздельным регулированием напряжений противоположных магнитов

Определение достижимых динамических свойств радиальных подшипников произведем методом компьютерного моделирования. Рассмотрим радиальный электромагнитный подшипник нагнетателя газоперекачивающего агрегата ГПА Ц-16. Для компенсации веса ротора центр магнитной системы этого подшипника должен быть смещен на величину $y_0 = 165$ мкм [3]. При этом электромагниты ЭМ1 и ЭМ2 имеют постоянные времени $T_1 = 0,078$ с, $T_2 = 0,0499$ с, сопротивления обмоток $R_1 = R_2 = 1,7$ Ом, а сам электромагнитный подшипник характеризуется коэффициентами, связывающими силу с током $k_{FI} = 3,8798 \cdot 10^{-5}$ Нм^2/А^2 и перемещением $k_{Fy} = 2,75 \cdot 10^7$ Н/м. При моделировании также учтем, что датчик положения ротора имеет коэффициент передачи $k_{\partial n} = 10000000$ дискрет/м, а силовые преобразователи – коэффициенты передачи $k_{cn1} = k_{cn2} = 0,0015$ В/дискрета.

Выберем настройки регуляторов системы управления, приведенной на рис. 1, по известной методике [4]. Тогда первый ПД регулятор должен иметь коэффициент передачи $k_{n\partial 1} = 2$ и постоянную времени $T_{n\partial 1} = 0,234$ с. Параметры второго ПД регулятора должны быть равны $k_{n\partial 2} = 2$, $T_{n\partial 2} = 0,15$ с. При этом постоянная времени интегрального регулятора выбирается равной $T_u = 0,0046$ с, а величина коэффициента передачи пропорционального регулятора – $k_n = 2$. Для упрощения вычислительных процедур возьмем постоянную времени дифференцирующего звена равной $k_{\partial u\phi} = 0,0032$ с.

С учетом параметров электромагнитов и регуляторов расчетная модель системы управления радиальным электромагнитным подшипником нагнетателя ГПА будет выглядеть следующим образом (рис.2).

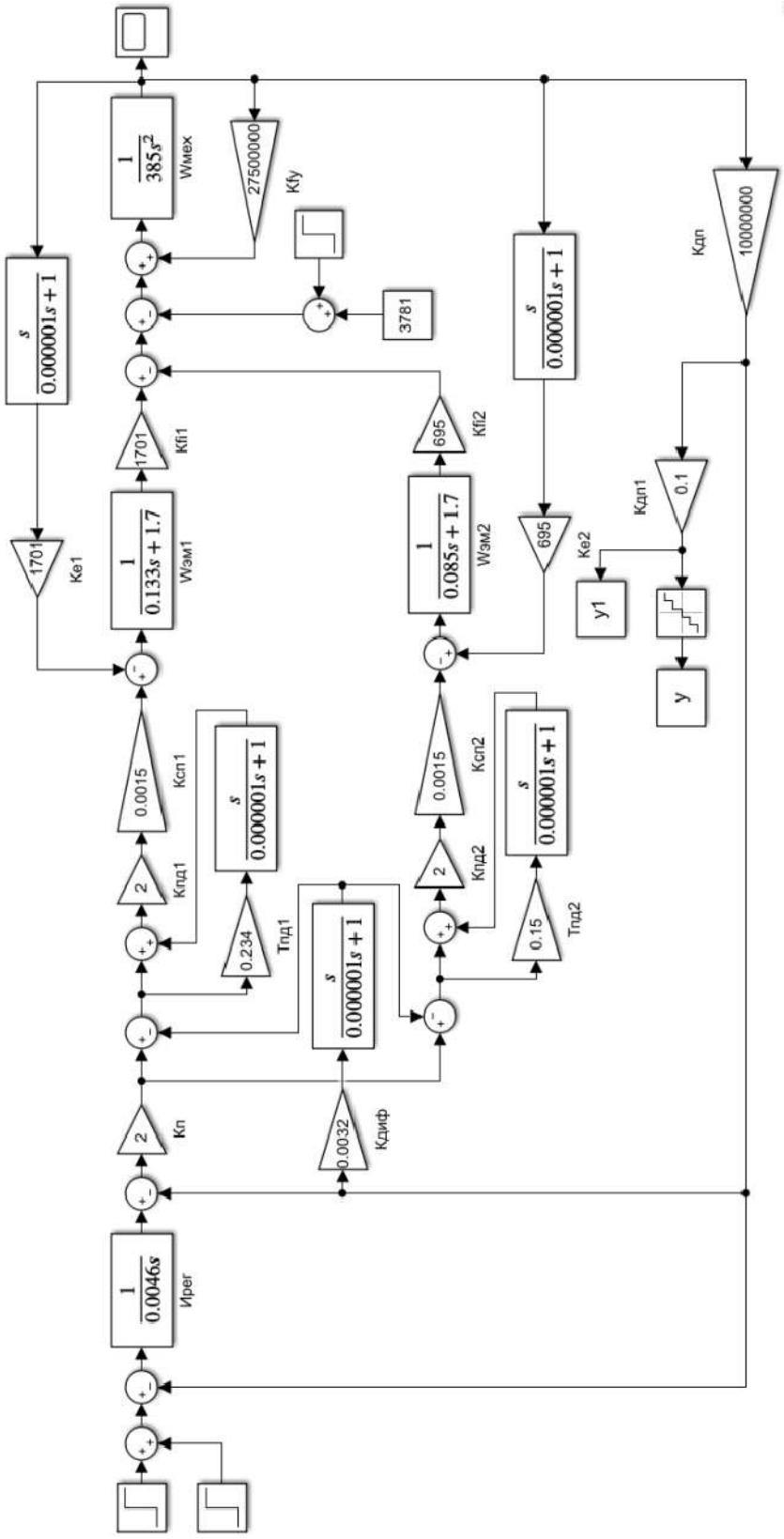


Рис. 2. Расчетная модель системы управления электромагнитным подшипником с раздельным регулированием напряжений противоположных магнитов

Она позволяет построить графики переходных процессов в электромагнитном подшипнике по управляющему и возмущающему воздействиям и определить такие динамические характеристики как время переходного процесса и динамическую жесткость подшипника. График переходного процесса по управляющему воздействию (рис. 3) показывает, что время входа в зону ±1 мкм от заданного значения составляет $t_{nn} = 0,01719$ с, и можно считать что система управления электромагнитным подшипником обладает высоким быстродействием.

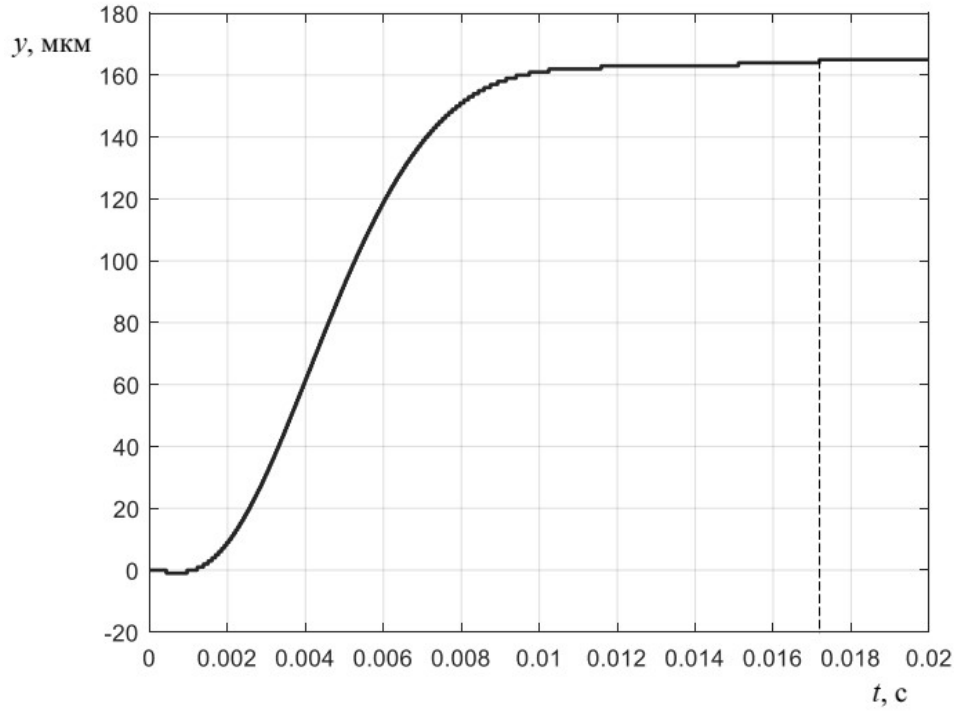


Рис. 3. График переходного процесса по управляющему воздействию

График переходного процесса по возмущающему воздействию (рис. 4) позволяет сделать вывод, что при набросе возмущающей силы $\Delta F = 1000$ Н динамический провал ротора равен $\Delta y_{\max} = 3,52$ мкм. Такой динамический провал соответствует динамической жесткости опоры

$$C_y = \frac{\Delta F}{\Delta y_{\max}} = 284 \cdot 10^6 \text{ Н/м.}$$

Предположим, что возмущающая сила, вызывающая плоскопараллельное перемещение ротора, направлена строго по одной оси управления радиальных электромагнитных подшипников, и на один подшипник приходится масса $m = 545$

кг. Тогда динамическая жесткость позволяет определить первую резонансную частоту ротора

$$\omega_{1p} = \sqrt{\frac{2C_y}{m}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 284 \cdot 10^6}{545}} = 1020 \text{ рад/с.}$$

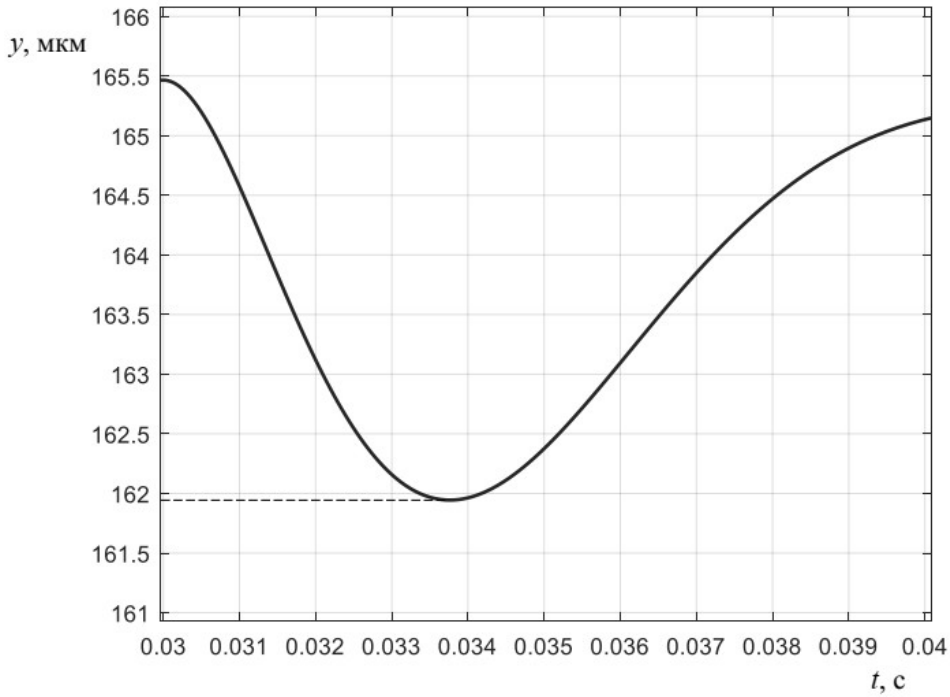


Рис. 4. График переходного процесса по возмущающему воздействию

Полученное значение ω_{1p} показывает, что она находится далеко за пределами частот вращения ротора и не может повлиять на работу нагнетателя ГПА в режимах запуска и остановки.

Выводы

1. Результаты моделирования показывают, что система управления радиальным электромагнитным подшипником нагнетателя ГПА при смещении центра магнитной системы относительно оси вращения ротора и раздельном регулировании напряжений противоположными магнитами позволяет достичь высокого быстродействия при отработке управляющих и возмущающих воздействий.
2. Высокое быстродействие рассматриваемой системы обеспечивает большую динамическую жесткость электромагнитного подшипника и смещение резонансных частот за пределы частот вращения ротора нагнетателя газоперекачивающего агрегата.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стариков А.В., Костюков В.Д. Анализ работы электромагнитных подшипников при смещении центра магнитной системы относительно оси вращения и вариации напряжения питания / Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», Т. 31, № 1, 2023. – С. 103 – 123.

2. Патент России № 2845412. Система управления электромагнитным подвесом ротора / А.В. Стариков, В.Д. Костюков, Г.А. Крылов (Россия) // Опубл. 18.08.2025, Бюл. № 23.

3. Стариков А.В., Костюков В.Д., Мочалов М.Д. Анализ работы радиальных электромагнитных подшипников нагнетателя газоперекачивающего

агрегата при смещении центра магнитной системы / Ашировские чтения: Сб. трудов Всероссийской научно-практической конференции. Том 2 – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2023. – С. 213 – 221.

4. Костюков В.Д., Крылов Г.А., Макаричев Ю.А., Стариков А.В. Выбор параметров регуляторов электромагнитного подшипника при смещении центра магнитной системы относительно оси вращения ротора / Вопросы электротехнологии, № 4 (45), 2024. – С. 62 – 70.

УДК 622.692

СНИЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ В УТОРНОМ УЗЛЕ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА ЗА СЧЁТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЕМПФИРУЮЩИХ ПЛАСТИН

И.Н. Сафиуллов, П.В. Волков, М.Р. Терегулов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: safiullovildar122333@mail.ru, pavlo235@mail.ru, teregulovmr@bk.ru

Аннотация. Статья посвящена исследованию метода снижения напряжений в уторном узле вертикальных стальных резервуаров путем внедрения демпфирующих пластин. Уторный узел является наиболее уязвимым местом конструкции, подверженным значительным механическим нагрузкам и деформациям, что часто становится причиной преждевременного износа и разрушения элементов резервуара. В работе приведена конструкция уторного узла с демпфирующими пластинами. Демпфирующие пластины устанавливаются между гидрофобным слоем и окрайкой днища резервуара. Они усиливают конструктивную устойчивость узла, распределяя нагрузки и уменьшая уровень механических напряжений. Это позволяет существенно увеличить срок службы резервуара, снизить вероятность аварийных ситуаций и повысить надежность эксплуатации.

Ключевые слова: уторный узел, демпфирующая пластина, резервуар, напряжения, коэффициент постели.

Введение. Современные промышленные объекты широко используют вертикальные стальные резервуары для хранения нефти, газа, воды и других

жидкостей. Одним из ключевых факторов, влияющих на долговечность и безопасность таких конструкций, являются механические напряжения, возникающие в отдельных элементах конструкции, особенно в области соединения днища с корпусом резервуара - так называемом уторном узле. Проблема заключается в том, что именно этот участок испытывает максимальные статические и динамические нагрузки, вызванные давлением жидкости внутри резервуара, температурными воздействиями окружающей среды, ветровой нагрузкой и сейсмическими колебаниями. Все это приводит к возникновению значительных локальных напряжений, которые способствуют развитию усталостных трещин и коррозии металла, снижающих прочность конструкции и повышающих риск аварийных ситуаций [2].

Использование демпфирующих пластин позволит снизить общую жёсткость системы, эффективно перераспределить нагрузку, уменьшить концентрацию напряжений и продлить срок службы конструкции.

Актуальность. В работе предложено снижение амплитуды напряжений возникающих в самом нагруженном элементе резервуара – уторном шве, за счёт применения демпфирующих пластин по опорному контуру стенки. Теоретический анализ эффективности применения метода предполагает снижение жёсткости опорной поверхности днища резервуара в локальной зоне под стенкой. Снижение жёсткости обеспечивает возможность более плавного изменения геометрии стенки в процессе эксплуатации и более равномерного распределения нагрузки в сопряжении стенки с днищем, что снижает напряжения в уторном узле.

Цель и задачи работы. Целью работы является разработка предложения и обоснование применения демпфирующих пластин в уторном узле вертикальных стальных резервуаров для снижения напряжений. А задачи работы входила разработка конструкции демпфирующей пластины, устанавливаемой под опорной поверхностью сопряжения стенки с днищем вертикального стального резервуара и определение зависимости напряжений от коэффициента постели, с учётом наличия и отсутствия демпфирующей пластины. При определении зависимости предполагается изменение коэффициента постели основания в зависимости от толщины и материала демпфирующей пластины.

Теоретическая часть. Коэффициент постели основания - это отношение давления (нагрузки) на основание к его расчётной осадке [4]. В соответствии с изысканиями, представленным в [1] можно предположить, что с увеличением коэффициента постели основания напряжения в нижнем узле резервуара увеличиваются. что в эксплуатационных условиях с течением времени, по мере уплотнения основания (в случае если основание представляет собой грунтовую подушку), напряжения в нижнем узле будут возрастать.

Для анализа возникающих напряжений в уторной зоне, в работе представлены зависимости напряжений в днище и стенке от коэффициента постели основания для РВСП-5000, 10000, 20000 и 50000 м^3 по известной моментной теории, с учётом упругих свойств основания, задаваемых коэффициентом постели [3] (см. рис.1).

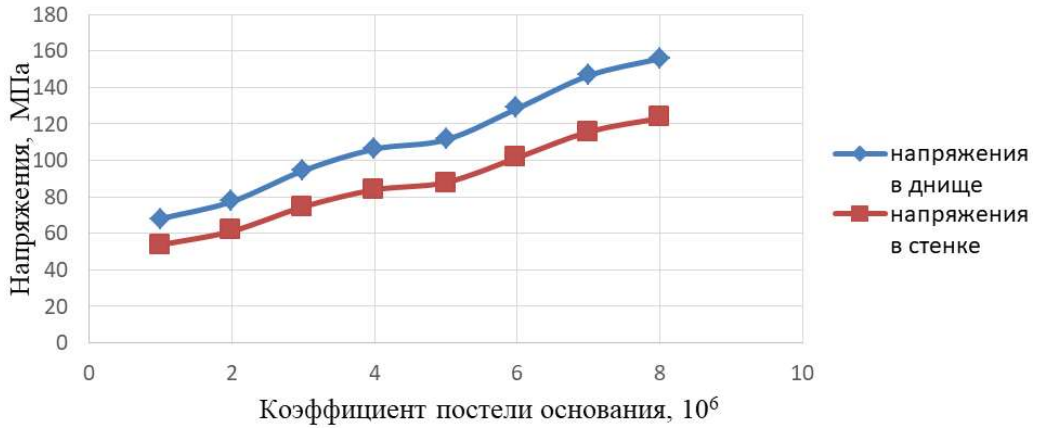
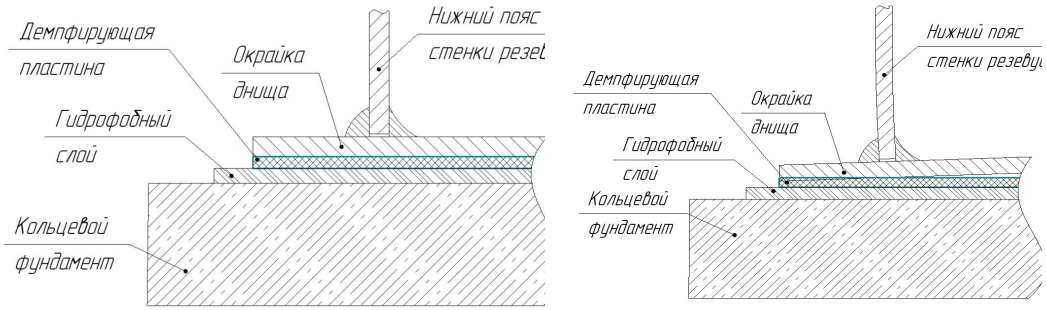


Рисунок 1. График зависимости напряжений в днище резервуара, от коэффициента постели основания

По результатам расчётов выявлена возрастание напряжений в стенке и днище, при рсоте коэффициента постели основания. Деформация уторного узла резервуара после налива продукта возникает из-за неравномерной нагрузки на днище и стенки резервуара, а также из-за температурных расширений. До налива продукта уторный узел находится в исходном состоянии, без деформаций, вызванных наличием взлива.

Предлагаемая в работе демпфирующая пластина, представляет собой упругий материал, снижающий консольный подъём при повороте уторного узла под действием влива продукта. Снижение препятствий повороту конструкции уторного узла обеспечивает более плавное изменение геометрии стенки и распределение нагрузки. Равномерность распределения нагрузки обеспечивает снижение концентрации напряжений в зоне сопряжения стенки с днищем



а - уторный узел до взлива

б - уторный узел после налива нефти

Рисунок 2. Предполагаемое взаимодействие демпфирующей пластины с уторный узлом РВС

Практическая значимость. При применении демпфирующей пластины теоретически возможно:

1. Повышение надёжности и срока службы резервуаров
2. Равномерное распределение действующих нагрузок и предотвращение образования концентраторов напряжений. Снижение амплитуды концентрации напряжений уменьшает вероятность возникновения дефектов, вызванных усталостью металла и коррозионными процессами, что повышает общую надежность резервуар и увеличивает срок безопасной эксплуатации.

Выводы. Применение демпфирующих пластин в уторном узле вертикального стального резервуара (РВС) представляет возможность снижения амплитуды концентрации напряжений. В работе акцентировано внимание на зависимость напряжений уторном узле от коэффициента постели основания, что актуально для современных резервуаров устраиваемых на искусственных основаниях приставляющих собой железобетонное кольцо устроенное под опорной поверхностью уторного узла. Установка демпфирующих пластин между гидрофобным слоем и окрайкой днища позволяет перераспределить нагрузку, снизить общую жесткость системы и уменьшить коэффициент постели в локальной зоне под узлом сопряжения стенки с днищем резервуара, что обеспечивает снижение амплитуды концентрации напряжений, повышая безопасность эксплуатации и срок службы резервуара.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сафарян М. К. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. - М.: ОНТИ, 1958. — 240 с.
2. ГОСТ 31385-2023. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.
3. Саргсян А.Е., Демченко А.Т., Дворянчиков Н.В., Джэнчвелашвили Г.А. «Строительная механика. Основы теории с примерами расчётов»: 2-е изд. 2000 г. - 153 с.
4. СНиП 2.02.01-83. Пособие по проектированию оснований зданий и сооружений. НИИОСП им. Герсеванова от 1 октября 1984 г. — 89 с.

УДК 519.873

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА ЭТАПЕ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Г.М. Орлова , Д.С. Жандаров

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: g.m.orlova@yandex.ru, gandarov1@mail.ru

Аннотация. В работе выполнен анализ проектных решений, направленных на повышение надежности магистральных нефтепроводов. Обобщен мировой и отечественный опыт применения способов повышения надежности магистральных нефтепроводов на этапе их проектирования.
Ключевые слова: надежность, магистральный нефтепровод, проектирование, резервирование, защита от коррозии, защита от превышения давлений, автоматизация и телемеханизация, цифровые технологии.

Магистральные нефтепроводы (МН) являются ключевым элементом топливно-энергетической инфраструктуры нашей страны, они обеспечивают транспортировку нефти и нефтепродуктов на тысячи километров. Нарушение целостности их линейной части (ЛЧ) приводит не только к большим материальным затратам, но и к экологическим рискам. Поэтому обеспечение надежности ЛЧ МН является важнейшим условием устойчивости всей системы транспортировки углеводородов. Задача обеспечения надежности МН решается на этапе их проектирования, сооружения и в процессе эксплуатации.

Современные условия эксплуатации, связанные с возрастающими нагрузками, климатическими и техногенными рисками, требуют пересмотра подходов к проектированию МН, как особо опасных производственных объектов. Именно на стадии проектирования закладываются основные конструктивные и технико-эксплуатационные параметры, которые определяют безотказность, долговечность трубопровода, его ремонтопригодность, сохраняемость и устойчивость к внешним и внутренним воздействиям.

В процессе эксплуатации в связи с увеличением объемов перекачки повышается давление в трубопроводной системе, происходит малоцикловый и коррозионный износ линейной части, а также сложные условия прокладки трубопроводов требуют системного комплексного подхода к их проектированию, что подтверждает актуальность темы исследования.

Традиционные методы повышения надежности МН, такие как резервирование, деление на эксплуатационные участки, защита от перегрузок по давлению, защита от коррозии, применение систем автоматизации и телемеханизации, в настоящее время дополняются цифровыми технологиями, позволяющими моделировать ЛЧ МН в различных условиях прокладки, прогнозировать устойчивость к внешним и внутренним воздействиям и степень управляемости объектов.

Оптимизация этапа проектирования позволит повысить конструктивную надёжность МН и сократить вероятность возникновения аварийных ситуаций.

Целью исследования является анализ и обобщение существующих проектных решений, направленных на повышение конструктивной надёжности МН, а также определение наиболее эффективных направлений совершенствования методов проектирования ЛЧ МН с учётом современных инновационных технологических решений.

Основные методы повышения надежности ЛЧ МН, применяемые на этапе проектирования:

1. Резервирование трубопроводных систем – один из ключевых способов повышения отказоустойчивости и обеспечения их работоспособности – реализуется как:

– резервирование пропускной способности ЛЧ МН (за счет занижения количества суток перекачки и высвобождения до 15 дней для проведения плановых или внеплановых ремонтных работ);

– резервирование линейной части (завышение толщины стенки трубы, прокладка резервных ниток на особо опасных участках, например, подводных переходах, а также сооружение многониточных трубопроводов с перемычками при перекачке газонасыщенной нефти);

– резервирование технологического оборудования (дублирование насосных агрегатов, фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, систем автоматики и телемеханики, вспомогательных систем, обеспечивающих технологический процесс).

Такая избыточность предотвращает остановку системы при частичных отказах, однако требует дополнительных капиталовложений и операционных затрат.

2. Деление ЛЧ МН большой протяженности на эксплуатационные участки длиной 600-800 км с резервуарными парками (РП) на их границах, с 3-4 насосными перекачивающими станциями (НПС) на каждом участке – повышает автономность участков и снижает масштаб последствий возможных аварий за счет сохранения функционирования работоспособных участков МН при остановке одного из них. Это уменьшает совокупные затраты на ремонт и снижает простои оборудования [1].

3. Защита ЛЧ МН от перегрузок по давлению за счет применения систем автоматического регулирования давления (САРД) и создания волн пониженного давления, идущих навстречу ударной волне высокого давления, а также систем сглаживания волн давления (ССВД), обеспечивающих автоматический сброс нефти в резервуары-сборники. Недостатком является высокая чувствительность оборудования к настройкам и необходимость регулярного обслуживания.

4. Защита трубопроводов от коррозии обеспечивается применением изоляционных покрытий, устойчивых к агрессивных средам, а также использованием электрохимической защиты ЛЧ (катодной, протекторной и дренажной).

5. Применение систем автоматизации и телемеханизации технологических процессов транспортировки нефти и нефтепродуктов позволяет осуществлять непрерывный контроль технологических параметров процесса перекачки и параметров состояния оборудования; управление технологическим процессом и оборудованием МН; автоматическую защиту ЛЧ и оборудования МН при превышении параметров допустимых значений и оповещение обслуживающего персонала о всех событиях, отказах и аварийных ситуациях. Внедрение автоматизированных систем управления (АСУ ТП) и телемеханики снижает аварийность на 30-50 %.

6. Применение труб повышенной прочности. Рост рабочих давлений в МН требует использование труб для ЛЧ классом прочности от К56 и выше.

Предлагается использование современных инновационных технологий на этапе проектирования ЛЧ МН:

1. Внедрение цифровых технологий в процесс проектирования позволяет моделировать сложные и динамичные условия эксплуатации, адаптировать проектные решения к будущим изменениям и реализовывать концепцию надёжности как функции данных. Интеграция технологий цифрового проектирования (BIM-модель или «цифровой двойник») и систем мониторинга ЛЧ МН на базе искусственного интеллекта позволяет моделировать работу трубопровода по различным сценариям и в разных условиях. Digital Twin-системы обеспечивают непрерывное сравнение реальных данных технологического процесса с расчётными, в результате позволяют прогнозировать деградацию ЛЧ, отказы и аварии [8-10]. Использование предиктивного анализа состояния ЛЧ МН позволит снизить до 25-30 % внеплановых остановок.

2. Применение современных высокопрочных материалов и инновационных технологий при изготовлении трубопроводов. Использование металлов с классом

прочности L830, обеспечивающих временное сопротивление разрыву до 915 МПа [2], позволит уменьшить толщину стенки трубы при сохранении ее механической прочности. Однако, изготовление таких труб требует применения высокоточного сварочного и диагностического оборудования.

Использование вышеописанных методов на стадии проектирования ЛЧ МН обеспечивает достижение её комплексной надёжности. Опыт реализации проектов в России и за рубежом показывает, что комбинированный подход – совмещение инженерных решений с цифровыми технологиями – даёт наилучший результат при минимальных эксплуатационных рисках. Применение интеллектуальных систем защиты и BIM-моделей повысит качество проектирования линейной части МН.

Таким образом, анализ способов повышения надежности на этапе проектирования ЛЧ МН позволяет сформулировать следующие выводы:

1. Повышение надёжности МН возможно только при комплексном подходе, объединяющем традиционные инженерные решения и современные цифровые технологии.
2. Наиболее перспективными направлениями являются применение цифровых двойников, предиктивного мониторинга технического состояния ЛЧ МН и автоматизированных систем диагностики.
3. Эффективность проектных решений должна оцениваться с учётом всего жизненного цикла трубопровода, включая технико-экономические и экологические аспекты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коршак, А. А., Коробков, Г. Е., Душин, В. А., Набиев, Р. Р. Обеспечение надёжности магистральных трубопроводов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2000. – 170 с.
2. Азметов, Х. А., Павлова, З. Х., Дудников, Ю. В. Технико-технологические решения по обеспечению надёжности и безопасности магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №3 (97). – С. 117–122.
3. Стратегия технической политики и мировой опыт в области проектирования, строительства и эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти и газа // Neftegaz.ru. – 2016. – №12–11.
4. ГОСТ 31447-2012. Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия.
5. ГОСТ Р 56403-2015. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы стальные сварные. Технические условия.
6. ГОСТ ISO 3183-2012. Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.
7. API Specification 5L: Specification for Line Pipe. – Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2012.
8. Mishra, S., Pandey, M. Reliability-Based Lifecycle Management for Corroding Pipelines // Engineering Structures. – 2020. – Vol. 205.
9. Wang, Q., Lu, H. Machine Learning in Predicting Residual Strength of Pipelines // Journal of Pipeline Integrity. – 2021.
10. A Scoping Review of Pipeline Maintenance Methodologies Based on Industry 4.0 // MDPI. – 2022.

УДК 519.873

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НА СТАДИИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Н.А. Абдуллин, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
e-mail: abdullin.na@mail.ru, G.M.Orlova@yandex.ru

Аннотация. В статье представлены результаты исследования причин возникновения отказов на технологических трубопроводах площадочных объектов ПАО «Транснефть» на стадии их эксплуатации. На основе методологии FMEA-анализа определены доминирующие факторы риска по тяжести возникновения последствий в результате отказов, сформулированы целевые технологические решения по предупреждению возникновения отказов и направленные на повышение надежности технологических трубопроводов площадочных объектов.

Ключевые слова: технологические трубопроводы, надежность, стадия эксплуатации, FMEA-анализ, отказ, дефект.

Являясь ключевым элементом топливно-энергетического комплекса Российской Федерации, ПАО «Транснефть» ставит во главу угла приоритет жизни и здоровья работников. Политика Компании направлена на минимизацию рисков травматизма, снижению количества аварий и инцидентов, а также на предотвращение их негативного воздействия на окружающую среду.

Обеспечение бесперебойной и безопасной эксплуатации объектов в условиях старения инфраструктуры крупнейшего трубопроводного оператора страны является наиболее важной и актуальной задачей в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Согласно ежегодным отчетам о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [1,2,3] с 2022 по 2024 год на поднадзорных Ростехнадзору опасных производственных объектах магистральных трубопроводов зарегистрировано 15 единиц аварий с суммарным экономическим ущербом более 198 млн. рублей.

Целью исследования является обоснование возможности применения комплексной методики оценки надежности технического состояния технологических трубопроводов, сочетающей методы FMEA-анализа (Анализ видов и последствий отказов), математического моделирования и современные технологии оценки технического состояния технологических трубопроводов, выявление и определение доминирующих факторов риска снижения надежности, а также выработка целевых решений по повышению надежности технологических трубопроводов в процессе их эксплуатации по результатам анализа факторов риска.

Техническое состояние технологических трубопроводов оценивается их несущей способностью, герметичностью и работоспособностью установленного на них оборудования [9].

Несущая способность и герметичность определяются наличием скрытых дефектов трубопроводов на момент пуска в эксплуатацию технологического трубопровода, коррозионно-механическим износом и малоцикловыми нагрузками.

Различают следующие виды дефектов трубопроводов:

- металлургические, вызванные несовершенством листов и лент, из которых изготавливаются трубы на металлургических заводах;
- технологические, связанные с несовершенством технологии изготовления труб на трубопрокатных заводах, к ним относятся дефекты поверхности и дефекты сварочных работ;
- строительно-монтажные, связанные с несовершенством строительства и монтажа участка трубопровода;
- эксплуатационные, вызванные коррозионно-механическим износом труб, малоцикловыми нагрузками, а также нарушениями условий и правил эксплуатации.

Несвоевременное выявление дефектов приводит к возникновению отказов трубопровода. Отказом называется событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта [10].

Основной критерий классификации отказов – уровень их критичности, то есть тяжесть последствий.

Согласно методологии FMEA-анализа уровень критичности отказов, а значит уровень риска определяется по приоритетному числу риска (ПЧР), которое рассчитывается по формуле [4]:

$$\text{ПЧР} = S \cdot O \cdot D, \quad (1)$$

где: S - тяжесть последствий (оценивается от 1 до 10 баллов):
1-2: Незначительные последствия;
3-4: Локальные повреждения;
5-6: Остановка производства;
7-8: Экологический ущерб;
9-10: Катастрофические последствия;
O - частота возникновения отказов (1-10 баллов):
1: Вероятность возникновения отказа Q<0,001%;
2-3: Q=0,001-0,01%;
4-5: Q=0,01-0,1%;
6-7: Q=0,1-1%;
8-9: Q=1-10%;
10: Q>10%;
D - возможность обнаружения отказов (1-10 баллов):
1: Обнаруживается автоматически;
2-3: Обнаруживается при плановом контроле;
4-6: Обнаруживается только при визуальном осмотре;
7-9: Требуется применение специализированных методов диагностики;
10: Не обнаруживается.

В таблице 1 представлены результаты FMEA-анализа причин отказов и уровней риска по тяжести последствий отказов.

Таблица 1. Результаты FMEA-анализа причин отказов и уровней риска по тяжести последствий отказов.

Причина отказа	S	O	D	ПЧР	Доля в общем риске, %	Уровень риска по тяжести последствий
Внешняя и внутренняя коррозия	9	7	4	252	34,1%	Критический
Механические повреждения	8	6	3	144	19,5%	Высокий
Старение и износ металла	7	5	4	140	18,9%	Высокий
Изменение планово-высотного положения трубопроводов	9	4	3	108	14,6%	Средний
Ошибки персонала в процессе эксплуатации	6	4	4	96	13%	Средний

На основе проведенного анализа причин отказов были сформулированы целевые технологические решения по предупреждению отказов:

1. Применение систем телеметрического мониторинга катодной защиты с автоматической подстройкой потенциала. В результате чего прогнозируется ожидаемое снижение ПЧР: с 224 до 90.

2. Применение пенополиуретановой изоляции с оперативным дистанционным контролем для новых и ремонтируемых участков, что позволит обнаруживать изменение состояния изоляционного покрытия до начала возникновения процесса активной коррозии металла.

3. Разработка моделей цифровых двойников для критических участков технологических трубопроводов. Модель позволит рассчитывать возможность обнаружения отказа в реальном времени по формуле Майнера и прогнозировать остаточный ресурс участка трубопровода.

4. Применение инклинометров и тензометрических датчиков на критических участках возможного возникновения отклонения проектных отметок трубопровода (оползневые склоны, районы вечной мерзлоты) для непрерывного контроля деформаций. По результатам мониторинга проводить восстановление ПВП трубопровода с подсыпкой и послойным уплотнением грунта при значении просадки более 5 мм от проектного положения.

5. Применение анкерных устройств и упоров на склоновых участках для фиксации положения трубопровода, рассчитываемых на восприятие продольных усилий.

6. Стабилизация основания трубопровода путем нагнетания цементных растворов через инжекционные сваи, что эффективно для закрепления оползневых массивов.

7. Ежегодный пересмотр участков на необходимость обустройства санкционированных переездов через технологические трубопроводы во избежание возникновения дополнительной нагрузки на ось трубопровода от массы грузовой техники.

8. Снижение периодичности проведения наружного технического диагностирования для обеспечения мониторинга актуального технического состояния технологических трубопроводов, выявления их скрытых дефектов и расчета остаточного срока службы.

Таким образом, анализ причин отказов с применением методологии FMEA-анализа и сформулированные целевые технологические решения позволяют снизить количество отказов и повысить эксплуатационную надежность технологических трубопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Отчет о состоянии промышленной безопасности опасных производственных объектов Российской Федерации в 2023 году. – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2024. – 401 с.
2. Отчет о состоянии промышленной безопасности опасных производственных объектов Российской Федерации в 2024 году. – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2025. – 402 с.
3. Отчет о состоянии промышленной безопасности опасных производственных объектов Российской Федерации в 2022 году. – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2023. – 380 с.
4. ГОСТ Р 27.303-2021 Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов. / Российская Федерация – Москва: Стандартинформ, 2021. – 31 с.
5. Сидоров К.А. Современные методы защиты от коррозии магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2022. – № 4(78). – С. 15-22.
6. Отчет о техническом состоянии основных фондов ПАО "Транснефть" за 2023 год. – М., 2024.
7. Методика оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов / АООТ «ВНИКТИнефтехимоборудование»; рук. темы А. Е. Фолиянц. – Утв. 17.07.1996. – Москва: 1996. – 178 с.
8. Рудаченко, А. В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие / А. В. Рудаченко., С.С. Байкин – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 118 с.
9. Коршак, А. А. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов: учебное пособие / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 170 с.
10. ГОСТ 27.102-2021. Надежность в технике. Термины и определения / Российская Федерация. – Москва: Стандартинформ, 2021. – 40 с.

УДК 622.692.23

КОНСТРУКЦИЯ СОПРЯЖЕНИЯ СТЕНКИ С ДНИЩЕМ В ВИДЕ УТОРНОГО УГОЛКА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА

М.Р. Терегулов

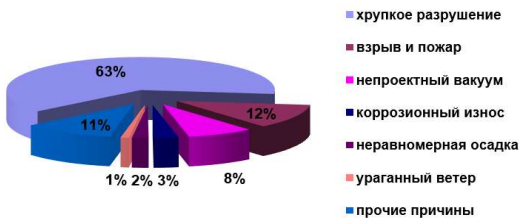
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail:teregulovmr@bk.ru

Аннотация. Сопряжение стенки с днищем является наиболее нагруженным элементом конструкции вертикального стального резервуара. Наличие концентрации напряжений в уторном узле в процессе эксплуатации, с учётом сложнонапряжённого

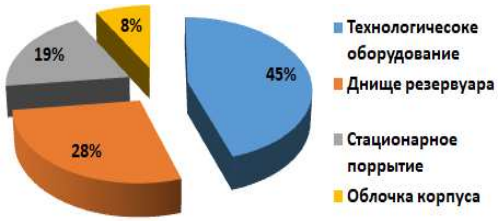
состояния, может в значительной степени вилять на скорость коррозии, развитие дефектов и разрушений. В предлагаемой работе рассматривается конструктивное решение уторного узла в виде уторного уголка стандартного проката. В работе представлен анализ распределения напряжений в зависимости от основных параметров конструкции, в сравнении со стандартным исполнением уторного узла по государственному стандарту.

Ключевые слова: вертикальный цилиндрический резервуар, уторный узел, сопряжение стенки с днищем, моментная теория, краевые силы.

Эксплуатация существующего парка резервуарных конструкций вертикального исполнения сопровождается накоплением и развитием дефектов, причинами, возникновения которых, являются монтажные дефекты, эксплуатационные нагрузки и конструктивные недостатки, выявляемые в процессе эксплуатации. По результатам анализа отчётов по технической диагностике и оценке технического состояния, подавляющее количество дефектов возникало по причине хрупкого разрушения вызванного коррозионным износом и нарушением формы конструкции (см. рис. 1). Основными элементами, на которых выявляются участки концентрации дефектов, являются конструкции стенки и днища резервуара [1].



Основные причины отказов РВС



Распределение дефектов по конструкциям РВС

Рисунок 1. Основные причины отказов и распределение дефектов по конструкциям РВС

Актуальность работы обусловлена зависимостью аварийных ситуаций и отказов, возникающих в процессе эксплуатации, от факторов, одним из которых является сложнонапряжённое состояние места сопряжения стенки с днищем, как наиболее нагруженного элемента вертикального стального резервуара (РВС) [3].

Распределение дефектов в РВС

Распределение дефектов по конструктивным элементам РВС

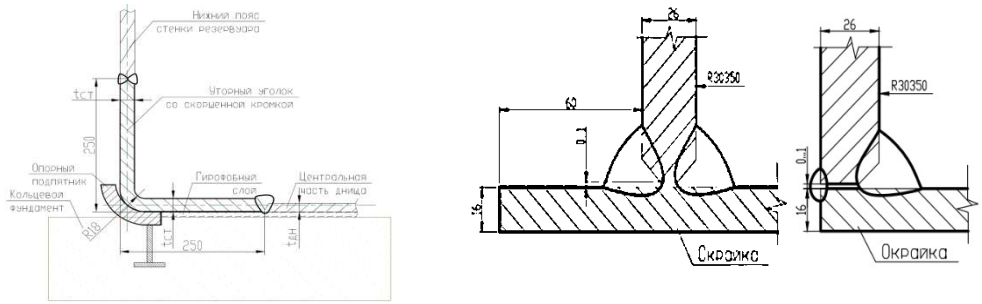
Рисунок 2.Типы дефектов и их распределение на РВС по Республике Коми [2]

Рассмотрение альтернативных конструктивных решений данного узла позволит улучшить условия эксплуатации резервуаров и продлить срок службы всей конструкции.

Целью работы обусловлена несовершенством существующей конструкции уторного узла и предложением по его модернизации, снижающим эксплуатационные нагрузки. Задачи работы включают анализ существующих и перспективных конструкций узла сопряжения стенки с днищем, с предложением по модернизации, основанным на условиях работы элемента, сравнительные аналитические и численные расчёты стандартной и оптимизированной геометрии узла сопряжения, а так же практические рекомендации по снижению напряжений в уторном узле.

Модернизированная конструкция узла сопряжения стенки с днищем выполняется в виде стандартного равнопотолочного уголкового проката, вальцованного по радиусу стенки резервуара (см. рис. 4а). Наружное пересечение образующих полок уголка дорабатывается на заводе изготовителе под расчётный радиус, для взаимодействия с конструкцией опорного подпятника, устраиваемого в теле фундамента. Плавность перехода стенки с днищем обеспечивается скруглением внутренней части уголкового проката. Опорная поверхность наружной части конструкции при взливе резервуара обеспечивает плавное изменение геометрии стенки под нагрузкой, воспринимая нагрузки, как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях, за счёт расположения точки касания опоры подпятника на образующей листов стенки и окрайки днища. Отсутствие в конструкции вылета окрайки за наружную поверхность стенки обеспечивает отсутствие сопротивления деформации под нагрузкой и более равномерное распределение напряжений по поверхности листов стенки и окрайки днища (см. рис.3).

Аналитическое исследование выполнено по известному дифференциальному уравнению изгиба балки на упругом основании, решаемое методом сил, с учётом теории о совместности деформации. Схема модернизованного узла представлена виде, конструкции стандартного уторного шва с выступом окрайки от 60 до 0 мм. (см. рис. 4б), на примере РВСП-50000, по типовому проекту компании «Транснефть» [4]. Упругие свойства стенки и основания днища, в уравнении учитывались посредством применения коэффициентов постели стенки и днища.

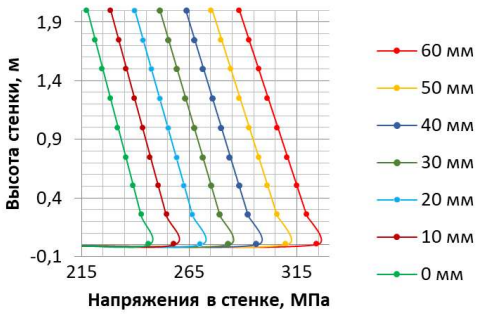


а – модернизированная конструкция сопряжения стенки с днищем РВС

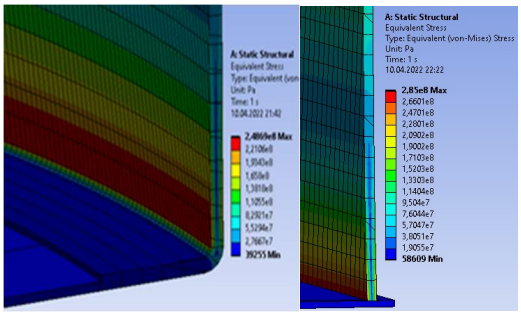
б - расчётные схемы стандартного узла и узла с нулевым вылетом

Рисунок 3. Модернизированная и стандартная конструкция сопряжения стенки с днищем

Результаты аналитического расчёта представлены в графическом виде на рисунке 4а. Результаты численного моделирования выполненого методом конечных элементов с условием жесткого закрепления днища резервуара, преставлена на рисунке 4б.



а - распределение напряжения для величин вылетов от 0 до 60 мм на высоту до 2 м



б - сравнение напряжений в конструкциях сопряжения стенки с днищем

Рисунок 4. Результаты расчётов

По результатам проведённых исследований выявлена зависимость между величиной вылета наружного контура окрайки и максимальными напряжениями возникающими уторной зоне. Представлена возможность уменьшения амплитуды напряжений на 13,3% при снижении до нулевой величины вылета окрайки за внешний контур стенки, что соответствует конструкции, предлагаемой в работе. По результатам исследования, выявлено чрезмерное требование ГОСТ 31385 [5] в части вылета окрайки относительно стенки, более 50 мм, увеличивающее амплитуду напряжений в уторном узле.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кондрашова О.Г., Назарова М.Н. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров // Нефтегазовое дело. 2004. № 2.С. 21-29

2. Биккинин А. И. Повышение долговечности вертикального стального резервуара совершенствованием конструкции уторного сварного соединения: дис. … кагд. Техн. Наук: 25.00.19 / Автор Биккинин А. И. – Уфа., 2020. – 121 с.

3. Землянский А.А., Вертынский О.С. Опыт выявления дефектов и трещин вкрупноразмерныхрезервурах для хранения углеводородов // Инженерно-строительный журнал, №7, 2011, С. 40-44.

4. ТПР.Г.0.0000.4.10302.105-15-КМ-436 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуар вертикальный стальной с понтоном строительным номиналом 50000 м^3 (436). Типовые проектные и технические решения. ПАО «Транснефть». 2015 г.

5. ГОСТ 31385-2023. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2022. 95 с.

УДК 621.643

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СИЛЫ ДИСКОВОГО НОЖА ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА

А.А. Гашенко, А.А. Лещенко

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия, delte@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена актуальность очистки от изоляции трубопроводов подлежащих капитальному ремонту. Описано предлагаемое устройство и приведено теоретическое обоснование работы дискового ножа. Представлена конструкция экспериментальной тензометрической стойки для исследования процесса работы дискового ножа. Приведены параметры при которых проводился эксперимент и результаты эксперимента.

Ключевые слова: диск, нож, изоляция, труба, очистка, тензодатчик.

Работоспособное состояние магистральных и технологических трубопроводов зависит от выявленных дефектов в результате проведения диагностического контроля и их своевременного устранения при проведении капитального ремонта. В настоящее время существуют три вида проведения капитального ремонта: ремонт с заменой труб; ремонт с заменой изоляционного покрытия; выборочный ремонт. Выбор вида ремонта трубопровода производится на основе анализа результатов дефектоскопии стенки трубы и состояния изоляционного покрытия, а также данных за весь период эксплуатации трубопровода. Однако независимо от выбранного вида ремонта трубопровода необходимо выполнять ряд последовательных технологических мероприятий, входящих в состав подготовительного, основного и заключительного этапов выполнения работ. Наиболее трудоемким является основной этап работ, в который входит процесс очистки наружной поверхности газонефтепровода от старой изоляции.

В настоящее время существует ряд машин для выполнения данного процесса, в виде как отдельных устройств, так и в составе комплексов. Однако в основном они предназначены для выполнения работ по снятию старой изоляции с трубопроводов протяженных участков, в то время как работы по наружной очистке газонефтепровода на небольших участках осуществляют механическим способом с применением шлифовальной машинки с металлической щеткой или вручную с помощью металлических щеток и скребков. Механизация процесса очистки газонефтепровода на небольших участках с целью повышения производительности является актуальной задачей [1].

На кафедре «Трубопроводный транспорт» СамГТУ было разработано устройство для очистки наружной поверхности трубопроводов (патент на изобретение РФ 2805095), которое имеет рабочие инструменты в виде металлических торцевых щеток для очистки от остатков грунта на изоляции, дисковых ножей необходимых для нарезки изоляционного покрытия в виде ленты и последующего её снятия скребками, имеющим такую же ширину, что и нарезаемая лента.

Крутящий момент на очистном устройстве, зависит от горизонтальных сил на каждом установленном очистном инструменте. Рассмотрим движение дискового ножа по изоляции, с целью определения его горизонтальной силы.

Горизонтальная сила F_x дискового ножа будет складываться из горизонтальной проекции реактивного сопротивления R_x изоляции на лезвии диска и силы трения T на его боковых поверхностях:

$$F_x = R_x + T, H. \quad (1)$$

Горизонтальная проекция реактивного сопротивления R_x изоляции на лезвии диска, равна:

$$R_x = \frac{G}{\sqrt{\frac{h}{2r}}}\left(1 - \sqrt{1 - \frac{h}{2r}}\right), H, \quad (2)$$

где G – сила прижима дискового ножа к изолированному трубопроводу, H;

h – глубина изоляционного покрытия, прорезаемая дисковым ножом, *мм*;

r – радиус дискового ножа, *мм*.

Величина силы трения T боковых поверхностей диска будет определяться формулой:

$$T = 2fqs, H, \quad (3)$$

где f – коэффициент трения изоляции по стали;

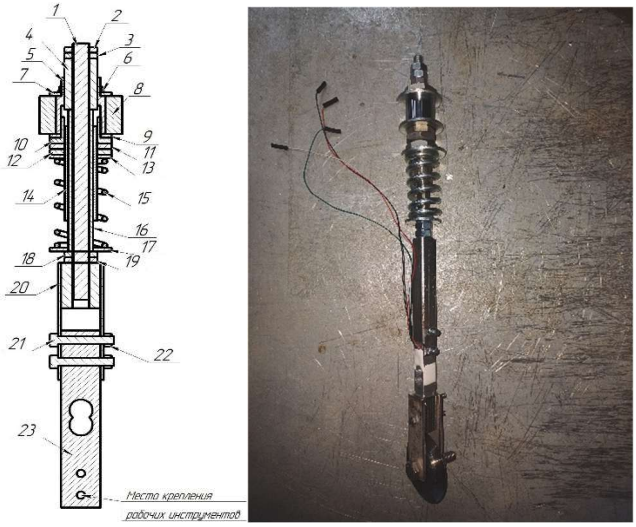
q – нормальное давление изоляции на боковую поверхность диска, $Н/мм^2$;

s – площадь взаимодействия диска с изоляционным покрытием, $мм^2$.

Выразив площадь взаимодействия диска с изоляционным покрытием через радиус дискового ножа, горизонтальная сила F_x будет определяться формулой:

$$F_x = \frac{G}{\sqrt{\frac{h}{2r}}}\left(1 - \sqrt{1 - \frac{h}{2r}}\right) + 2fq\left(r^2 \arccos\left(1 - \frac{h}{r}\right) - (r - h)\sqrt{2rh - h^2}\right) \quad (4)$$

Для проверки теоретической модели движения дискового ножа была спроектирована и изготовлена экспериментальная установка с тензометрической стойкой на которой крепился дисковый нож (рис.1).



а) б)

Рисунок 1. Тензометрическая стойка:
а – схема стойки; б – изготовленная стойка; 1 – шпилька резьбовая;
2, 11, 19 – контргайка; 3, 18 – гайка; 4 – удлиненная гайка; 5 – удлинитель; 6 - гайка с буртиком; 7, 9, 13, 17 – шайба; 8 – рама устройства; 10 – футорка; 12 – регулирующая гайка; 14 – сгон; 15 – пружина; 16 – труба направляющая; 20 – труба профильная; 21 – болт; 22 – гайка; 23 – тензодатчик

Для снятия сигнала с тензодатчика и его последующей обработки применялся аналого-цифровой преобразователь со встроенным усилителем, микроконтроллер, компьютер.

Исследование горизонтальной силы при движении дискового ножа по изоляции трубы приводились при различной силе прижима диска от 233 Н до 722 Н, за счет сжатия регулирующей гайкой пружины, с коэффициентом жесткости k=128 Н/мм. Глубина изоляционного покрытия, прорезаемая дисковым ножом, измерялась цифровым глубиномером с точность до 0,01 мм. Радиус дискового ножа составлял 26,5 мм. Коэффициент трения изоляции по стали принимался равным f=0,4, согласно [2]. Нормальное давление изоляции на боковую поверхность диска принималось 1 Н/мм^2, исходя из материала изоляционного покрытия. Изоляционное покрытие – двухслойное полимерное покрытие усиленного типа, нанесенное в заводских условиях толщиной 2,5 мм на трубу диаметром 325 мм.

Результаты эксперимента приведены на графике (рис. 2).

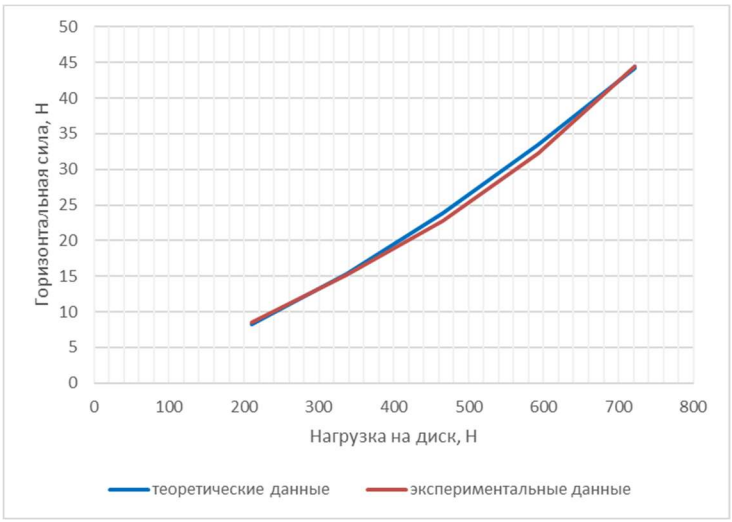


Рисунок 2. Зависимость горизонтальной силы дискового ножа от нагрузки на диск

На графике представлена теоретическая зависимость, построенная по теоретической модели движения дискового ножа, и экспериментальная зависимость, построенная по точкам, полученным в ходе эксперимента. Линия тренда, описываемая уравнением $y = 0{,}0069 \cdot x^{1{,}325}$ на исследуемом участке имеет коэффициент детерминации равным 0,9969, что позволяет использовать полученное уравнение для дальнейшего математического моделирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гашенко А.А., Лещенко А.А. Теоретическое определение усилия на опорных колесах мобильного устройства для очистки газонефтепроводов от изоляции // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2024. № 5-6. С. 64–67.

2. Физические величины: Справочник / А.П. Бабичев, Н.А. Бабушкина, А.М. Братковский и др.; Под. ред. И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.

УДК 622.691.4:621.577

ОПТИМИЗАЦИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

И.О. Шляхтуров

СамГТУ, г. Самара, Россия, ilya.shlyahturov17@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается возможность повышения энергоэффективности и производительности перекачки высоковязкой нефти с применением тепловых насосов

Ключевые слова: высоковязкая нефть, транспортировка нефти, тепловые насосы, энергоэффективность, экологическая безопасность, подогрев нефти, снижение потерь напора

В современной экономике России нефтегазовая отрасль является значимой частью общего бюджета страны, поэтому оптимизация процессов добычи, транспортировки и переработки нефти становится особенно важной. Основные направления оптимизации включают снижение операционных затрат, увеличение пропускной способности нефтепроводов и внедрение новых технологий.

Проблема эффективной транспортировки нефти осложняется увеличением доли высоковязких сортов, особенно в условиях сурового климата России. Традиционные методы, такие как строительство "горячих" нефтепроводов, характеризуются высокими энергозатратами и значительными теплопотерями, что приводит к увеличению операционных расходов и негативному воздействию на окружающую среду. В связи с этим, разработка и внедрение альтернативных, энергоэффективных и экологически безопасных технологий транспортировки высоковязкой нефти является приоритетной задачей.

В научной литературе представлен широкий спектр исследований, посвященных методам транспортировки высоковязкой нефти. Среди них можно выделить технологии гидротранспортировки, горячую перекачку, применение депрессорных присадок и термическое воздействие [1]. Однако, каждый из этих методов имеет свои ограничения и недостатки, что обуславливает необходимость поиска новых, более перспективных решений. Особого внимания заслуживает такая перспективная альтернатива, как применение тепловых насосов. Данный способ позволяет заменить традиционную горячую перекачку, относится к классу энергосберегающих и экологически безопасных технологий.

Тепловые насосы представляют собой устройства, использующие перенос тепловой энергии от источника с низкой температурой к потребителю с более высокой температурой [2]. В контексте транспортировки высоковязкой нефти, тепловые насосы могут использоваться для подогрева нефти до температуры, необходимой для снижения её вязкости и обеспечения эффективной перекачки.

В качестве источников тепла могут использоваться природные водоемы, грунты, а также отходящее тепло промышленных предприятий. Использование возобновляемых источников энергии позволяет существенно снизить зависимость от традиционных источников энергии и уменьшить выбросы парниковых газов.

Для оценки практической значимости применения тепловых насосов была проведена оценка возможности повышения производительности магистрального нефтепровода (МН) "Ухта - Ярославль" на участке от 1024 км до 1174 км. Предложено размещение по трассе тепловых пунктов подогрева нефти (ТППН), включающих тепловые насосы. Нагрев в ТППН предполагается осуществлять до температуры, превышающей температуру предельного напряжения сдвига нефти, что обеспечивает снижение вязкости и, соответственно, облегчает перекачку.

В результате проведенного расчета, применение установки ТППН на данном участке протяженностью 150 км позволило снизить потери напора и давления. Полученный результат демонстрирует потенциальную эффективность использования тепловых насосов для повышения производительности нефтепроводов и снижения затрат на транспортировку высоковязкой нефти. Полученные данные также свидетельствуют о возможности снижения потребления электроэнергии и уменьшения негативного воздействия на окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глушков, А. А. Транспортировка высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с использованием тепловых насосов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / - Москва, 2009 г.;
2. Никитина, С. Е. Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов: выпускная квалификационная работа магистра: 21.04.01 «Нефтегазовое дело» / Национальный исследовательский Томский политехнический университет, - Томск, 2024. – 131 стр.
3. Токаренко, А. В. Становление и развитие специальных методов перекачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам: дис. ... канд. техн. наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. - Уфа, 2024.

АНАЛИЗ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ В РОССИИ

К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена комплексному анализу экологических рисков, возникающих при транспортировке нефти по трубопроводным системам России. В работе систематизированы основные источники негативного воздействия на окружающую среду, включая аварийные разливы, технологические выбросы и нарушение целостности земель. Особое внимание уделено оценке последствий для ключевых компонентов природной среды - почвенных и водных ресурсов, атмосферного воздуха. Проанализированы региональные особенности проявления экологических рисков в наиболее уязвимых регионах нефтедобычи.

Ключевые слова: экологические риски, трубопроводный транспорт нефти, аварийные разливы, загрязнение окружающей среды, уязвимые экосистемы, нефтедобывающие регионы, оценка воздействия.

Трубопроводный транспорт составляет основу системы перемещения углеводородного сырья в России, обеспечивая непрерывность поставок от мест добычи к перерабатывающим мощностям и пунктам экспорта. Эксплуатация протяженных трубопроводных систем в разнообразных природно-климатических условиях создает значительные экологические риски, реализация которых приводит к устойчивой деградации природных комплексов. Особую актуальность проблема управления экологическими рисками приобретает в регионах с высокой концентрацией объектов трубопроводного транспорта и особо уязвимыми экосистемами. [1]

Экологические риски трубопроводного транспорта нефти формируются под воздействием трех основных групп факторов. Первую группу составляют аварийные риски, связанные с разрывами и повреждениями трубопроводов. Основными причинами аварий служат коррозия металла, механические повреждения при проведении земляных работ, дефекты сварных швов и конструктивные недочеты. Реализация этих рисков приводит к масштабным разливам нефти, вызывающим долговременное загрязнение почв и водных объектов. [2]

Вторую группу образуют технологические риски, обусловленные постоянными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу и образованием производственных отходов. В процессе эксплуатации трубопроводов происходят испарения легких углеводородов, образуются шламы от очистки резервуаров и труб, а также накапливаются промасленные материалы. Эти факторы создают постоянную фоновую нагрузку на окружающую среду. [3]

Третья группа объединяет риски нарушения земель, возникающие на этапах строительства и обслуживания инфраструктуры. Прокладка новых трасс трубопроводов, строительство компрессорных станций и подъездных путей приводит к изъятию земель, уничтожению растительного покрова, изменению гидрологического режима территорий и фрагментации природных ландшафтов.

Интенсивность проявления экологических рисков существенно варьирует в зависимости от региональных особенностей. В Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, являющихся основными нефтедобывающими регионами страны, риски усугубляются наличием вечной мерзлоты и исключительно медленными темпами восстановления арктических экосистем. Дестабилизация мерзлотных грунтов при строительстве и авариях приводит к дополнительным техногенным воздействиям. [4]

Республика Коми характеризуется значительным объемом накопленного экологического ущерба, связанного с длительной историей эксплуатации трубопроводов и рядом крупных аварий прошлых лет. Особенностью региона является необходимость проведения масштабных реабилитационных мероприятий на территориях с устойчивым загрязнением.

В Самарской области экологические риски приобретают выраженную социально-экологическую окраску высокой плотности населения и развитого агропромышленного комплекса. Любые аварийные ситуации здесь затрагивают не только природные объекты, но и непосредственно влияют на условия жизни населения и состояние сельскохозяйственных угодий.

Реализация экологических рисков трубопроводного транспорта приводит к значительным загрязненям поверхностных и грунтовых вод нефтепродуктами, что нарушает водные экосистемы и ограничивает использование водных ресурсов для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Деградация почвенного покрова выражается в снижении плодородия, изменении физико-химических свойств почв и потере их биологической активности. [5]

Проведенный анализ демонстрирует, что экологические риски трубопроводного транспорта нефти носят системный и регионально-обусловленный характер. Наибольшая острота проблем наблюдается в регионах с сочетанием высокой плотности трубопроводной инфраструктуры и уязвимых природных комплексов. Эффективное управление этими рисками требует разработки дифференцированных подходов, учитывающих специфику каждого региона. Перспективным направлением дальнейших исследований является количественная оценка рисков и разработка региональных программ экологической безопасности, основанных на принципах наилучших доступных технологий и приоритете превентивных мер над ликвидационными.

ЛИТЕРАТУРА

1. Игнатьева М.Н., Плюснин В.Г. Экологические проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа // Вестник Томского государственного университета. – 2020. – № 455. – С. 198-205.
2. Петров А.В., Петрова Ю.А. Оценка экологического ущерба от аварий на магистральных нефтепроводах в Западной Сибири // Экология промышленного производства. – 2021. – № 4. – С. 54-61.
3. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при эксплуатации нефтепроводов. – М.: Издательство «Инфра-Инженерия», 2019. – 312 с.
4. Шварц Е.А. Экологические риски и управление природопользованием в нефтегазовом секторе России // Проблемы региональной экологии. – 2022. – № 3. – С. 22-29.
5. Экологическая безопасность и риск анализа объектов магистральных трубопроводов / Под ред. В.И. Панасенко. – СПб.: Недра, 2018. – 278 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются современные подходы к минимизации негативного экологического воздействия при транспортировке нефти. Представлен комплекс организационно-технических и экономических мер, направленных на повышение экологической безопасности трубопроводных систем. Особое внимание

уделено внедрению интеллектуальных систем мониторинга, модернизации инфраструктуры, совершенствованию нормативной базы и развитию технологий ликвидации аварийных разливов. Обоснована необходимость интеграции передовых технологий и системы управления рисками в стратегию развития нефтетранспортного комплекса России. Сформулированы конкретные рекомендации по реализации рассмотренных подходов на практике.

Ключевые слова: экологическая безопасность, минимизация воздействия, системы мониторинга, модернизация инфраструктуры, наилучшие доступные технологии, ликвидация разливов, управление рисками, трубопроводный транспорт.

В условиях ужесточения экологических требований и роста антропогенной нагрузки на природную среду особую актуальность приобретает разработка и внедрение эффективных мер по снижению воздействия объектов нефтетранспортной инфраструктуры. Современный подход к обеспечению экологической безопасности предполагает переход от реагирования на последствия аварий к их системному предупреждению через внедрение прогрессивных технологий и управленческих решений. Целью настоящего исследования является анализ современных подходов к минимизации экологического ущерба при транспортировке нефти и выработка практических рекомендаций по их реализации в условиях российской нефтетранспортной системы. [1]

Ключевым направлением повышения экологической безопасности трубопроводного транспорта является комплексная технологическая модернизация. Первостепенное значение имеет внедрение систем интеллектуального мониторинга, включающих встроенные дефектоскопы, акустические системы обнаружения утечек и методы дистанционного зондирования Земли. [2] Эти технологии позволяют осуществлять непрерывный контроль технического состояния трубопроводов, прогнозировать потенциальные аварии и оперативно выявлять уже произошедшие инциденты.

Существенный экологический эффект достигается за счет применения новых материалов при строительстве и реконструкции трубопроводов. Использование коррозионно-стойких сталей, композитных материалов и современных изоляционных покрытий значительно увеличивает срок службы трубопроводов и снижает вероятность аварий. [3] Важным направлением модернизации запорной арматуры является оснащение трубопроводов автоматическими задвижками, которые позволяют в автоматическом режиме локализовать участок аварии и минимизировать объем разлива нефти.

Совершенствование организационно-управленческих механизмов составляет важнейший компонент системы обеспечения экологической безопасности. Нефтетранспортные компании должны разрабатывать и регулярно актуализировать детализированные планы по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти. [4] На постоянной основе необходимо содержать в готовности мобильные аварийные бригады и создавать стратегические запасы специализированного оборудования для оперативного реагирования в любых погодных и природных условиях.

Все рассмотренные меры образуют целостный и взаимосвязанный комплекс. Их совокупный эффект заключается в формировании многоуровневой системы защиты окружающей среды. Если применение новых материалов и систем

интеллектуального мониторинга направлено на профилактику и существенное снижение вероятности аварий, то автоматизация запорной арматуры и совершенствование механизмов ликвидации разливов обеспечивают оперативное реагирование и минимизацию последствий уже произошедших инцидентов.

Таким образом, именно комплексный подход, сочетающий предупредительное снижение рисков и эффективное устранение ущерба, позволяет реализовать стратегию управления и добиться значительного снижения совокупного негативного воздействия нефтетранспортной инфраструктуры.

Переход к современной модели управления экологической безопасностью транспортировки нефти требует комплексного внедрения технических, организационных и экономических инструментов. [5] Стратегическим приоритетом должно стать опережающее развитие профилактических мер, направленных на предупреждение аварий и минимизацию рисков, а не на ликвидацию их последствий. Успешная реализация рассмотренных подходов позволит обеспечить устойчивое развитие нефтетранспортной отрасли при минимизации ее экологического следа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Игнатьева М.Н., Плюснин В.Г. Экологические проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа // Вестник Томского государственного университета. – 2020. – № 455. – С. 198-205.
2. Петров А.В., Петрова Ю.А. Оценка экологического ущерба от аварий на магистральных нефтепроводах в Западной Сибири // Экология промышленного производства. – 2021. – № 4. – С. 54-61.
3. Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор). Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2022 году». – М., 2023.
4. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при эксплуатации нефтепроводов. – М.: Издательство «Инфра-Инженерия», 2019. – 312 с.
5. Шварц Е.А. Экологические риски и управление природопользованием в нефтегазовом секторе России // Проблемы региональной экологии. – 2022. – № 3. – С. 22-29.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ: ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ

С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются современные инновационные технологии в области трубопроводного транспорта нефти, анализируются перспективы их внедрения в России. Особое внимание уделено интеллектуальным системам мониторинга, новым материалам для трубопроводов, роботизированным

системам диагностики и экологически безопасным технологиям транспортировки. Проведен анализ технико-экономической эффективности внедрения рассматриваемых технологий и выявлены потенциальные барьеры для их реализации. Сформулированы рекомендации по стратегии внедрения инноваций в отечественную систему трубопроводного транспорта.

Ключевые слова: инновационные технологии, трубопроводный транспорт, интеллектуальные системы мониторинга, роботизированная диагностика, композитные материалы, экологическая безопасность, технико-экономическая эффективность.

Трубопроводный транспорт остается ключевым звеном нефтегазового комплекса России, обеспечивая транспортировку более 85% добываемой нефти. Однако существующая инфраструктура характеризуется значительной степенью износа и нуждается в модернизации. Внедрение инновационных технологий становится необходимым условием для повышения эффективности, надежности и экологической безопасности трубопроводных систем. Целью настоящего исследования является комплексный анализ перспективных технологий в области трубопроводного транспорта нефти и оценка возможностей их практической реализации в российских условиях.

Современные системы мониторинга трансформируются в интеллектуальные платформы, способные не только фиксировать параметры, но и прогнозировать изменения. Технологии цифровых двойников позволяют создавать виртуальные копии физических объектов трубопроводной системы, что включает моделирование различных сценариев эксплуатации и оптимизацию режимов транспортировки. Распределенные системы датчиков давления и акустические системы обнаружения утечек обеспечивают непрерывный контроль целостности трубопровода с точностью локализации до нескольких метров.

Системы предиктивной аналитики на основе искусственного интеллекта анализируют исторические данные и выявляют закономерности, позволяющие прогнозировать вероятность отказов и планировать превентивные ремонты. Внедрение таких систем позволяет перейти от планово-предупредительного обслуживания к обслуживанию по фактическому состоянию, что значительно снижает эксплуатационные расходы и повышает надежность.

Современные материалы для трубопроводов демонстрируют значительные преимущества по сравнению с традиционными сталями. Композитные материалы на основе полимеров, армированных углеродным или стекловолокном, характеризуются коррозионной стойкостью, малым весом и длительным сроком службы. Биметаллические трубы с внутренним коррозионно-стойким покрытием и внешним несущим слоем обеспечивают надежную защиту от агрессивных компонентов транспортируемой среды.

Нанотехнологические покрытия внутренней поверхности труб снижают гидравлическое сопротивление и уменьшают образование парафиновых отложений. Трубы с интегрированными оптическими волокнами выполняют двойную функцию: транспортировка продукции и мониторинг параметров в реальном времени. Для северных регионов перспективным направлением являются трубы с

теплоизоляционными покрытиями, предотвращающими замерзание продукции и защищающими вечную мерзлоту от деградации.

Современные роботизированные комплексы для внутритрубной диагностики оснащаются многочисленными датчиками: магнитными, ультразвуковыми, вихретоковыми и лазерными. Это позволяет получать комплексную информацию о состоянии стенки трубы, выявлять дефекты на ранних стадиях и точно оценивать их параметры. Роботы-исследователи способны автономно передвигаться по трубопроводу, преодолевать препятствия и передавать данные по каналам спутниковой связи.

Роботизированные системы ремонта обеспечивают устранение дефектов без остановки транспортировки нефти. Технологии наложения ремонтных муфт, композитного армирования и локальной заварки дефектов позволяют восстанавливать целостность трубопроводов с минимальным временем простоя. Для подводных трубопроводов разработаны специализированные роботы, способные осуществлять диагностику и ремонт на значительных глубинах.

Инновационные подходы к транспортировке включают технологии, минимизирующие экологические риски. Системы быстрого перекрытия трубопроводов с автоматическими запорными клапанами, активирующимися при обнаружении утечки, значительно сокращают объем возможных разливов. Модульные системы сбора разлившейся нефти, развертываемые в кратчайшие сроки, повышают эффективность ликвидации аварий.

Перспективной разработкой является технология транспортировки нефти в оболочке из загущенной воды, которая предотвращает контакт нефти с внутренней поверхностью трубы и окружающей средой в случае разрыва. Для районов с хрупкими экосистемами предлагается использование трубопроводов с двойными стенками, где пространство между стенками заполнено инертным газом или оборудовано системами обнаружения утечек.

Внедрение инновационных технологий в российскую систему трубопроводного транспорта сталкивается с рядом проблем, включая высокие капитальные затраты, необходимость адаптации к суровым климатическим условиям и недостаток квалифицированных кадров. Однако потенциальные преимущества значительно превосходят затраты: увеличение срока службы трубопроводов на 25-30%, снижение эксплуатационных расходов на 15-20%, уменьшение количества аварийных ситуаций на 40-50%.

Наиболее перспективными для первоочередного внедрения являются интеллектуальные системы мониторинга и диагностики, позволяющие получить быструю отдачу при относительно умеренных инвестициях. Внедрение новых материалов и роботизированных систем наиболее целесообразно при строительстве новых трубопроводов и капитальном ремонте существующих.

Инновационные технологии обладают значительным потенциалом для трансформации трубопроводного транспорта нефти в более безопасную, эффективную и экологически ответственную отрасль. Успешное внедрение этих технологий в России требует разработки комплексной стратегии, включающей

государственную поддержку, стимулирование инвестиций со стороны нефтетранспортных компаний и развитие научно-технического потенциала. Приоритетными направлениями должны стать создание отечественных аналогов ключевых технологий и адаптация международного опыта к российским условиям. Реализация рассмотренного потенциала инноваций позволит не только модернизировать существующую инфраструктуру, но и создать технологический задел для развития трубопроводного транспорта будущего.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев А.М., Петров К.С. Цифровые технологии в трубопроводном транспорте: современное состояние и перспективы // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2023. – № 2. – С. 45-52.

2. Григорьев А.А. Интеллектуальные системы мониторинга магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 2022. – 284 с.

3. Захаров И.В. Перспективные материалы для трубопроводных систем Арктики // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 5. – С. 78-83.

4. Семенов Л.П., Орлова М.К. Роботизированные комплексы диагностики и ремонта трубопроводов. – СПб.: Профессия, 2021. – 312 с.

5. Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор). Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2023 году». – М., 2024.

6. Шмаков А.Н. Экологически безопасные технологии в нефтегазовом комплексе. – М.: Инфра-Инженерия, 2022. – 298 с.

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ: МЕТОДЫ И СТРАТЕГИИ

С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается комплексная система управления рисками при транспортировке нефти различными видами транспорта. Проанализированы основные категории рисков: технические, экологические, операционные и экономические. Представлены современные методы идентификации, оценки и минимизации рисков. Особое внимание уделено стратегиям управления рисками на трубопроводном, железнодорожном и морском транспорте. На основе проведенного анализа сформулированы конкретные рекомендации по внедрению комплексной системы управления рисками, основанной на принципах проактивного управления и использовании цифровых технологий. Доказана экономическая целесообразность превентивных мер по сравнению с затратами на ликвидацию последствий аварий.

Ключевые слова: управление рисками, транспортировка нефти, риск-менеджмент, промышленная безопасность, экологические риски, системы мониторинга, предиктивная аналитика.

Транспортировка углеводородного сырья представляет собой сложный технологический процесс, характеризующийся наличием значительных рисков различной природы. В условиях ужесточения экологических требований [4] и роста стоимости ликвидации последствий аварий, традиционные подходы к безопасности, основанные на реактивном реагировании, демонстрируют свою недостаточную эффективность. Актуальность разработки и внедрения комплексных систем управления рисками (СУР) определяется необходимостью обеспечения не только бесперебойности транспортных операций, но и минимизации потенциального ущерба для окружающей среды и общества [2]. Целью настоящего исследования является систематизация рисков при транспортировке нефти и разработка практико-ориентированных стратегий их минимизации для интеграции в деятельность нефтетранспортных компаний.

При транспортировке нефти выделяются четыре основные категории рисков:

1. Технические риски, которые обусловлены отказами технических систем и оборудования. Основными причинами являются коррозия, механические повреждения, дефекты материалов и старение инфраструктуры [1, 3].

Методы идентификации и оценки включают анализ видов и последствий отказов, статистический анализ отказов, регулярная внутритрубная дефектоскопия. Стратегии минимизации включают внедрение систем управления технической целостностью, переход от планово-предупредительного ремонта к предиктивному обслуживанию на основе данных мониторинга, применение современных средств диагностики (внутритрубные снаряды-дефектоскопы, сети датчиков коррозии и деформации).

2. Экологические риски, которые обусловлены потенциальным негативным воздействием на окружающую среду в результате разливов нефти и нефтепродуктов.

Методы идентификации и оценки включают картографирование уязвимых зон, моделирование распространения разливов, оценка потенциального экологического ущерба [5]. Стратегии минимизации включают разработку и регулярную актуализацию. детальных планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти (ПЛРН), оснащение трасс системами автоматического обнаружения утечек (САОУ), создание резервов средств локализации и ликвидации разливов в районах повышенного риска.

3. Операционные риски. Связаны с человеческим фактором, ошибками в управлении технологическими процессами и нарушениями регламентов.

Методы идентификации и оценки включают анализ опасностей и работоспособности, расследование инцидентов, аудиты процедур. Стратегии минимизации включают внедрение тренажерных комплексов для отработки действий в штатных и нештатных ситуациях, стандартизацию и автоматизацию критических операций (налив, слив, пуск-остановка), формирование проактивной культуры безопасности на всех организационных уровнях.

4. Экономические риски, которые включают риски колебания рыночных цен, роста операционных затрат и непредвиденных расходов, связанных с ликвидацией аварий.

Методы идентификации и оценки включают сценарный анализ, анализ «Затраты-Выгоды», стресс-тестирование. Стратегии минимизации включают диверсификацию транспортных маршрутов и контрактов, формирование целевых резервных фондов и комплексное страхование рисков, интеграцию оценки рисков в систему бюджетного планирования.

На трубопроводном транспорте управление рисками строится на принципе многоуровневой защиты, включающем системы интегрированного управления технической целостностью, обнаружения утечек, автоматического отключения участков. Перспективным направлением является создание «цифровых двойников» трубопроводов для прогнозирования остаточного ресурса. Для железнодорожного транспорта ключевыми элементами являются: мониторинг технического состояния цистерн (дефектоскопия, контроль геометрии), оценка рисков маршрутов перевозки с использованием ГИС-технологий, автоматизация процессов налива и слива для исключения «человеческого фактора». Для морского транспорта стратегия базируется на строгом соблюдении международных стандартов (МАРПОЛ, МКУБ) [4]. Основные меры: использование танкеров с двойным корпусом, систем инертного газа, динамического позиционирования, а также мониторинг метеоусловий для корректировки маршрутов.

На основании проведенного исследования сформулированы следующие рекомендации для нефтетранспортных компаний:

1) Внедрение интегрированной платформы мониторинга. Создание единого информационного пространства, аккумулирующего данные с датчиков, диагностического оборудования и систем видеонаблюдения, позволит осуществлять оперативный контроль и принятие решений.

2) Развитие предиктивной аналитики. Применение алгоритмов машинного обучения для обработки больших данных (Big Data), включающих прогнозирование отказов и оптимизацию графиков технического обслуживания.

3) Регулярное проведение стресс-тестов системы управления рисками. Моделирование наихудших сценариев необходимо для проверки устойчивости и адекватности мер реагирования.

4) Интеграция показателей безопасности в KPI руководства. Связь материального стимулирования с достижением целевых показателей по безаварийности является мощным инструментом укрепления культуры безопасности.

Эффективное управление рисками при транспортировке нефти представляет собой не набор разрозненных мер, а целостную систему, интегрированную в общую стратегию компании. Дальнейшее развитие связано с активной цифровизацией и внедрением технологий, таких как интернет вещей, искусственный интеллект и распределенные реестры. Комплексный и проактивный подход к риск-менеджменту позволяет не только снизить вероятность аварий и минимизировать ущерб, но и обеспечить долгосрочную устойчивость и конкурентоспособность

нефтетранспортных компаний в условиях ужесточающихся требований рынка и регулирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Безопасность трубопроводного транспорта нефти и газа / Под ред. В.И. Панасенко. - СПб.: Недра, 2023. - 342 с.

2. Громов Е.И. Управление рисками в нефтегазовом комплексе. - М.: Инфра-Инженерия, 2022. - 298 с.

3. Орлова Л.С. Современные методы оценки технических рисков на объектах трубопроводного транспорта // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2024. - № 1. - С. 56-62.

4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности морской транспортировки нефти". - М., 2023.

5. Шмаков А.Н. Системы управления экологическими рисками при транспортировке нефти // Экология промышленного производства. - 2023. - № 4. - С. 34-41.

УДК 622.692.23

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НИЖНЕГО ПОЯСА РЕЗЕРВУАРА

А.М. Романов, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: end2002ru@mail.ru, g.m.orlova@yandex.ru

Аннотация. В работе предлагается использование автоматизированной системы мониторинга напряжённо-деформированного состояния нижнего пояса резервуара для осуществления непрерывного контроля его технического состояния.

Ключевые слова: резервуар, нижний пояс, автоматизированная система мониторинга технического состояния, напряжённо-деформированное состояние, тензометрический датчик.

Резервуарные парки (РП), предназначенные для хранения нефти и нефтепродуктов, представляют собой наиболее опасные промышленные объекты, как для эксплуатирующего персонала, так и для окружающей среды. Результаты исследований показывают, что за последние 20 лет в России наибольшее количество пожаров происходило на распределительных нефтебазах (48,3%), в том числе пожары на складах нефти происходили на наземных резервуарах (93,3%) [1]. Также установлено, что причиной 45 % аварий на резервуарах вертикальных стальных (РВС) является неравномерная просадка грунтового основания, появление напряжённо-деформированного состояния (НДС) в зоне сопряжения стенки и днища РВС и усиленная коррозия сварных швов [2].

Потеря устойчивости сварного соединения между стенкой и днищем резервуара может быть вызвана накоплением усталостных повреждений, которые возникают под воздействием переменных малоцикловых нагрузок, из-за периодических операций слива и налива нефти и нефтепродуктов, а также коррозионным воздействием подтоварной воды, которая накапливается в нижней части резервуара и содержит слабые растворы серной кислоты.

В настоящее время контроль технического состояния резервуара, в том числе контроль за состоянием его нижнего пояса осуществляется при частичном и полном диагностировании резервуара не реже одного раза в 5 и 10 лет соответственно [3, 4].

При таком подходе не обеспечивается контроль за техническим состоянием нижнего пояса резервуара (НПР) в промежутках между обследованиями, то есть непрерывно, из-за относительно длительной периодичности между обследованиями.

Для решения вышеназванной проблемы современные авторы предлагают для оценки технического состояния резервуара различные системы мониторинга, что подтверждает актуальность темы исследования:

– применение акустических методов для выявления дефектов и контроля герметичности резервуаров по сигналам акустической эмиссии, испускаемых дефектами стенок и днища контролируемого резервуара и фиксируемых с помощью высоко чувствительных пьезоэлектрических датчиков [5];

– измерение геометрических параметров резервуара методом лазерного сканирования с вычислением неравномерности осадки основания резервуара, соответствующее самым высоким метрологическим стандартам [6];

– применение системы на базе тензодатчиков, расположенных на стенке резервуара и разработка алгоритма для оценки остаточного ресурса РВС по критерию малоциклового нагружения в режиме реального времени, который позволит заранее обнаружить потенциальные проблемы, своевременно провести техническое обслуживание резервуара, снижая при этом риск возникновения аварии и последующего более дорогого ремонта, оперативно принять меры в случае возникновения чрезвычайной ситуации [7].

Цель данного исследования разработать проект автоматизированной системы мониторинга технического состояния нижнего пояса резервуара для повышения его эксплуатационной надёжности.

Мы предлагаем для осуществления непрерывного мониторинга напряжений, возникающих в НПР, применение волоконно-оптических тензометрических датчиков (ТМД), которые приклеиваются по периметру на поверхности НПР. Основным детектором в таких волоконно-оптических датчиках является волоконная брэгговская решетка (ВБР). ВБР – это периодическая структура, записанная в оптическом волокне, способная отражать узкий спектр длин волн. Спектральная характеристика (длина волны) смещается вместе с изменением измеряемого параметра (деформацией) и принимается анализатором сигналов. Лазер, находящийся в анализаторе сигналов и выступающий источником излучения, генерирует несколько длин волн с частотой 100 Гц. ВБР отражает оптический спектр, который при изменении нагрузки сдвигается вправо или влево. Путем спектрального анализа изменений регистрируемого сигнала автоматизированная система мониторинга технического состояния определяет характеристики нагрузки что позволяет в реальном времени отслеживать НДС НПР.

Автоматизированная система мониторинга НДС НПР представляет собой 3-х уровневую структуру, состоящую из нижнего, среднего и верхнего уровней.

В состав оборудования нижнего уровня входят волоконно-оптические тензометрические датчики, выполняющие роль чувствительных элементов, которые воспринимают изменения напряжений в НПР резервуара в реальном масштабе времени. Сигналы с ТМД, пропорциональные текущим значениям напряжений, поступают в волоконно-оптический анализатор сигналов, который преобразует их в унифицированные электрические сигналы, передаваемые на средний уровень через преобразователь сигналов – устройство связи с объектом.

К оборудованию среднего уровня относится модуль аналогового ввода, преобразующий аналоговый сигнал в цифровой, и программируемый логический контролер (ПЛК). Оборудование среднего уровня предназначено для получения информации от нижнего уровня, преобразования сигналов, и передачи их на верхний уровень – автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

К верхнему уровню относится АРМ оператора, предназначенный для: приёма информации от оборудования среднего уровня о фактическом НДС НПР, отображения его состояния на экране, мониторинга НДС НПР с течением времени, а также для формирования и архивирования журнала событий.

Изменения напряжений в первом поясе резервуара в процессе его заполнения или опорожнения поступают с ТМД, установленных на НПР, по периметру, в волоконно-оптический анализатор сигналов. Количество ТМД рассчитывается в зависимости от диаметра резервуара и может быть увеличено для повышения достоверности оценки НДС НПР.

Алгоритм работы автоматизированной системы мониторинга НДС НПР следующий: в режиме реального времени сигналы напряжений с ТМД поступают в анализатор сигналов, где преобразуются в аналоговые электрические. Далее аналоговые сигналы преобразуются в модуле аналогового ввода в дискретные и поступают в ПЛК, где проверяются условия прочности. Если значение напряжения i-го датчика меньше 10% запаса от расчетного предельно допустимого напряжения, то резервуар находится в работоспособном состоянии. При невыполнении первого условия проходит проверка второго условия. Если значение напряжения i-го датчика меньше значения расчетного предельно допустимого напряжения, то резервуар близок к потере прочности и следует снизить нагрузку до выведения его в ремонт. Если не выполняются оба условия, значит резервуар потерял прочность и его необходимо вывести из эксплуатации.

В архивной базе данных ПЛК происходит накопление сведений о текущих технологических режимах эксплуатации РВС, результатах, полученных при проведении частичной и полной технической диагностики, данные о техническом обслуживании (ТО) и сведения о выполненных плановых и аварийных ремонтных работах. Эти данные также используются для построения модели развития напряжений и деформаций в НПР, что позволит вовремя обнаружить достижение напряжениями определённых критических значений в зоне сопряжения вертикальной стенки с горизонтальной окрайкой днища и предотвратить возникновение чрезвычайных ситуация.

Внедрение автоматизированной системы мониторинга напряжённо-деформированного состояния НПР позволит в реальном времени отслеживать изменение напряжений и деформаций нижнего пояса резервуара, а также вовремя обнаружить достижение ими недопустимых критических значений и предотвратить

возникновение чрезвычайных ситуаций, что повысит надёжность эксплуатации РП, снизит вероятность возникновения аварийных ситуаций и уменьшит риски для обслуживающего персонала и экологического состояния окружающей среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Седов, Д. В. Особенности расчетного определения величины индивидуального пожарного риска для персонала нефтеналивного резервуарного парка / Д. В. Седов // XXI век. Техносферная безопасность. – 2016. – Т. 1, № 3(3). – С. 114-125.

2. Пожары и пожарная безопасность в 2019 году: Статистический сборник. Под общей редакцией Д.М. Гордиенко. – М.: ВНИИПО, 2020. – 80 с.

3. СА 03-008-08 Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности. – М.: ОАО «ИИК «Ульяновский Дом печати», 2009. – 289 с.

4. РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – М.: ООО «Полимедиа», 1995. – 14 с.

5. Лещенко В.В., Винокуров В.И., Харебов В.Г. Патент RU2265817 C2, опубликован 10.12.2005 г. «Способ контроля технического состояния резервуаров».

6. Мониторинг технического состояния и разработка методики измерения геометрических параметров резервуарав процессе его эксплуатации / Е. В. Николаева, М. Ю. Николаев, К. В. Симоненко, В. Н. Мальцев // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства : Материалы 12-й Международной научно-технической конференции, Омск, 16–19 февраля 2022 года / Редколлегия: В.А. Лихолобов [и др.]. – Омск: Омский государственный технический университет, 2022. – С. 188-189. – EDN GOWUFV.

7. Гайсин Э.Ш., Валеев А.Р., Бикмухаметов К.Ш., Фролов Ю.А., Хайретдинова Д.М. Алгоритм оценки остаточного ресурса РВС по критерию малоциклового нагружения в режиме реального времени // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 4. С. 131-141. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-4-131-141.

УДК 622.691.4

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ, КАК ОСНОВНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

А.В. Индов, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: a.indov@mail.ru, g.m.orlova@yandex.ru

Аннотация. В работе выполнен анализ способов повышения эффективности газоперекачивающих агрегатов, как основного технологического оборудования компрессорной станции.

Ключевые слова. Компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, технологический газ, повышение эффективности.

Компрессорные станции (КС) магистральных газопроводов (МГ) размещают на расстоянии 150-200 км друг от друга с целью поддержания расчетного давления и производительности в МГ. Они предназначены для очистки, осушки, компримирования и охлаждения технологического газа перед подачей его в магистральный газопровод. Каждая КС имеет в своём составе следующее оборудование: пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты, аппараты воздушного охлаждения, блок подготовки топливного и пускового газа и другие вспомогательные системы.

Технологическая схема компрессорного цеха КС представлена на рисунке 1.

Технологический газ, пройдя по входному шлейфу узла подключения КС к МГ через кран №7, попадает в технологическую обвязку компрессорного цеха. Изначально газ проходит очистку от механических примесей и влаги в циклонных пылеуловителях и поступает в центробежные нагнетатели ГПА, где компримируется до режимного давления. После сжатия в центробежных нагнетателях, газ попадает в аппараты воздушного охлаждения (АВО), которые охлаждают его до заданной температуры с целью увеличения объемов перекачки и снижения температурного воздействия газа на линейный трубопровод [1].

Основным технологическим оборудованием КС являются газоперекачивающие агрегаты (ГПА), поскольку они компримируют газ, то есть повышают его давление со входного до выходного-режимного. ГПА состоит из центробежного нагнетателя и его приводного двигателя, чаще всего газотурбинного.

В процессе работы ГПА неизбежны потери энергии: механические, тепловые и химические. Механические потери энергии, которые происходят во время преобразования кинетической энергии продуктов сгорания топливного газа на рабочих лопатках турбин приводных газотурбинных двигателей (ГТД) в механическую работу вращения роторов турбин. Тепловые потери энергии, связанные с выбросом выхлопных газов в атмосферу.

Химические потери, возникающие от неполного сгорания топлива в камере сгорания ГТД в связи с неисправностью её оборудования или отклонениями режимов работы от номинальных [2].

Целью работы является исследование методов повышения эффективности ГПА, как основного технологического оборудования КС, что подтверждает её актуальность.

На сегодняшний день применяются следующие способы повышения эффективности работы ГПА:

1) Регулировка нагрузки, то есть использование систем автоматизированного регулирования с целью изменения частоты вращения вала ГТД, что позволяет адаптировать работу ГПА к реальным условиям, как следствие, снижает потери энергии и увеличивает надежность ГПА.

2) Использование в качестве приводного двигателя ГТД с высокой степенью компрессии и низким уровнем энергопотребления, что способствует увеличению общего КПД ГПА.

3) Утилизация тепла, получаемая на выходе газотурбинного двигателя.

Выхлопные газы, выбрасываемые на выходе ГТД с температурой до 700 градусов Цельсия, можно использовать для обогрева отсеков ГПА и генерации электроэнергии для собственных нужд КС, что может значительно уменьшить затраты на электроэнергию, используемой для работы КС.

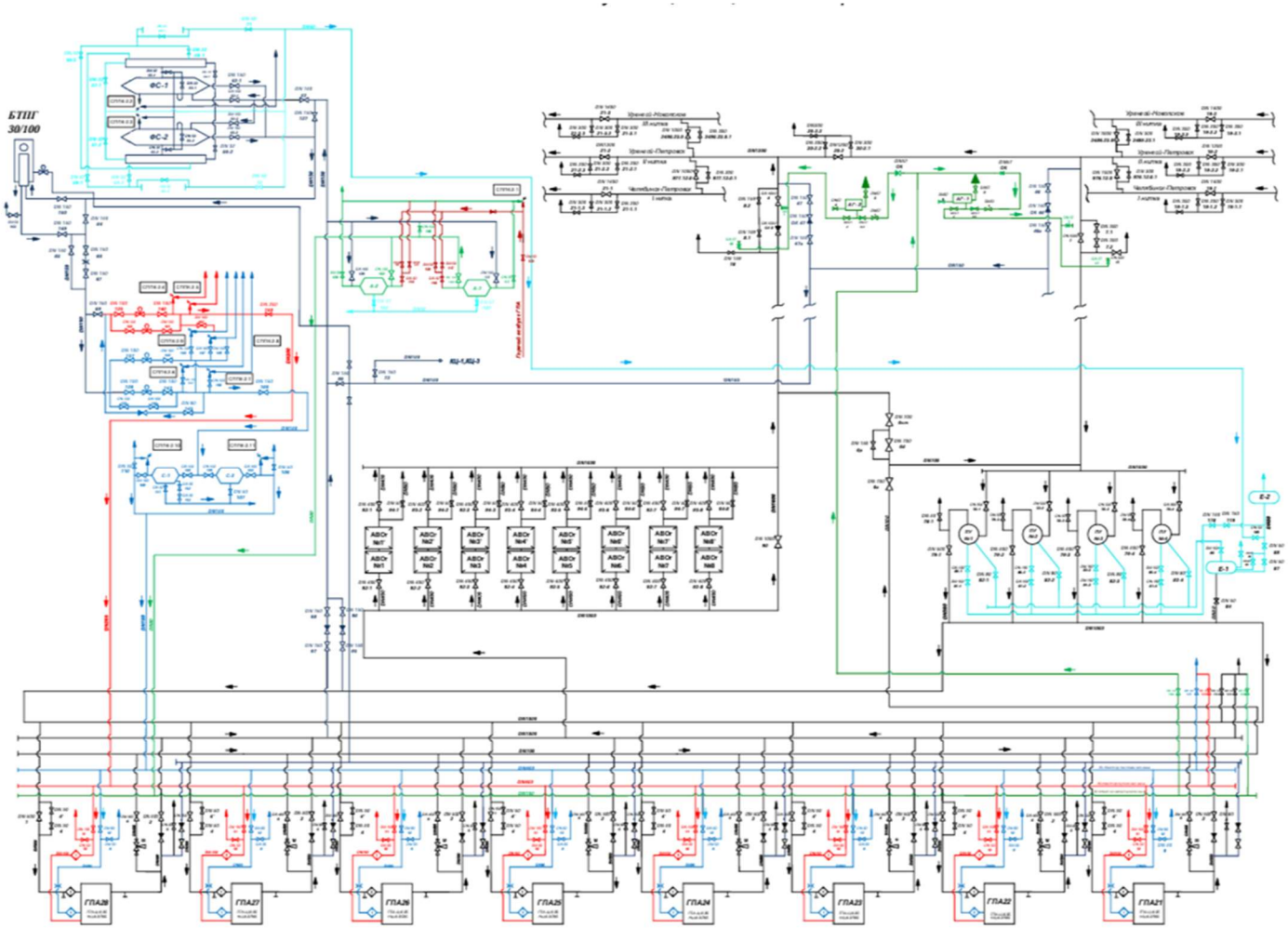


Рисунок 1. Технологическая схема компрессного цеха

4) Внедрение современного технологичного оборудования для непрерывного мониторинга технического состояния оборудования ГПА в реальном масштабе времени, что позволит своевременно реагировать на отклонения технических параметров оборудования от заданных значений и оперативно устранять неполадки на оборудовании ГПА.

5) Статистический анализ полученных данных мониторинга технического состояния оборудования ГПА и на его основе прогнозирование возможности дальнейшей эксплуатации ГПА либо необходимость проведения его технического обслуживания или ремонта. Анализ данных мониторинга позволит предсказывать моменты потребности в техобслуживании, что снижает время простоя и повышает один из основных показателей - надежность оборудования ГПА.

Рассмотренные способы повышения эффективности работы ГПА обеспечивают снижение потерь энергии, повышение надежности ГПА, снижение затрат электроэнергии для собственных нужд КС, а также снижение затрат на техническое обслуживание и ремонты.

Таким образом, анализ выше перечисленных методов, позволяет сделать вывод, что повышение эффективности работы ГПА требует комплексного подхода, включая модернизацию оборудования, внедрение новых технологий и систем управления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. И-05.09-2.09-2025 «Инструкция по эксплуатации ГПА-Ц-6,3Б», 2025. 10 с.
2. А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева «ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА» 2011. 19 с.
3. Коршак А.А. Компрессорные станции магистральных газопроводов. - М.: Феникс, 2016. – 160с

УДК 681.5

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ РАСЧЕТА И ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

М.Е. Расцов, Н.И. Иванова, А.А. Афиногентов

Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
e-mail: rastsov.makc@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема комплексного расчета и оптимизации технологических режимов работы магистральных нефтепроводов (МН). Анализируются ограничения существующих коммерческих программных продуктов, требующих лицензирования и специальной подготовки. Обосновывается необходимость создания доступного программного обеспечения [1] для поддержки принятия решений в процессах проектирования и эксплуатации МН. В качестве методологической основы предлагается использование открытых библиотек языка программирования Python и веб-фреймворка Streamlit [1, 2]. Разработан программный комплекс, реализующий методику расчета режимов на основе уравнения баланса напоров [1, 4, 5], построения линий гидравлического уклона [1, 3] и формирования

карт технологических режимов. Программа позволяет проводить многовариантные расчеты, формировать план-график перекачки и служит интерактивным инструментом для инженеров, проектировщиков и студентов профильных специальностей [1].

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, нефтеперекачивающая станция, линия гидравлического уклона, Q-H характеристика, оптимизация режимов, Python, Streamlit [1]

Эксплуатация насосных станций (НПС) магистральных нефтепроводов (МН) предполагает не только обеспечение их работоспособности, но и выбор, и поддержание наиболее экономичных режимов работы [4, с. 3]. Режим работы технологического участка (ТУ) характеризуется пропускной способностью, давлениями на НПС и конфигурацией включенных насосных агрегатов [1]. Графическим представлением режима служат линия распределения полного напора (линия гидравлического уклона, ЛГУ) и совмещенные Q-H характеристики (зависимость напора от производительности) НПС и трубопровода [1]. Построение ЛГУ позволяет определить давления в любой секции МН, что является основной задачей как при проектировании, так и в эксплуатации нефтепровода [1, 3, с. 21–24].

Существующие в отрасли программные комплексы, такие как «АРМ технолога» [1], зачастую являются коммерческими, закрытыми системами, требующими лицензирования и специальной подготовки персонала. В условиях необходимости подготовки инженеров и для обеспечения гибкости в решении исследовательских задач возникает потребность в создании доступного программного обеспечения (ПО) для поддержки принятия проектных решений. Такие инструменты позволяют не только проводить расчеты, но и глубоко анализировать методику проектирования, адаптируя ее под конкретные условия.

В рамках данной работы ставится задача разработки программного комплекса, который должен обеспечивать: комплексный расчет стационарных режимов ТУ МН на основе баланса напоров [1, 4, с. 13]; визуализацию режима в виде совмещенных Q-H характеристик и линий гидравлического уклона с учетом профиля трассы [1]; проведение многовариантных расчетов для формирования «карты технологических режимов» [1]; формирование суточных планов-графиков перекачки с учетом критериев энергоэффективности [1].

В основе предлагаемого подхода к созданию ПО (б) лежит модульный принцип, реализованный на языке программирования Python [1]. Такой подход обеспечивает кроссплатформенность, открытость исходного кода и возможность интеграции с научными библиотеками (Pandas, NumPy, SciPy) [1]. Архитектура программного комплекса логически разделена на ядро (core/), содержащее физические модели и алгоритмы, и пользовательский интерфейс (ui/), реализованный с помощью веб-фреймворка Streamlit [1]. Взаимодействие между модулями происходит через главный файл app.py, координирующий логику и отображение.

Процедура анализа и основные функции в программном комплексе включают несколько последовательных этапов:

1. Конфигурирование системы. Пользователь через интерфейс загружает исходные данные в формате JSON: параметры участков трубопровода (demo_pipeline_config.json), характеристики НПС и насосных агрегатов (demo_stations_config.json), реологические свойства нефти (demo_oil_properties.json) и месячный план (demo_monthly_plan.json) .

2. Поиск всех допустимых технологических режимов. Программный модуль core/optimizers/brute_force.py выполняет перебор всех возможных комбинаций включения насосных агрегатов. Для каждой комбинации модуль core/solvers/operating_point.py находит рабочую точку (производительность Q), численно решая систему уравнений баланса напоров [1, 3, с. 100–101]. Для решения используется функция scipy.optimize.brentq .
3. Валидация и построение эпюры напоров. Модуль core/validation.py строит линию гидравлического уклона, применяя уравнение Бернулли для потока реальной жидкости [2, с. 29–30]. Проводится проверка на соответствие эксплуатационным ограничениям: непревышение максимального допустимого давления и обеспечение минимального давления (кавитационного запаса) на входе НПС [2, с. 51–53].
4. Выбор рациональных режимов. Допустимые режимы анализируются по критерию удельного энергопотребления (кВт·ч / 1000 т·км). Модуль core/optimizers/pareto_filter.py отбирает режимы, формирующие границу эффективности (фронт Парето), которые составляют «Карту технологических режимов» [1].
5. Формирование плана-графика. На основе суточного задания подсистема планирования (core/schedulers/combinatorial.py) подбирает оптимальный 24-часовой график работы, комбинируя один или два рациональных режима для выполнения плана перекачки [1] с минимальными энергозатратами.

Предложенный программный комплекс позволяет перейти от выполнения разрозненных гидравлических расчетов к интегрированной системе поддержки принятия решений при проектировании магистральных нефтепроводов и режимов их эксплуатации. Интуитивно понятный интерфейс на базе Streamlit делает его доступным для инженеров, проектировщиков и студентов. Открытая модульная архитектура позволяет использовать ПО для решения как производственных задач (планирование режимов), так и учебных (модуль анализа «Что, если?»).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Расцов М.Е., Незванкина Н.В., Жирин А.А., Афиногентов А.А. Разработка методики расчета линии гидроуклона с учетом изменений реологических свойств перекачиваемой нефти/нефтепродукта // Конкурсная работа (TPV_KR_Rascov_9 (1).docx). – Самара: СамГТУ, 2024.

2. Фокеева Л.Х. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика. Часть 2. Гидродинамика (Posobie2_KFU.pdf): Учебное пособие. – Казань: Казан. ун-т, 2017. – 85 с.

3. Рудаченко А.В., Чухарева Н.В., Жилин А.В. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов (Rudachenko_maket.pdf): Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 238 с.

4. Сошников Е.В. Проектирование и эксплуатация нефтеперекачивающих станций (Soshnikov_UMP_E96F7.pdf): Учебно-методическое пособие. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2020. – 51 с.

5. Иваник С.А., Воронов В.А., Фетисов В.Г., Мартыненко Я.В. Эксплуатация насосных и компрессорных станций (21_03_01_ekspluataciya_

nasosonykh_i_kompressornykh_stanciy_prakticheskie.pdf): Методические указания. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – 64 с.

6. Тренажер операторов НПС и диспетчеров РДП (NPS_TeacherManual.pdf): Руководство преподавателя. – 2020.

УДК 622.691.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ЗА СЧЁТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА, ВЫРАБАТЫВАЕМОГО ИЗ КОНТУРА ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ ПРИ ЕГО НОРМАЛЬНОМ ОСТАНОВЕ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЯ ГАЗА

А.В. Индов, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: a.indov@mail.ru, g.m.orlova@yandex.ru

Аннотация. В работе представлена технология частичного использования технологического газа, вырабатываемого из контура центробежного нагнетателя при его нормальном останове на собственные нужды компрессорной станции - для питания подогревателя технологического газа.

Ключевые слова. Компрессорная станция, подогреватель технологического газа, трубопровод собственных нужд, контур центробежного нагнетателя, дополнительный коллектор Ду50.

Компрессорные станции (КС) являются управляющим звеном в составе оборудования магистрального газопровода (МГ), поскольку именно параметрами КС определяется технологический режим магистрального газопровода.

Транспортируемый технологический газ поставляется не только потребителям, но и отбирается в общий коллектор для подготовки импульсного, пускового и топливного газа, а также на собственные нужды КС.

Импульсный газ необходим для перестановки трубопроводной арматуры (ТПА), для подачи к контрольно-измерительным и регулирующим приборам. Пусковой газ необходим для первоначального запуска ГПА в работу при помощи пускового устройства. Топливный газ необходим для поддержания непрерывной работы газотурбинного двигателя газоперекачивающего агрегата. В блоке подготовки пускового и топливного газа используются нитки редуцирования. Снижение давления пускового и топливного газа сопровождается понижением его температуры, что может вызвать образование гидратных пробок и «обмерзание» ТПА. Для предотвращения гидратообразования после редуцирования, газ предварительно подогревается до 50-55 градусов Цельсия при помощи подогревателя технологического газа.

Во время проведения плановых и внеплановых диагностических работ, технического обслуживания и ремонтов компрессорного цеха и газоперекачивающих агрегатов (ГПА), технологическая обвязка КЦ освобождается от газа в трубопровод

собственных нужд, а затем, как правило, технологический газ из трубопровода собственных нужд, вырабатывают до давления 20 кгс/см2 в контур соседнего КЦ, а оставшийся в технологической обвязке КЦ газ стравливают через свечные краны №17,18 на входе и выходе КЦ.

При работе КЦ также происходят выбросы газа во время нормальной остановки ГПА через свечной кран №5 его агрегатной обвязки.

Эффективное управление потоками газа на компрессорной станции может существенно сократить эксплуатационные затраты по КЦ и снизить выбросы технологического газа в атмосферу, тем самым, минимизировать его негативное воздействие на окружающую среду.

Целью исследования является повышение эффективности работы компрессорной станции за счёт использования части газа, вырабатываемого из контура центробежного нагнетателя при его нормальном останове на собственные нужды, а именно на питание подогревателя газа, что подтверждает актуальность данной работы.

В настоящее время, после каждого нормального останова газоперекачивающего агрегата, происходит освобождение его обвязки путем стравливания газа через агрегатный свечной кран №5. Для экономии технологического газа и более эффективного использования трубопровода собственных нужд, мы предлагаем следующую схему нормального останова ГПА.

При каждом нормальном останове ГПА с частичным стравливанием газа, предлагается заполнять этим газом трубопровод собственных нужд до окончания перетока газа, т.е. до выравнивания давлений в этом трубопроводе и в контуре центробежного нагнетателя. И только после этого переставлять кран №5 в открытое положение и производить сброс оставшегося технологического газа из контура ЦБН в атмосферу.

Газ из трубопровода собственных нужд будет использоваться в качестве топлива для работы подогревателя газа, установленного в блоке подготовки пускового и топливного газа после его редуцирования до давления 1-2 кгс/см2 и подачи его в топливную линию подогревателя газа. После полного освобождения трубопровода собственных нужд от газа, будет выполняться переход на штатную схему подачи топливного газа на подогреватель.

Результаты расчётной части показали, что в настоящее время, объём стравливаемого газа при нормальном останове ГПА составляет около 1240 м3. Предлагаемая нами схема нормального останова с частичной выработкой газа в трубопровод собственных нужд, позволит сэкономить технологический газ в объёме более 500 м^3, а объём стравливаемого газа уменьшится до 700 м^3.

По данным диспетчерской службы, расход газа подогревателем технологического газа ПТПГ-30/100 установленным в КЦ, за 2024г составил 87559 м^3, что в среднем за сутки составляет 240 м^3. Если в качестве подогревателя газа использовать ПТПГ-30/100, то сэкономленного газа из трубопровода собственных нужд, хватит на двое суток работы подогревателя газа.

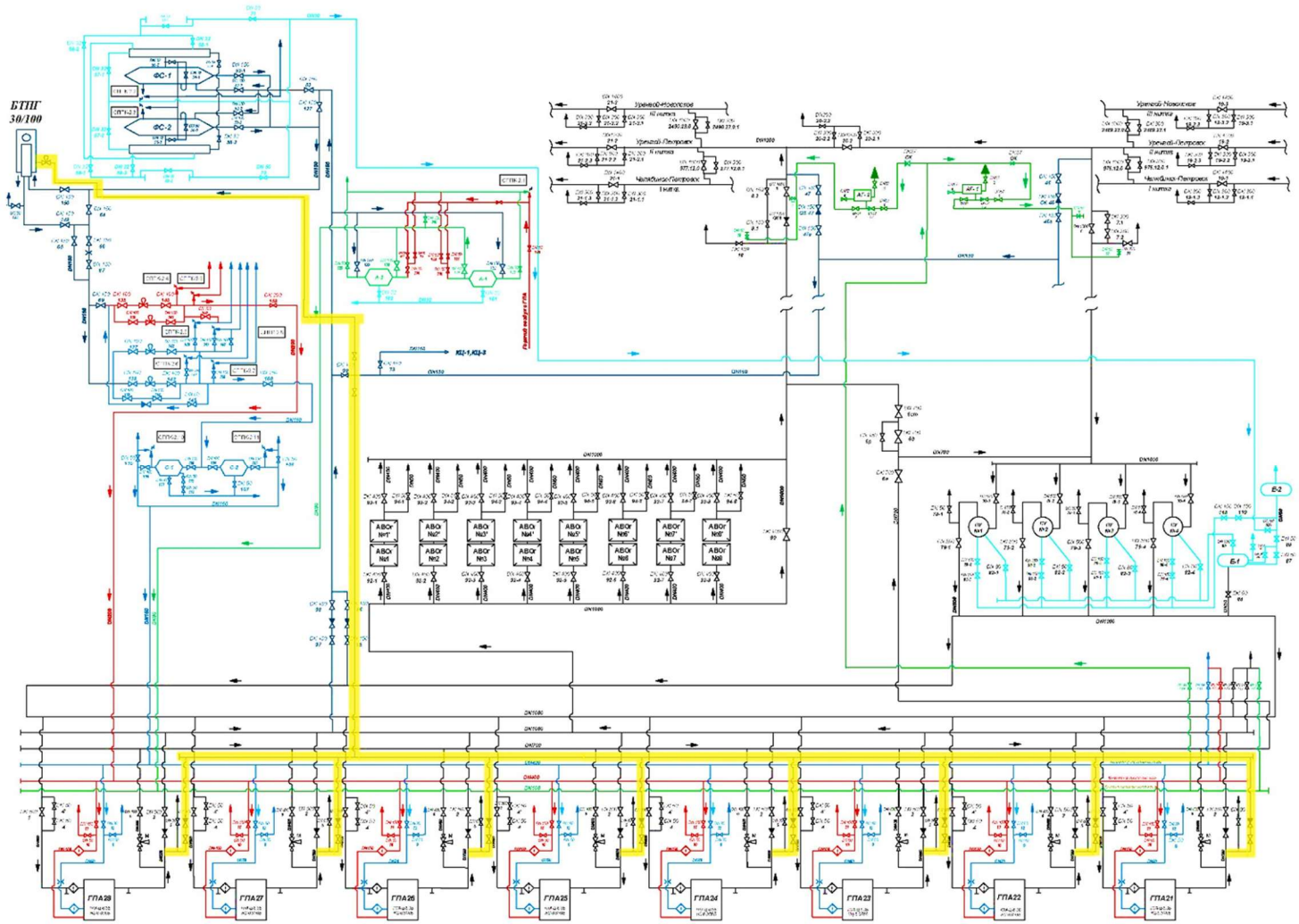


Рисунок 1. Технологическая схема компрессного цеха после модернизации

Для реализации предложенной схемы необходимо проложить вдоль газоперекачивающих агрегатов дополнительный коллектор Ду50 и соединить его с трубопроводом собственных нужд (рис. 1). Для соединения дополнительного коллектора с газоперекачивающими агрегатами, предлагается перед свечными кранами №5 установить тройники Ду50, после которых через отвод будут установлены краны Ду50 и обратные клапаны.

Для отсечения предлагаемого дополнительного коллектора Ду50 от трубопровода собственных нужд, необходимо до и после него установить отсечные краны Ду50. Перед подогревателем газа требуется установить редуктор для понижения давления газа до 1…2 кг/см^2, подаваемого в качестве топлива на подогреватель газа.

Предварительный экономический расчёт показал, что экономия газа за 1 год в денежном эквиваленте составит 845 710, 11 руб./год, а срок окупаемости предложенной схемы составит 4,7 лет.

Таким образом, предлагаемая схема модернизации КЦ позволит повысить экономию технологического газа, сократив объём его выбросов, и снизить его негативное воздействие на окружающую среду.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Центробежные нагнетатели газа: учеб. пособие / Г.М. Орлова. - Самара: Самар.гос. техн. Ун-т, 2019.- 83 с.

2. Коршак А.А. Компрессорные станции магистральных газопроводов. - М.: Феникс, 2016. - 160с.

3. А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева «ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА» 2011. 19 с.

4. И-05.09-2.09-2025 «Инструкция по эксплуатации ГПА-Ц-6,3Б», 2025. 10 с.

5. И-05.09-2.11-2025 «Инструкция по эксплуатации системы топливного и пускового газа», 2025. 9 с.

УДК 622.276

ОЧИСТКА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

И.В. Дубоносова[1], М.А. Шейкина[1,2]

[1]ФГБОУ ВО «СамГТУ», [2]ООО «СамараНИПИнефть», Самара, РФ
vladira7@rambler.ru

Аннотация. Рассмотрен механический метод очистки трубопровода от АСПО.

Ключевые слова: АСПО, механическая очистка, термическая очистка, гелевые композиции.

В контексте разработки нефтегазовых месторождений, находящихся в пределах Оренбургской области первостепенной задачей остаётся минимизация загрязнений промысловых трубопроводов отложениями асфальтосмолопарафинового характера (АСПО). Эти образования не только создают дополнительные трудности при транспортировке добываемой продукции, но также оказывают отрицательное влияние

на долговечность оборудования. Одним из показательных примеров служит система очистки от АСПО на нефтяном месторождении Оренбургской области, где особое значение имеет межпромысловой нефтепровод, соединяющий установку подготовки сырой нефти (УПСВ) и дожимную насосную станцию (ДНС).

Стоит отметить, что проблема формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) проявляется на разных этапах движения продукции: будь то выкидные линии, магистрали сбора нефти и газа, напорные нефте- и внешнетранспортные трубопроводы.

Твёрдые скопления, которые в профессиональной среде называют АСПО, формируются из гидрокарбонатных соединений, где в структуре смеси преобладают асфальтосмолистые компоненты (от 20% до 40% по массе) и парафиновые вещества (их доля способна доходить до 70%). Природа выпадения парафинов обусловлена сложным взаимодействием целого ряда условий — главным образом здесь стоит отметить изменение растворяющих характеристик нефти, а также трансформацию исходного термодинамического состояния в пласте [1].

Необходимо, однако, обратить отдельное внимание на основные обстоятельства, под влиянием которых проявляется склонность к образованию АСПО:

– присутствие в нефти значительной доли высокомолекулярных углеводородных соединений, особенно парафинистых;

– заметное понижение температуры жидкой смеси вдоль трассы трубопроводной системы, вследствие чего, по мере снижения температуры, наступает кристаллизация парафиновых фракций и их выпадение в твёрдой фазе. В зимние месяцы, за счет повышения температурного градиента между началом и концом участка, масштабы образования АСПО увеличиваются, а процесс их осаждения затрагивает всю площадь внутренней поверхности труб;

– существенная адгезия парафиновых соединений к стенкам трубопровода, что зачастую приводит к невозможности удаления этих отложений лишь потоком нефти, и вопрос очистки осложняется [2].

В ходе эксплуатации транспортных систем на объектах нефтедобычи борьба с подобными отложениями, по сложившейся практике, обычно строится вокруг двух ключевых стратегий: одна из них связана с превентивными мерами, направленными на минимизацию риска их появления, другая – на устранение уже существующих образований [3].

На рисунке 1 представлены основные методы борьбы с АСПО.

Рисунок 1 – Схема основных методов борьбы с АСПО

Эффективность удаления парафиновых отложений со стенок трубопроводных систем достигается, как правило, лишь при внедрении совокупности различных технологий очистки. Опыт эксплуатации свидетельствует: изолированное применение любого отдельного метода, каким бы он ни был, оказывается недостаточным для достижения необходимого уровня чистоты, тогда как интегрированный подход в рамках единой программы демонстрирует значительно лучшие результаты [4].

Схема комплексной депарафинизации нефтепроводов представлена на рисунке 2.

В условиях разработки нефтяных и газовых месторождений, особенно при обслуживании участков трубопроводных систем, где отсутствуют специализированные камеры для запуска или приема очистного оборудования, а также на трассах с переменным внутренним диаметром, всё чаще отдается предпочтение использованию гелевых составов.

Эти гели обладают рядом уникальных свойств, которые выделяют их среди других подходов [5]:

– демонстрируют псевдопластичное поведение;

– характеризуются вязкоупругими свойствами;

– способны возвращаться к изначальной форме после преодоления препятствий без разрушения структуры;

Рисунок 2 – Комплексная программа депарафинизации нефтепроводов

– легко проходят через локальные зоны гидравлического сопротивления с сохранением своих характеристик;

– обеспечивают полное перекрытие поперечного сечения трубы для максимального взаимодействия со стенками канала;

– эффективно предотвращают смешивание различных потоков флюидов в системе;

– обладают высокой адгезией к осадкам и отложениям на внутренних поверхностях трубопровода;

– применение таких технологий является экономически оправданным.

Современные методики борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), образующимися в процессе эксплуатации нефтяных трубопроводов, включают разнообразные подходы. Среди них можно выделить несколько ключевых направлений [6]:

1. Механические методы предполагают использование различных устройств, таких как скребки и поршни. Эти инструменты изготавливаются из широкого спектра материалов и имеют различные конфигурации для обеспечения эффективности очистки.

2. Тепловые технологии основаны на применении горячих теплоносителей для промывки или локального нагрева определённых участков трубопровода с использованием электроэнергии.

3. Физическое воздействие, обеспечивающее изменение параметров транспортируемой среды за счёт применения физических факторов различного характера.

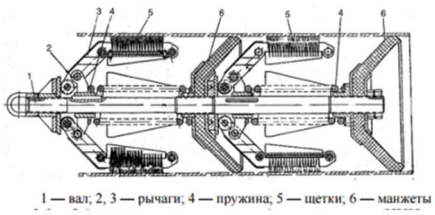
4. Химические способы включают введение растворителей, ингибиторов парафиновой кристаллизации, специализированных моющих составов или гелеобразующих средств для очистки систем.

Эти направления активно используются в разработке нефтегазовых месторождений для поддержания их эффективной работы и предотвращения затруднений при добыче углеводородов [7].

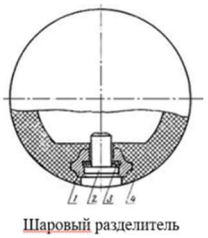
Таким образом, выбор конкретного метода зависит от условий эксплуатации трубопровода и характера возникающих загрязнений внутри системы транспортировки углеводородов.

Для удаления АСПО механическим методом, при обслуживании крупных магистральных нефтепроводов, как правило, требуется установка специальных камер для запуска и приёма очистных агрегатов [8]. К основным разновидностям подобных механических устройств относят:
– скребковые инструменты различных конфигураций;
– шаровые разделительные элементы из эластичных материалов;
– различные типы поршневых очистителей [9].

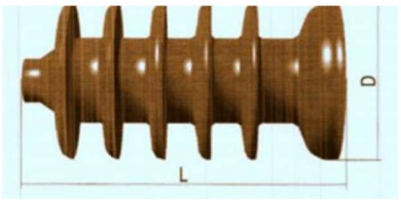
Механические очистные устройства представлены на рисунке 3.



Общий вид щеточного скребка



Шаровый разделитель



Полиуретановый поршень

Рисунок 3 – Очистные устройства

Разработка химических методов для противодействия формированию парафиновых отложений в трубопроводах ведётся, в основном, по двум направлениям.

Во-первых, применяются специальные реагенты, способные ингибировать процесс осаждения парафиновых компонентов, предотвращая тем самым формирование АСПО на внутренних стенках трубопроводных систем.

Во-вторых, для удаления уже образовавшихся отложений прибегают к использованию органических растворителей или водных растворов комплексных поверхностно-активных веществ, чья формула может существенно отличаться по составу и концентрации [10].

Что касается физических способов, сюда относят техники, базирующиеся на воздействии механических вибраций, ультразвука, а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на нефть, находящуюся в процессе транспортировки или добычи [10].

На трассах, где реализована установка камер запуска и приёма для средств очистки либо диагностики, стандартной практикой удаления АСПО становится механическая очистка путём поршневания — при этом в работу запускаются поролоновые или полиуретановые поршни. Такие трубопроводы характеризуются неизменным диаметром по всей длине, благодаря чему процедура очистки не вызывает существенных затруднений.

Примером может служить выполнение механической очистки на напорной линии нефтепровода между УПСВ и ДНС (диаметр — 273х8 мм) на одном из месторождений Оренбургской области: здесь эксплуатация устройства Семигор С-80-273 занимает порядка 26 часов, при этом подобная процедура проводится регулярно — с месячной периодичностью.

В итоге: выше был рассмотрен вариант применения механических методов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на межпромысловой линии, соединяющей объекты месторождения. Этот подход остаётся одним из наиболее простых, а также доступных для поддержания эксплуатационной надёжности нефтепроводных систем.

Хотя технология механической очистки эксплуатируется давно и активно применяется на практике, конструктивные решения для таких устройств продолжают совершенствоваться. Вместе с тем нельзя не отметить ряд существенных недостатков: удаление затрагивает в основном рыхлый поверхностный слой отложений, тогда как плотные, давно сформировавшиеся наслоения только уплотняются после прохождения устройства. Кроме того, нередко возникают ситуации, когда скребки застревают, а на внутренней поверхности оборудования появляются царапины. В конечном итоге это приводит к снижению эффективности метода и к отказу от дальнейшего использования отдельных типов очистных устройств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними [Текст] / В.П. Тронов // М.: Недра. - 1969. - 192 с.

2. Радонович, Н. Анализ процесса образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче парафинистой нефти [Текст] / Н. Радонович // Материалы конференции. – 2021. - Том 6, №S. - С. 91-96.

3. Кравченко, И. Н. Разработка мероприятий по борьбе с парафиновыми отложениями на магистральном нефтепроводе Туймаза [Текст] / И. Н. Кравченко, Ш. Н. Ахатов. – Уфа, 1956. – №27.

4. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Требования к санитарному ограничению содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны [Текст]. – Введ. 1977-01-04 – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1977, - 25с.

5. Дельта-пром инновации [Информационный ресурс]. Режим доступа-http://www.delta-prom.net/servis8.html.

6. Грязнова, Е.С., Каюмов М. Ш., Тронов В. П., Гуськов И. А., Липаев А. А. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на магистральных нефтепроводах Аллея науки №11(74).-2022. С. 1-5.

7. Минеев Б. П., Болигатова О. В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти [Текст]// Нефтепромысловое дело. 2004. №12. С. 41-43

8. Строганов В. М., Турукалов М. Б. Экспресс методика подбора эффективных растворителей асфальтеносмолопарафиновых отложений [Текст]// OilGas. 2007.

9. Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов [Текст]:Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.

10. Бардик, Д. Л. Нефтехимия: научное издание [Текст]/ Д. Л. Бардик, У. Л. Леффер. – М.: Олимп-Бизнес, 2001 – 410с.

УДК 621.592

ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫЕ ПРИСАДКИ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

А.П. Лукашевич, М.А. Шейкина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, РФ, matias0506@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы повышения эффективности транспортировки нефти за счет применения противотурбулентных присадок.

Ключевые слова: противотурбулентные присадки, транспортировка нефти, эффективность транспортировки нефти.

Для решения ряда задач, возникающих при транспортировке нефти по магистральным трубопроводам, широко применяются противотурбулентные присадки (ПТП). Согласно документу [1] ПТП предназначены для снижения гидравлического сопротивления в трубопроводах, по которым перекачивается нефть или нефтепродукты [1]. ПТП применяется для увеличения пропускной способности трубопровода при заданном давлении на выходе нефтеперекачивающей станции (НПС) или уменьшения выходного давления НПС при заданном расходе [1].

Таким образом, использование специальных добавок позволяет значительно снизить сопротивление движению жидкости, что способствует более свободному и эффективному прохождению потока по трубопроводу. Благодаря оптимизации эксплуатационных режимов и внедрению ПТП возможно достичь более стабильного и экономичного использования энергетических ресурсов. Такой метод открывает возможности для увеличения объёмов перекачки без изменения давления или же для

снижения нагрузок на насосные станции, сохраняя при этом текущий уровень производительности.

Существует два типа товарной формы ПТП:

– гелеобразная – раствор высокомолекулярного полимера в углеводородной жидкости [1];

– суспензионная – суспензия полимера в жидкой дисперсионной среде (воде, масле растительного происхождения, высших спиртах, гликолях и других не растворителях) [1].

В присадках первого типа высокомолекулярный полимер растворен в углеводородном растворителе. Это такие присадки, как CDR-102, Виол, FLO (Бейкер Пайплайн Продактс) и Necadd-547 (АО «Фортум Ойл энд Гэз») [2].

В дисперсионных присадках LiquidPower (КонокоСпешиалити Продактс Инк.), M-FLOWTREAT (ООО «МиррикоСервис»), FLO XL (Бейкер Пайплайн Продактс) и Necadd-447 (АО «Фортум Ойл энд Гэз») гидравлически активная часть находится в виде суспензии на водной или углеводородной основе [2]. Такая товарная форма позволяет получить добавки с большим содержанием полимера (до 25 %). Однако в их состав входят стабилизаторы и другие химические добавки (10–15 %) [2].

Принцип воздействия ПТП на поток жидкости основан на явлении снижения гидродинамического сопротивления, также известного как «эффект Томса» [3]. Длинные нитевидные молекулы полимера располагаются вдоль движения жидкости и сглаживают пульсации давления [4].

Эффективность противотурбулентных присадок зависит от молекулярной массы полимера, который используется в их составе: чем выше молекулярная масса, тем больше вероятность достижения желаемого эффекта при снижении турбулентности потока. Помимо молекулярной массы, на эффективность присадок также влияют параметры работы трубопровода. К ним относятся скорость потока, диаметр трубопровода, температура и вязкость нефти. Эти факторы могут значительно изменить поведение жидкости в трубопроводе и, соответственно, результат применения присадок. В процессе подбора присадки и определения необходимой концентрации проводятся лабораторные исследования для конкретного трубопровода и перекачиваемого продукта с оценкой перечисленных эксплуатационных параметров и свойств самой ПТП. Только такой подход может обеспечить достижение наилучших результатов при использовании противотурбулентных добавок.

Оценка эффективности применения ПТП основывается на измерении степени снижения гидравлического сопротивления в системе трубопроводов после ввода ПТП, а также эффективность ПТП можно оценить по снижению расхода электроэнергии на перекачку продукта.

Ключевой характеристикой ПТП является деструктивный эффект: при длительном контакте ПТП с жидкостным потоком, а также при циркуляции присадок через центробежные насосы наблюдается постепенное уменьшение их эффективности, вызванное разрушением макромолекул полимеров. Таким образом, формируется ограничение по применению ПТП. За счет появления деструктивного эффекта длительное использование присадки невозможно, оптимальная степень применения ПТП – 100 – 200 км «от станции до станции». В связи, с чем необходимо планировать дозирование ПТП с учётом протяжённости участков трубопровода и проводить регулярный мониторинг состояния потока.

Введение присадки в поток должно гарантировать равномерное распределение вещества в жидкости. Для этого используется специальная технологическая установка, предназначенная для ввода противотурбулентных присадок, которая проектируется с учетом особенностей конкретного участка трубопровода, с учетом требуемого объема ПТП для введения. Установка является частью специализированного комплекса по накоплению, хранению и использованию ПТП. Процесс ввода контролируется экспертами, ответственными за разработку ПТП, а также качество и безопасность продукта.

На 2016 год в промышленной практике использовались различные виды противотурбулентных присадок, преимущественно зарубежного производства: Baker Hughes (США), бренд FLO; «Мастер Кемикалз» (США, Россия), бренд ТурбулентМастер; M-I Swaco (Финляндия), бренд Necadd; Lubrizol (США), бренд Liquid Power; а также российская компания ГК «Миррико», бренд M-FLOWTREAT [5].

Начиная с 2019 года, благодаря открытию завода «Транснефть-Синтез», в России началось производство отечественных противотурбулентных присадок. К 2025 году на рынке уже представлены такие товарные марки отечественной продукции, как: PT FLYDE (PT FLYDE-H, PT FLYDE-L),PT FLYDE-C (PT FLYDE-HC,PT FLYDE-LC). Перечисленные присадки предназначены для различных условий эксплуатации и типов транспортируемых веществ: нефти, нефтепродуктов и газового конденсата, а также линейка с маркировкой «С» с расширенным диапазоном температуры потока, что особо важно для применения в суровых климатических условиях страны.

Перспективы развития отечественного производства ПТП открывают новые горизонты для повышения технологической независимости и устойчивости нефтегазовой отрасли России. В настоящее время наблюдается растущий спрос на качественные ПТП. Одной из актуальных и перспективных задач является проектирование трубопроводов с учетом планируемого применения ПТП в зависимости от производительности месторождений. Решение этой задачи на начальной стадии проектирования позволит оптимизировать процессы перекачки нефти и нефтепродуктов, а также обеспечить более эффективное и безопасное использование ресурсов, что в свою очередь будет способствовать устойчивому развитию отрасли в целом.

Таким образом, эффективность и безопасность транспортировки нефти могут быть значительно улучшены благодаря постоянным инновациям и исследованиям в области разработки и применения противотурбулентных добавок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ОТТ-23.040.00-КТН-104-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Общие технические требования».

2. Чурикова, Л. А. Эффективность применения противотурбулентных присадок при перекачке газового конденсата по магистральному трубопроводу / Л. А. Чурикова, М. М. Рамазанов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2015. — № 7 (87). — С. 213-216. — URL: https://moluch.ru/archive/87/16725/ (дата обращения: 11.05.2025).

3. Карпов Ф.А. «Оценка эффективности транспортировки нефти инефтепродуктов по магистральным трубопроводам за счет использования противотурбулентных

присадок с учетом их деградации», Дисс.на соиск. уч.степ. канд.техн.наук.-Уфа, 2023.-155 с.

4. Противотурбулентные присадки: Электронный ресурс / Нефтегаз. – https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/148231-prisadki-protivoturbulentnye-ptp/?ysclid=maj5aiyjd1101117424

5. Жуков А., «ПТП: эффективность, экономия, безопасность» // «Нефтегазовая Вертикаль».-2016.- №23-24.-С.74-76.

УДК 658.58

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ

Р.В. Бочков

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: shadovcs2018@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена разработке автоматизированной системы мониторинга напряжённо-деформированного состояния промысловых и технологических трубопроводов в реальном времени с помощью интеллектуальных вставок с набором датчиков в трубопроводе. Система позволит отслеживать техническое состояние трубопровода, контролировать утечки и планировать своевременный ремонт.

Ключевые слова: промысловый трубопровод, технологический трубопровод, автоматизированная система, контроль утечек, напряжённо-деформированное состояние, датчик.

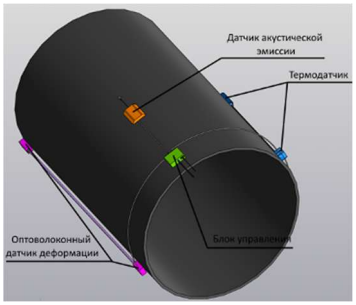
Введение. Проблема надёжной безопасной эксплуатации промысловых и технологических трубопроводов обусловлена эксплуатационными факторами режима, внешних и внутренних условий работы трубопроводов. К наиболее опасным факторам можно отнести внутреннюю и внешнюю коррозию металла, нарушение режима эксплуатации, нарушения технологии сварки, механические повреждения, связанные с изменением грунтовых условий подземного или качества опор надземного участка трубопровода [1]. Коррозионные процессы, активно протекающие на внутренней и наружной поверхности стенки, ухудшают условия работы трубопроводов, а наличие местных просадок и пучений грунта вызывают возникновение концентраторов напряжений.

Актуальность. Актуальность работы обусловлена отсутствием возможности применения системы внутритрубного диагностирования систем промысловых и технологических трубопроводов, ввиду наличия переходов диаметров, отводов тройников и технологического оборудования. Высокой стоимостью стандартной планово-предупредительной системы диагностики таких систем трубопроводов, связанной с работами по шурфовке, снятию изоляции на участке контроля,

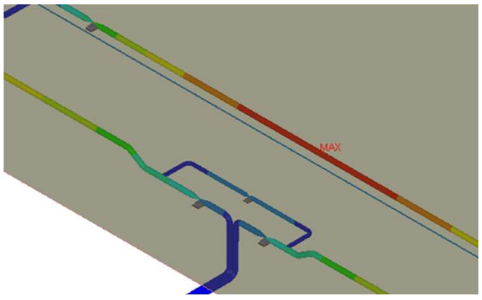
переизоляции и обратной засыпке, а также возможностью автоматизированного контроля технического состояния ответственных участков трубопровода, совмещённого с системой контроля утечек, которая дополнит существующие системы ЦСПА применяемые для контроля работы трубопроводов [2].

Цель и задачи работы. Целью работы является разработка новых и модернизация существующих автоматизированных систем управления технологическим процессом, системой мониторинга и контроля технического состояния трубопроводов.

Теоретическая часть. Предлагаемая система состоит из установленных на линейной части заводских участков трубопровода (интеллектуальных вставок [3]) с установленными датчиками температуры, деформации (тензорезистотры) и акустической эмиссии, представленной на рисунке 1*а*. Связь датчиков между собой и с магистральной сетью осуществляется посредством оптико-волоконных кабелей. Данные с датчиков передаются в контроллер, системы дистанционного мониторинга. Система дистанционного мониторинга представляет собой электронную модель участка трубопровода, построенную по данным исполнительной или диагностической информации. Информация об изменениях с датчиков поступает в систему мониторинга, обновляя электронную модель, с отображением на автоматическом рабочем месте. При этом появляется возможность расчета в режиме реального времени координат опасных точек трубопровода и нахождение значений напряжения в них, построения эпюр распределения НДС. Пример расчёта системы представлен на рисунке 1*б*.



а – размещение датчиков на интеллектуальной вставке



б - эпюра распределения НДС

Рисунок 1. Состав автоматизированной системы определения напряженно-деформированного состояния трубопроводов

Выводы. Предлагаемая система позволит снизить затраты на проведение оценки технического состояния участков промысловых и технологических трубопроводов, за счёт мониторинга напряжённо-деформированного состояния в процессе эксплуатации. Использование на интеллектуальной вставке тензорезисторных, оптических и температурных датчиков и последующая передача полученных данных в цифровую создаст возможность осуществлять мониторинг НДС в реальном времени.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ермаков А.Е., Филипов Д.А.* Анализ причин отказов промысловых трубопроводов [Электронный ресурс]. URL: https://meridian-journal.ru/site/articlef42a/(дата обращения 11.01.2025);

2. CAE-CUBE: Интеллектуальная система мониторинга трубопроводов. [Электронный ресурс]. URL: https://premierdevelopment.ru/intellektualnaya-sistema-monitoringa-truboprovodov.html(дата обращения 11.01.2025)

3. *Жирнов, И. А.* Использование интеллектуальных вставок в сейсмически опасных районах / *И. А. Жирнов* // Актуальные вопросы развития современных технологий : Сборник статей II Международной научно-практической конференции, Петрозаводск, 30 мая 2022 года. – Петрозаводск: Международный центр научного партнерства «Новая Наука» (ИП Ивановская И.И.), 2022. – С. 49-54. – EDN NKASRI.

УДК 519.87

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ ПЕРЕКРЫТИЯ ВАНТУЗОВ ТРУБОПРОВОДА

А.А. Гашенко

СамГТУ, Самара, Россия, delte@mail.ru

Аннотация. В статье представлена методика оценки эффективности усовершенствованного приспособления для перекрытия временных вантузов трубопровода. Приведены результаты сравнительной оценки существующего и усовершенствованного приспособлений.

Ключевые слова: приспособление, вантуз, трубопровод, трудоемкость, эффективность.

Плановый капитальный ремонт магистральных нефтепроводов проводят с целью полного или частичного восстановления линейной части эксплуатируемого трубопровода до проектных характеристик, и как правило, он связан с остановкой перекачки и опорожнением трубы. Для проведения работ по откачки нефти из ремонтируемого участка трубопровода предусматривается установка временных вантузов, которые по завершении работ подлежат ликвидации приспособлением для перекрытия вантузов.

С целью снижения трудоемкости работ по перекрытию временных вантузов, на кафедре «Трубопроводный транспорт» СамГТУ была выполнена работа по анализу конструкции применяемого приспособления и разработано усовершенствованное вводное устройство (Патент № 236815). Для оценки эффективности разработанной конструкции составим вероятностно-статистическую модель ремонтопригодности трубопровода на этапе ликвидации временного вантуза, где за параметр эффективности примем трудоемкость выполняемой работы.

На основе операционной технологической карты работы существующим приспособлением, средняя трудоемкость процесса перекрытия временного вантуза составила 0,8566 чел-ч. Так как время, затрачиваемое на перекрытие временных

вантузов, может быть, как больше, так и меньше среднего значения трудоемкости, воспользуемся законом нормального распределения случайной величины:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-M_x)^2}{2\sigma^2}}, \quad (1)$$

где M_x - математическое ожидание случайной величины;

σ – среднеквадратическое отклонение случайной величины.

Таблица 1 - Вариационный ряд трудоемкости перекрытия вантуза трубопровода существующим приспособлением

Номер интервала	Интервал группы	Середина интервала	Частота
1	45,76525-47,86411	46,81468	5
2	47,86411-49,96297	48,91354	6
3	49,96297-52,06183	51,01240	12
4	52,06183-54,16069	53,11126	10
5	54,16069-56,25955	55,21012	6
6	56,25955-58,35841	57,30898	1

Для составления вероятностно-статистической модели сгенерируем случайные числа с нормальным распределением. Результаты статистической обработки данных представлен в таблице 1.

После проведенных расчетов определим среднеквадратическое отклонение равное 2,7158. Плотность распределения примет вид

:

$$f(x) = 0{,}1469 \cdot e^{-\frac{(x-M_x)^2}{2\sigma^2}}, \quad (2)$$

Проинтегрировав формулу 2 получим вероятностно-статистическую модель ремонтопригодности трубопровода на этапе ликвидации временного вантуза:

$$F(x) = 0{,}1469 \int_0^x e^{-\frac{(x-M_x)^2}{2\sigma^2}} dx. \quad (3)$$

Подставляя вместо x значение t, можно получить кривую вероятности выполнения перекрытия временного вантуза существующим приспособлением за заданное время одним работником, представленную на рисунке 1.

Рисунок 1. График зависимости вероятности выполнения перекрытия временного вантуза трубопровода одним работником

В усовершенствованном приспособлении применены технические решения, позволяющие уменьшить, а в некоторых случаях убрать операции в операционной технологической карте работы приспособления, что позволило достичь средней трудоемкости процесса перекрытия временного вантуза равное 0,8450 чел-ч., рисунок 1. Следовательно, уменьшить трудоемкость выполнения работы по перекрытию одного временного вантуза на 1,354 %. Также из анализа графика (рисунок 1) видно, что вероятность выполнения перекрытия временного вантуза трубопровода усовершенствованным приспособлением при средней трудоёмкости выше на 19 %.

Согласно полученным результатам оценки разработанной новой конструкции приспособления для перекрытия временного вантуза доказывается ее эффективность.

УДК 681.5

МНОГОФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Д.В. Чирва, А.А. Афиногентов

Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
e-mail: 6den31.050@mail.ru[1], pondex@yandex.ru[2]

Аннотация. В статье рассматривается проблема комплексной оценки эффективности работы магистральных насосных агрегатов в системах трубопроводного транспорта нефти. Анализируются ограничения традиционных подходов, основанных на изолированном контроле единичных параметров. Обосновывается необходимость применения многофакторного анализа,. В качестве методологической основы предлагается использование непараметрических методов сравнительной оценки, в частности, анализа среды функционирования (Data Envelopment Analysis, DEA), адаптированного к специфике магистральных нефтепроводов. Приводится формальная постановка задачи и расчетная модель. Разработана концептуальная модель и алгоритм проведения оценки, позволяющие перейти от дискретного диагностирования к интегрированной системе управления эффективностью и техническим состоянием МНА.

Ключевые слова: насосный агрегат, надёжность, многофакторная оценка, анализ, эффективность

Магистральные насосные агрегаты являются ключевым энергопотребляющим оборудованием в системе транспортировки нефти, определяя ее гидравлические и экономические показатели. Существующие в отрасли системы оценки их эффективности, регламентированные рядом руководящих документов, зачастую фокусируются на анализе узкого набора параметров, преимущественно энергетического характера [1,2]. Такой подход не позволяет учесть комплексное влияние факторов технического состояния, режимов работы и эксплуатационных ограничений, что приводит к неполному энергосбережению и несвоевременному выявлению деградационных процессов. В условиях цифровизации и перехода к риск-ориентированному обслуживанию возникает потребность в методах, способных интегрировать разнородные данные систем мониторинга в единый критерий оценки. Это позволяет не только констатировать текущий уровень эффективности, но и выявлять резервы для ее повышения, обосновывая управленческие решения по техническому обслуживанию и ремонту.

Проведенный анализ литературных источников и нормативно-технической документации показывает, что проблема оценки эффективности МНА носит системный характер. Отечественные исследования, такие как работы Гольянова А.И. и соавт. [3], подчеркивают важность перехода от оценки удельных энергозатрат к комплексному анализу, учитывающему трассовые условия и режимы работы насосных станций. Сложность задачи обусловлена многообразием и взаимосвязью факторов, воздействующих на МНА. К ним относятся параметры, характеризующие энергопотребление, механическое состояние узлов агрегата, режимные показатели работы в сети, свойства перекачиваемой среды и эксплуатационную надежность [4].

Традиционные методы, описанные в учебных пособиях и отраслевых стандартах [5], не обеспечивают их совместного анализа. В международной практике для решения схожих задач успешно применяются методы многокритериального принятия решений и, в частности, анализ среды функционирования [6]. Данный метод позволяет проводить сравнительную оценку однородных объектов (DMU – Decision Making Units) без априорного задания весовых коэффициентов для критериев

В рамках исследования ставится задача разработки методики многофакторного анализа эффективности МНА, которая должна обеспечивать интегральную оценку, синтезирующую информацию о техническом состоянии, энергетической эффективности и эксплуатационной надежности агрегатов; учитывать относительный характер эффективности путем сравнения агрегатов между собой, а не только с абсолютными нормативными значениями; позволять количественно определять целевые ориентиры для неэффективных агрегатов, задавая направления для улучшений; быть адаптированной к условиям эксплуатации нефтепроводов и совместимой с действующими системами мониторинга.

В основе предлагаемого методического подхода лежит концепция рассмотрения МНА как сложной системы, преобразующей набор входных параметров (характеризующих затраты и негативные факторы) в выходные параметры (характеризующие полезные результаты). Для реализации этой концепции выбран метод DEA, а именно BCC-модель с переменной отдачей от масштаба и входной ориентацией. Для оценки относительной эффективности конкретного агрегата из множества n оцениваемых насосных агрегатов каждый DMU_j $(j = 1,\dots,n)$ характеризуется вектором входных параметров X - показатели затрат/негативные факторы и вектором выходных параметров Y - показатели результатов. Решается задача линейного программирования, направленная на минимизацию использования входных параметров при условии сохранения, по крайней мере, текущего уровня выходных показателей. BCC-модель с входной ориентацией формулируется следующим образом:

$$\sum_{j=1}^{n} \lambda_j x_j \le \theta x_0 \ \text{(ограничение на входы)}; \sum_{j=1}^{j} u_j y_j \ge y_0 \ \text{(ограничение на выходы)}$$

$$\sum_{j=1}^{n} \lambda_j = 1 \ \text{(условие переменной отдачи от масштаба)};\ \lambda_j > 0;\ j = 1,..,n$$

$$\theta\,(x,y) = \sum_{j=1}^{j} u_j y_j \Big/ \sum_{i=1}^{n} \lambda_i x_i$$

Где:

- θ – скалярная мера технической эффективности DMU_0 $(0 < \theta \le 1)$;
- λ_i u_j– весовые коэффициенты, определяющие вклад каждого DMU_j в формирование «виртуального эталона» для оцениваемого агрегата.

Таким образом, если $\theta^* = 1$, то DMU_0 признается эффективным и располагается на границе эффективности. Если $\theta^* < 1$, то DMU_0 неэффективен, и величина $(1 - \theta^*)$ показывает потенциально возможную пропорцию сокращения всех входных параметров без снижения выходных показателей.

Процедура многофакторного анализа включает несколько последовательных этапов:

1. Формирование системы критериев. На основе экспертного анализа и корреляционных процедур формируется совокупность входных и выходных показателей. Входные показатели отражают ресурсозатратность и негативные аспекты работы (например, показатели износа, эксплуатационные потери), в то время как выходные – результативность (показатели производительности, энергетической эффективности, надежности). Критически важным является обеспечение независимости и репрезентативности выбранных критериев.
2. Сбор и нормализация данных. Производится сбор данных по выбранным критериям для группы сопоставимых МНА. Для устранения влияния разнородности единиц измерения применяется процедура векторной нормализации, приводящая все показатели к безразмерному виду.
3. Построение границы эффективности и расчет оценок. На основе нормализованных данных строится «граница эффективности» – огибающая, образованная наилучшими показателями в выборке. Для каждого анализируемого агрегата рассчитывается интегральный показатель эффективности (θ), значение которого варьируется от 0 до 1. Агрегаты с $\theta = 1$ признаются эффективными и формируют референтную группу. Для неэффективных агрегатов ($\theta < 1$) метод позволяет определить «виртуальный» эталон – комбинацию реальных агрегатов, показатели которой демонстрируют целевые значения параметров для достижения эффективного состояния.
4. Интерпретация результатов и выработка рекомендаций. Анализ отклонений фактических значений параметров неэффективного агрегата от его эталона позволяет идентифицировать «узкие места» и сформулировать конкретные рекомендации по оптимизации режимов работы, техническому обслуживанию или модернизации.

Предложенный методический подход позволяет перейти от разрозненного контроля отдельных параметров к системе управления общей эффективностью активов. Его внедрение в практику эксплуатации магистральных нефтепроводов способствует выявлению наилучших и наихудших практик эксплуатации МНА внутри парка оборудования. ***Также решается задача оптимизации затрат на техническое обслуживание и ремонты*** и ***снижения удельного энергопотребления***.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 39-0147103-307-85. Методика определения КПД насосных агрегатов магистральных нефтепроводов. Уфа, 1986

2. РД-19.100.00-КТН-0036-21. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и техническое освидетельствование механо-технологического оборудования. 2021.

3. Гольянов А.И., Гольянов А.А., Кутуков С.Е. Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 4(110). С. 156–170

4. Антипенко Д.В. Анализ и диагностика основного оборудования нефтеперекачивающей станции с целью продления межремонтного периода: магистерская диссертация. 2020.

5. Пименов В.И. Насосы магистральных трубопроводов: учеб. пособие. 2017. 223с.

6. Юрков А.В., Бабаева Ж.Р. ESG-рейтинги: непараметрические методы построения // Управленческое консультирование. 2024. № 2. С. 92–107.

УДК 622.692.4

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ВЫПОЛНЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЯХ, ПО ПРИВЕДЕНИЮ ИХ К НОРМАТИВНОМУ СОСТОЯНИЮ

Г.М. Орлова, А.В. Грибанов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: g.m.orlova@yandex.ru, gribanovaleksey17@gmail.com

Аннотация. В статье представлен анализ современных методов капитального ремонта магистральных трубопроводов, функционирующих в сложных инженерно-геологических и геокриологических условиях. Особое внимание уделено сопоставлению технологических решений, их конструктивных особенностей и эксплуатационной эффективности при восстановлении нормативного состояния трубопроводов, подвергшихся деформационным воздействиям со стороны грунта.
Ключевые слова: капитальный ремонт, магистральный трубопровод, анализ методов, геокриология, термостабилизация, деформации, многолетнемерзлые грунты, геомеханические процессы.

Проблема обеспечения эксплуатационной надежности и устойчивости магистральных трубопроводов, проходящих через территории со сложными грунтовыми условиями, остается одной из ключевых задач нефтегазовой отрасли. В районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), термокарстовых явлений, оползней и суффозионных процессов трубопроводы испытывают значительные деформационные нагрузки, что приводит к изменению их проектного положения и ускоренному износу. Для поддержания нормативного состояния трубопроводных систем, проложенных в сложных грунтовых условиях, необходимо понимать причины деформаций трубопровода для оптимального выбора методов капитального ремонта.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения надежности трубопроводных систем в условиях растущих нагрузок и усложнения инженерно-геологических условий прокладки.

Современные подходы к капитальному ремонту участков трубопровод, проложенных в сложных грунтовых условиях, по приведению к нормативному состоянию зачастую носят фрагментарный характер и не обеспечивают долгосрочной стабилизации трассы. По результатам работ [1–5] отмечается, что в сложных геокриологических условиях эффективность традиционных методов ремонта резко снижается из-за недостаточного учета теплового взаимодействия трубопровода с окружающим грунтом и динамики мерзлотных процессов. Анализ и переоценка современных технологических решений позволяют выявить наиболее результативные технологии, которые можно применять в конкретных природно-климатических зонах, а также определить направления совершенствования отрослевых регламентов по ремонту.

Целью исследования является проведение комплексного анализа методов капитального ремонта трубопроводов, эксплуатируемых в сложных грунтовых условиях, с определением их технологической и эксплуатационной эффективности.

Методы выполнения капитального ремонта участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, по приведению их к нормативному состоянию подразделяются на три основных типа — конструкционные, термостабилизирующие и комбинированные. Их выбор определяется совокупностью факторов: геокриологическим строением грунтов, температурным режимом, характеристиками разрабатываемых траншей либо свайных основания при различных способах прокладки и уровнем деформаций трубопровода.

1. Конструкционные методы включают операции переукладки, замены дефектных секций и коррекции планово-высотного положения (ПВП). Их ключевое преимущество — оперативность и высокая точность восстановления геометрических параметров трассы, однако эти методы не устраняют первопричину деформаций, связанную с изменением состояния грунтов. В условиях ММГ их применение ограничено из-за вероятности повторного проседания основания.

2. Термостабилизирующие методы. Направлены на предотвращение деградации мерзлого основания и стабилизацию температурного поля в зоне заложения трубопровода. Основные технологии включают нанесение теплоизоляции, устройство термосифонов и использование охлаждающих вставок. Эти меры снижают интенсивность процессов протаивания и пучения, обеспечивая равномерное распределение нагрузок. Их недостатком является необходимость постоянного контроля температурных и гидрологических параметров.

3. Комбинированные методы сочетают конструкционные и термостабилизирующие решения, обеспечивая комплексное воздействие на систему «труба–грунт». Наиболее распространены схемы, включающие приведение к нормативному ПВП с последующим нанесением теплоизоляции и установкой опорных конструкций с регулируемой жесткостью. Такие методы характеризуются наибольшей долговечностью и позволяют снизить остаточные напряжения до 30–40% по сравнению с исходными значениями.

Ретроспективный анализ данных по магистральному нефтепроводу «ВСТО-1» (2011–2016 гг.) показал, что на практике доминируют конструкционные методы, на которые приходятся 70% всех ремонтов, в то время как комбинированные применяются лишь в 10% случаев. При этом именно комбинированные решения демонстрируют наибольшую устойчивость — до 92% к сохранению проектного положения трубопровода. Термостабилизирующие методы показали эффективность в стабилизации основания, особенно в районах распространения ММГ.

Выявлено, что использование теплоизоляции совместно с опорными элементами, обеспечивающими перераспределение нагрузки, позволяет снизить вероятность повторных деформаций трубопроводов более чем на 25%. Пренебрежение теплотехническими расчетами при ремонте в условиях ММГ приводит увеличению ареола протаиванию и снижению устойчивости трассы.

Результаты анализа подтверждают необходимость перехода к интегрированным ремонтным решениям, основанным на комплексном учете геокриологических условий и механических факторов:

- использование гибридных схем ремонта с учетом пространственной изменчивости свойств грунтов;
- установку термометрических систем для непрерывного контроля температурного поля грунтов;
- применение цифровых моделей трубопроводных систем для прогнозирования напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводов и деформаций основания;
- обновление нормативных документов регламентирующие выбор методов капитального ремонта по приведению к нормативному состоянию участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, с добавлением теплотехнических расчетов, цифрового моделирования трубопроводных систем и мониторинга ПВП трубопровода.

Проведенный анализ методов выполнения капитального ремонта участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, по приведению их к нормативному состоянию показал, что эффективность капитальных ремонтов определяется не только технологическими решениями, но и полнотой учета геокриологических условий прохождения трассы.

Наибольшую устойчивость демонстрируют комбинированные методы ремонта, обеспечивающие одновременное восстановление геометрии трассы и стабилизацию основания грунтов.

Термостабилизирующие методы обладают потенциалом для применения в районах распространения многолетнемерзлых грунтов при условии непрерывного контроля температурного режима.

Внедрение интегрированных подходов, включающих моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода, позволит прогнозировать динамику изменения мерзлотных явлений.

Полученные результаты могут быть использованы при разработке нормативных документов и методических рекомендаций для оптимизации капитальных ремонтов трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД-23.040.00-КТН-262 14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к проектированию.

2. ОР-19.100.00-КТН-025-16 Порядок анализа информации по результатам пропусков ВИП с навигационной системой.

3. РД-75.200.00-КТН-015-09 Технология ремонта трубопроводов в местах недостаточной глубины залегания.

4. ОР-91.200.00-КТН-003-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение планово-высотного положения трубопроводов линейной части ТС ВСТО.

5. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводного. Учебник для нефтегазовых вузов. - М.: ООО «Издательский дом Недра», - 2019. - 434 с.

УДК 622.692.4

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЯХ, ПО ПРИВЕДЕНИЮ ИХ К НОРМАТИВНОМУ ПЛАНОВО-ВЫСОТНОМУ ПОЛОЖЕНИЮ

Г.М. Орлова, А.В. Грибанов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: g.m.orlova@yandex.ru, gribanovaleksey17@gmail.com

Аннотация. В статье сформулированы и обоснованы критерии оценки эффективности методов капитального ремонта магистральных трубопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических и геокриологических условиях.
Ключевые слова: магистральный трубопровод, критерии эффективности капитального ремонта, многолетнемерзлые грунты, деформация, мониторинг.

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) трубопроводы подвержены деформационным процессам, связанным с термокарстом, пучением, суффозией и сезонными изменениями состояния грунтов. Эти процессы вызывают нарушение проектного планово-высотного положения (ПВП) и накопление остаточных напряжений в трубопроводе, что снижает долговечность и надежность эксплуатации.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью перехода к комплексному подходу оценки критериев эффективности методов выполнения капитального ремонта участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, по приведению их к нормативному планово-высотному положению.

Современная практика проведения капитального ремонта участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, по приведению их к нормативному планово-высотному положению (ПВП) характеризуется неполнотой и разрозненностью нормативных требований, а также отсутствием универсальных критериев оценки эффективности применяемых технологий. Поэтому всё более актуальным становится разработка системы критериев оценки эффективности методов капитального ремонта трубопроводов по приведению их к нормативному ПВП, которая позволит не только фиксировать устранение выявленных дефектов, но и прогнозировать способность трубопроводной системы сохранять проектное и нормативное состояние на протяжении всего расчетного срока эксплуатации.

Анализ итогового отчета результатов диагностики магистрального нефтепровода «ВСТО-1» (2011–2016 гг.) и действующих отраслевых документов [1–4] показал, что ключевыми параметрами оценки эффективности методов капитального ремонта участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, по приведению их к нормативному планово-высотному положению, являются обеспечение ПВП трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях не более 60мм в плане и 80мм по высоте соответственно, а также фактических радиусов изгиба трубопровода не менее минимально допустимых.

Контроль данных параметров осуществляется с использованием устройств определения планово-высотного положения нефтепровода (УОВ) а также пропуском внутритрубных инспекционных приборов (ВИП).

Для участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, система критериев должна включать оценку теплового и механического воздействия трубопровода на окружающие грунты.

При реализации традиционных методов капитального ремонта трубопроводов, проложенных в сложных геокриологических условиях, использующих свайные основания, теплоизоляцию трубопроводов, термостабилизация грунтов определяются:

- глубина протаивания;
- величина просадки трубопровода;
- изменение температурного поля вокруг трубопровода;
- изменение радиусов изгиба трубопровода.

Превышение фактических параметров ПВП трубопровода по сравнению с проектными на 10 % и более свидетельствует о снижении эффективности применяемой технологии капитального ремонта трубопровода по востановлению ПВП.

При ремонтах с использованием опорных конструкций нормативными показателями считаются:

- изменение ПВП свай не более чем на ±80 мм;
- отсутствие прогибов ростверков свыше 0,09 м;
- сохранение несущей способности опоры при расчетной нагрузке не ниже 110 тонн.

Комплексный анализ диагностических данных по объекту ВСТО-1 за период 2011–2016 гг. показал, что из 136 участков, на которых был проведен капитальный ремонт по восостановелнию ПВП, 14 (10,3 %) признаны не соответствующими нормативным требованиям ПВП.

Основная причина — применение конструктивного метода изменения ПВП без учета теплового воздействия трубопровода на грунт, который обеспечивает устойчивость трубопровода лишь в 67 % случаев. При этом эффективность комбинированных методов капитального ремонта с использованием опорных конструкций, термостабилизации грунта и теплоизоляции трубопровода составила 92%. Наиболее эффективными являются комбинированные технологии, сочетающие восстановление ПВП с термостабилизацией основания свай, что снижает вероятность вторичных деформаций более чем на 30 %.

Сравнительный анализ методов капитального ремонта трубопроводов по приведению их к нормативному ПВП показал, что устойчивость трассы трубопроводов после ремонта определяется совокупностью факторов: типом грунтов, конфигурацией трассы, наличием термокарстовых явлений, геокриологическими условиями прохождения трассы и достоверностью результатов прогнозирования ПВП. Игнорирование теплотехнических расчетов при выборе метода капитального ремонта трубопровода в зоне распространения ММГ ведет к возобновлению деформаций трубы в течение 2–3 лет эксплуатации.

Анализ эффективности методов капитального ремонта участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, по приведению их к

нормативному планово-высотному положению позволил сформулировать критерии эффективности методов капитального ремонта:

1. Отсутствие перемещений трубопровода, на основании результатов инструментального определения ПВП с использованием установленных УОВ и результатов пропуска ВИП (±60мм в плане и ±80мм по высоте для УОВ и 200мм для ВИП).
2. Максимальные расчетные напряжения изгиба в стенке трубопровода не должны превышать 0,45 предела текучести ($\sigma_{тек}$) металла труб ($\sigma_{изг}<0,45\sigma_{тек}$).
3. Геотехническая устойчивость основания свай должна обеспечивать отсутствие просадок более 5 см.
4. Теплотехническая стабильность температурного поля грунта (отклонение не более 2 °С от проектного).

Интеграция выше перечисленных критериев оценки эффективности методов капитального ремонта участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, по приведению их к нормативному планово-высотному положению, в регламентирующие документы ПАО «Транснефть» обеспечит возможность объективной количественной оценки эффективности ремонтных решений и переход к риск-ориентированной модели управления техническим состоянием линейной части трубопроводов.

Формирование системы критериев оценки методов капитального ремонта участков трубопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях, по приведению их ПВП к нормативному состоянию требует комплексного подхода, включающего теплотехническое моделирование, геомеханический анализ и цифровой мониторинг напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводов и деформаций основания свай с учетом распространения ореолов оттаивания.

Создание единого нормативного документа, регламентирующего выбор методов капитального ремонта трубопроводов по приведению их ПВП нормативному состоянию и критериев их оценки, является ключевым направлением для обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводных систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД-23.040.00-КТН-262 14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к проектированию.

2. ОР-19.100.00-КТН-025-16 Порядок анализа информации по результатам пропусков ВИП с навигационной системой.

3. РД-75.200.00-КТН-015-09 Технология ремонта трубопроводов в местах недостаточной глубины залегания.

4. ОР-91.200.00-КТН-003-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение планово-высотного положения трубопроводов линейной части ТС ВСТО.

5. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». - 2002. - 407 с.

СЕРДЦЕ МОБИЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРА "МКОР" - ГРАВИДИНАМИЧЕСКИЙ СЕПАРАТОР «ГДС»

С.А. Дианов

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: Arz-maks@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена гравидинамическому сепаратору «ГДС», который является ключевым элементом мобильного комплекса очистки резервуара «МКОР». Описываются принципы работы устройства, основанные на разделении жидкостей различных плотностей под действием силы тяжести, а также этапы процесса сепарации, включая подачу, разделение и вывод очищенной жидкости. Рассматриваются преимущества использования «ГДС», такие как высокая эффективность очистки, мобильность, экономия ресурсов и универсальность применения для различных жидкостей. В заключении подчеркивается значимость гравидинамического сепаратора для повышения экологической безопасности и защиты природных ресурсов в условиях интенсивной переработки и хранения жидких углеводородов. Статья акцентирует внимание на необходимости внедрения таких технологий в современных производственных процессах.

Ключевые слова: гравидинамический сепаратор, мобильный комплекс очистки резервуара (МКОР), очистка жидкостей, разделение нефти и воды, сила тяжести, эффективность очистки, экологическая безопасность, мобильность, экономия ресурсов, универсальность, загрязняющие вещества, утилизация осадка, природные ресурсы.

Введение

Современные технологии очистки резервуаров для хранения и транспортировки нефтепродуктов становятся всё более востребованными в условиях растущих эколого-экономических требований. Важным элементом таких систем является гравидинамический сепаратор «ГДС», который позволяет эффективно разделять жидкости различных плотностей и очищать их от загрязняющих веществ. Настоящая публикация рассматривает назначения, принципы работы, а также преимущества и значение «ГДС» в рамках мобильного комплекса очистки резервуара «МКОР».

Актуальность и научная значимость вопросов

Проблемы загрязнения окружающей среды, связанные с авариями на нефтяных предприятиях и неправильным обращением с отходами, требуют постоянного внимания и разработки эффективных технологий очистки. Научные исследования, такие как работы Н. Самарина и А. Петрова (2020), подчеркивают необходимость внедрения современных технологий для обеспечения экологической безопасности и снижение негативного воздействия на природу. Гравидинамические сепараторы, благодаря своей способности эффективно отделять нефть и воду, становятся важным инструментом, позволяющим решать данные задачи.

Постановка задачи

Цель данной статьи заключается в анализе работы и значимости гравидинамического сепаратора «ГДС» в составе мобильного комплекса очистки

«МКОР», а также в оценке его эффективности и практической целесообразности на основе существующих исследований и внедрений.

Теоретическая часть

Гравидинамический сепаратор работает на основании принципа разделения жидкостей различной плотности. Процесс заключается в следующем:

- **Подача жидкости:** Загрязненная жидкость поступает в сепаратор, где происходит первичное распределение по секциям.
- **Сепарация:** За счет гравитационного давления менее плотные жидкости поднимаются к верхнему слою, тогда как более тяжелые вещества оседают на дно.
- **Вывод очищенной жидкости:** Очищенная фаза (верхний слой) удаляется, а осадок (нижний слой) собирается для последующей утилизации.

Эта технология позволяет достичь высокой степени очистки жидкостей от загрязняющих веществ, что делает «ГДС» эффективным инструментом для борьбы с нефтяным загрязнением.

Практическая значимость, предложения и результаты внедрений

Гравидинамический сепаратор «ГДС» нашел широкое применение в различных отраслях, включая нефтедобычу и переработку. Отчеты показывает, что после внедрения «ГДС» в систему очистки резервуаров на нескольких предприятиях, уровень загрязнения отходов снизился на 70%, что значительно облегчает утилизацию и повторное использование ресурсов. Предприятия отмечают снижение затрат на эксплуатацию и повысившуюся эффективность процессов очистки.

Экспериментальные исследования, проведенные в 2022 году, продемонстрировали, что в условиях высокой нагрузки и различных типов загрязнителей «ГДС» сохраняет свою эффективность, что подтверждает его универсальность и надежность в эксплуатации.

Выводы (заключение)

Гравидинамический сепаратор «ГДС» является ключевым элементом мобильного комплекса очистки резервуара «МКОР». Его применение значительно повышает эффективность очистных процессов, снижает уровень загрязнения окружающей среды и способствует рациональному использованию природных ресурсов. Учитывая постоянный рост объемов обработки нефтепродуктов, внедрение современных технологий, таких как «ГДС», становится необходимым для обеспечения экологической безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самарин, Н. И., & Петров, А. В. (2020). Проблемы и решения в области очистки нефтяных отходов. Журнал нефтяной и газовой промышленности, 45(2), 123-132.

2. Тихонов, С. А. (2022). Исследование эффективности гравидинамических сепараторов в условиях промышленного производства. Устойчивое развитие нефтяного сектора, 34(1), 45-58.

3. Спецификации и эксплуатационная документация на мобильный комплекс очистки резервуара "МКОР".

4. Научные статьи и исследования по методам очистки нефтяных резервуаров.

5. Методические рекомендации по применению фильтрационных блоков в нефтяной отрасли.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЙ БЛОК НЕФТЕШЛАМА "ФБН" И ФИЛЬТРАЦИОННЫЙ БЛОК ВОДЫ "ФБВ" НА МКОР ПРИ ЗАЧИСТКЕ НЕФТЯНОГО РЕЗЕРВУАРА

С.А. Дианов

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: Arz-maks@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются фильтрационные блоки нефтешлама "ФБН" и воды "ФБВ", входящие в состав мобильного комплекса очистки резервуара (МКОР) при зачистке нефтяных резервуаров. Подробно описаны принципы работы, функции и эффективность этих блоков, а также их вклад в процессы очистки. Обсуждаются результаты внедрения данных технологий на практике, а также их значимость для обеспечения экологической безопасности и охраны окружающей среды.

Ключевые слова: фильтрационный блок, нефтешлам, фильтрационный блок воды, МКОР, очистка, экологическая безопасность, эффективные технологии.

Введение

Очищение резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов становится всё более актуальной задачей в условиях необходимости минимизации воздействия на окружающую среду и соблюдения экологических норм. Мобильный комплекс очистки резервуара (МКОР) включает в себя различные устройства, среди которых ключевые роли играют фильтрационные блоки нефтешлама "ФБН" и воды "ФБВ". Эти устройства обеспечивают высокую степень очистки и сортировки жидкостей, что является важным для защиты природы.

Актуальность и научная значимость вопросов

Проблема загрязнения окружающей среды, связанная с авариями на нефтяных предприятиях и недостаточным вниманием к утилизации нефтешламов, требует активного решения. В работах А. Иванова и Н. Ростова (2021) обсуждаются современные подходы к очистке сточных вод и отходов нефтяной промышленности. Научные исследования подтверждают необходимость эффективных технологий, таких как "ФБН" и "ФБВ", которые способны значительно снизить уровень загрязнения и восстановить природные ресурсы.

Постановка задачи

Цель данной статьи состоит в анализе работы фильтрационных блоков нефтешлама "ФБН" и воды "ФБВ" в рамках мобильного комплекса очистки "МКОР", а также в оценке их эколого-экономической эффективности на основе имеющихся данных и результатов практического применения.

Теоретическая часть

Фильтрационный блок нефтешлама "ФБН" предназначен для отделения твердых частиц и осадков, образующихся в процессе хранения нефти. Принцип его работы заключается в механической фильтрации через специальные сетчатые элементы, которые задерживают загрязняющие вещества, позволяя очищенной жидкости продолжать движение.

Фильтрационный блок воды "ФБВ" имеет цель отделить водные фракции от нефти и нефтепродуктов. Этот блок используется для очистки сточных вод и удаления растворенных загрязнителей, что позволяет восстановить и повторно использовать очищенную воду.

Практическая значимость, предложения и результаты внедрений

Использование фильтрационных блоков "ФБН" и "ФБВ" на предприятиях показало значительные результаты. Внедрение этих технологий в процессе очистки резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах позволило добиться снижения уровня загрязнения сточных вод до 90%, что подтверждает их высокую эффективность.

В ходе экспериментальных исследований, проведенных в 2022 году, было установлено, что использование фильтрационных блоков значительно снижает затраты на дальнейшую переработку отходов и улучшает качество очищаемой продукции.

Выводы (заключение)

Фильтрационные блоки нефтешлама "ФБН" и воды "ФБВ" являются важными элементами мобильного комплекса очистки резервуара "МКОР". Их применение позволяет достигать высокой степени очистки, значительно снижает экологические риски и способствует рациональному использованию ресурсов. В условиях постоянно растущих требований к экологической безопасности внедрение таких технологий становится необходимостью для эффективной работы нефтяной отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванов, А. П., & Ростов, Н. М. (2021). Современные подходы к очистке сточных вод в нефтяной промышленности. Журнал экологической безопасности, 12(3), 45-57;

2. Тихонов, С. А. (2022). Эффективность фильтрационных технологий в процессе утилизации нефтешламов. Устойчивое развитие нефтяного сектора, 28(4), 134-147;

3. Спецификации и эксплуатационная документация на мобильный комплекс очистки резервуара "МКОР";

4. Научные статьи и исследования по методам очистки нефтяных резервуаров;

5. Методические рекомендации по применению фильтрационных блоков в нефтяной отрасли.

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ

УДК 504.064.47

АНАЛИЗ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.В. Дардынская

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: anna.d.783456@gmail.com

Аннотация. В статье представлены результаты анализа основных видов нефтесодержащих отходов, образующихся на предприятиях газовой отрасли, обзор отечественных современных патентов и научно-технической информации о методах утилизации и обезвреживания нефтешламов, применяемом оборудовании, достоинствах и недостатках каждого метода.
Ключевые слова: нефтесодержащие отходы, нефтешламы, переработка промышленных отходов, методы утилизации, газовая отрасль.

Нефтесодержащие отходы газовой отрасли образуются при добыче и подготовке природного газа и газового конденсата, переработке природного газа и жидких углеводородов, транспорте природного газа и продуктов его переработки. Добыча и подготовка природного газа и газового конденсата сопровождается образованием отходов следующих видов: шламы очистки оборудования для сепарации природного газа на газовых и газоконденсатных месторождениях, отходы с песколовок и отстойников и шламы нефтеотделительных установок. Отходами переработки природного газа и жидких углеводородов являются шламы от установок аминовой сероочистки природного газа, отходы очистки установок стабилизации газоконденсата, шламы очистки емкостей от газоконденсата. К отходам транспорта природного газа и продуктов его переработки относятся шламы очистки газопроводов, конденсатопроводов и продуктопроводов широкой фракции легких углеводородов.

В состав нефтесодержащих шламов входят следующие компоненты: механические примеси (песок, глина, минеральные соли), вода, жидкие углеводороды, хлориды натрия и кальция, сульфиды и оксиды железа, ионы металлов (медь, марганец, цинк, свинец). Наличие тяжелых фракций углеводородов (асфальтены, смолы) в количестве 10 – 45 % характерно для шламов очистки оборудования при техническом обслуживании установок низкотемпературной сепарации природного газа на газоконденсатных месторождениях, отходов очистки производственных и ливневых сточных вод от газоконденсата и масел на нефтеотделительных установках, шламов очистки внутренней поверхности резервуаров при техническом обслуживании резервуарного парка хранения газоконденсата, шламов очистки (поршневания) внутренней поверхности конденсатопроводов при техническом обслуживании и ремонте линейных участков конденсатопроводов. Легкие фракции углеводородов (парафино-нафтеновые и ароматические) содержатся в количестве 25 – 55 % в шламах очистки оборудования

при техническом обслуживании и ремонте установок аминовой сероочистки газа, отходах очистки оборудования при техническом обслуживании установок стабилизации газового конденсата, шламах очистки внутренней поверхности резервуаров хранения газоконденсата, шламах очистки (поршневания) внутренней поверхности конденсатопроводов. Значительное содержание механических примесей (не менее 50 %) характерно для шламов очистки оборудования для сепарации природного газа, отходов с песколовок и отстойников, шламов очистки продуктопроводов широкой фракции легких углеводородов. Шламы от установок аминовой очистки содержат амины (не более 0,01 %), шламы очистки емкостей от газоконденсата – меркаптаны (не более 7 %) и сероводород (не более 0,002 %). Образующиеся нефтешламы соответствуют III и IV классам опасности, обладают токсичностью и пожароопасностью.

Ввиду многокомпонентности состава нефтесодержащих отходов и наличия опасных веществ остро стоит вопрос их обезвреживания, а ввиду наличия ценных компонентов представляет большой интерес именно утилизация нефтешламов.

По методам переработки технологии утилизации и обезвреживания нефтесодержащих отходов можно разделить на физические, химические, физико-химические, биологические и термические.

К физическим методам относятся: фильтрование, гравитационное отстаивание, термомеханическое разделение на фазы, центрифугирование.

При высоком содержании нефтепродуктов в отходе целесообразно применять метод фильтрации, зачастую применяются ленточные фильтр-прессы. Для облегчения процесса проводится интенсивное перемешивание и добавляются реагенты (зола, полиэлектролиты и другие). Метод характеризуется высокой степенью надежности.

При применении вакуум-фильтров (гравитационный метод) в случае наличия большого количества воды в отходе, для улучшения фильтрационных свойств необходимо добавлять коагулянты. Метод отличается высокой степенью надежности, не требует больших капитальных и эксплуатационных затрат, однако его применение сопровождается образованием отработанных фильтрующих материалов.

Термомеханическое разделение нефтешламов на фазы осуществляется на индукционной термической десорбционной установке. Термодесорбция нефтешламов представляет собой потоковый непрерывный процесс при косвенном нагреве в герметичной камере. Разделение нефтешламов на летучие пары и твердые частицы происходит при температурах в диапазоне 350 – 580 °С в отсутствии кислорода, и недопущении образования золы и шлака. В результате получается продукция вторичного сырья: светлые и темные углеводороды, которые могут использоваться в качестве топлива для самой установки, небольшой объем технической воды, может использоваться на площадке для собственных нужд, и осушенный твердый остаток, может применяться для строительства дорог, обратной засыпки переработанных амбаров, а после гранулирования может быть сертифицирован как строительный материал (кубовидный щебень 20 – 40 мм). Установка универсальна для переработки твердых материалов любой степени влажности, загрязненных органическими материалами, в частности для переработки отходов бурения и нефтяного шлама из старых шламовых амбаров (патенты № 2709648 и 2753356).

Применение центрифуг огранивается содержанием механических примесей, при содержании более 15 %, нефтешламы необходимо разбавлять водой, что требует

дополнительного оборудования и снижает производительность. Двухфазные центрифуги (декантеры) служат для разделения нефтесодержащих отходов на жидкость и механические примеси, а трехфазные (трикантеры) разделяют жидкую фазу на нефть и воду. Переработка нефтешламов на центрифугах позволяет экстрагировать 90 – 95% содержащейся нефти [4]. Наиболее широкое распространение получили установки фирм Flottweg и AlfaLaval.

Физико-химические методы основаны на применении специально подобранных реагентов, изменяющих физико-химические свойства, с последующей обработкой на специальном оборудовании. В качестве деэмульгаторов применяют неионогенные гидрофобные реагенты для эмульсии вода-нефть, неионогенные гидрофильные реагенты для эмульсии нефть-вода (патент № 2827618), водную суспензию гипса концентрации 10 мас.% (патент № 2739031), водную суспензию сульфата кальция (патента № 2739189), а также инновационные сверхкритические флюиды – смесь диоксида углерода и толуола 10 – 40 мас.% (патент № 2694533) и пропан-бутановую фракцию, содержащую 75 мас.% пропана и 25 мас.% бутана (патент № 2751711) в сверхкритических флюидных состояниях. Сверхкритические флюиды, одновременно сочетая в себе достоинства газообразного и жидкого рабочих состояний, существенным образом интенсифицируют процессы тепло- и массопереноса, обладают высокой проникающей способностью в пористые структуры. В результате разделения коллоидной водонефтяной эмульсии и обезвоживания получают нефтепродукт с остаточным содержанием воды не более 1 мас.%, солей менее 3 мг/л, пригодный в качестве полноценного сырьевого компонента для нефтеперерабатывающих заводов. Для реализации метода не требуется сложное оборудование, применение специально подобранных реагентов позволяет интенсифицировать процесс, но применяемые реагенты дорогостоящие и требуют регенерации.

Метод реагентного капсулирования заключается в смешении отходов с негашеной известью и модификатором, после гашения извести образуется гидроксид, в результате чего отходы равномерно им адсорбируются, а токсичные компоненты заключаются в известковые оболочки – капсулы. В итоге получается сухой, сильно гидрофобный порошок, инертный, водонепроницаемый, морозоустойчивый, обладающий высокой плотностью и пригодный к применению в качестве вторичного сырья при дорожном строительстве (минеральный порошок для асфальтобетонной смеси). Многими авторами проводились исследования по подбору наилучшего соотношения известь:вода:модификатор, в качестве модификатора применяют ПАВ или отходы масложировой промышленности, придающие гидрофобность, а также после процесса гашения извести добавляют обезвреживающие сорбенты, такие как отработанный силикагель, являющийся отходом от установок осушки природного газа, и отработанный цеолит, являющийся отходом от установок сероочистки газов (патенты № 2841096, 2638019, 2603150, 2603149, 2602440). На основе данной технологии возможно создание мобильных установок утилизации и обезвреживания нефтешламов. Отмечается простота технологии, быстрота утилизации и высокая эффективность процесса, возможность использования продуктов утилизации в качестве вторичных материальных ресурсов, при этом технология имеет ряд ограничений связанных с высоким расходом реагентов на тонну нефтешлама и их стоимостью.

Согласно ИТС 15-2021 «Утилизация и обезвреживание отходов (кроме термических способов) биологические методы утилизации и обезвреживания

нефтесодержащих отходов относятся к наилучшим доступным технологиям, это обусловлено минимальным воздействием процесса на окружающую среду в сравнении с другими методами. Несмотря на то, что применение биологических методов ограничивается диапазоном активности биопрепаратов, температурой окружающей среды, кислотностью и аэробными условиями, существует большое разнообразие биопрепаратов-нефтедеструкторов, позволяющих работать в различных климатических и почвенных условиях. Получаемые в результате утилизации нефтешламов и нефтезагрязненных грунтов продукты возможно использовать в качестве вторичных материальных ресурсов, эффективность очистки составляет более 90 %. Процесс может быть реализован на специально подготовленных площадках либо в биореакторе. Площадки обеспечивают гидроизоляцией, либо в случае необходимости, оснащают водосборными системами с локальными очистными сооружениями, аэрацией, питательными веществами и водой для стимуляции роста и метаболизма микроорганизмов (патенты № 2549657, 2691582). В сравнении с проведением процесса в биореакторе, занимаемые площадки могут быть больших площадей, а сам процесс занимать больше времени.

Одним из наиболее эффективных и широко используемых способов переработки нефтесодержащих отходов является термический. Термические методы обычно включают такие стадии как подготовка шлама к переработке; высокотемпературная обработка; многоступенчатая очистка газов; утилизация тепла; получение побочных органических (газ, топливо) и минеральных продуктов. Наибольшее распространение получили 3 метода: сжигание, газификация и пиролиз, отличающиеся друг от друга количеством используемого кислорода [5].

В результате сжигания нефтешламы подвергаются термическому разложению, окислению и другим химическим превращениям с образованием газов и твердых продуктов или расплава. Основной полезный продукт – тепло отходящих газов, которое используют для выработки пара, электроэнергии и горячей воды. Сжигание нефтяных шламов осуществляется в печах различных типов и конструкций: камерных, барботажных, многоподовых, вращающихся, печей с «кипящим слоем».

Пиролиз представляет собой контролируемое термическое разложение исходного сырья без доступа кислорода с получением кондиционной продукции, которую можно использовать по назначению. Количество и качество продуктов зависят от состава нефтешлама и температуры процесса. Продукты переработки используются следующим образом: котельное топливо по назначению или для получения бензина и дизельного топлива; зольно-минеральный остаток (4-й класс опасности) в строительстве и рекультивации; пиролизный газ для работы установки; тепло для обогрева помещений; дистиллированная вода как техническая или питьевая (при дополнительной очистке).

При газификации нефтесодержащих отходов в качестве газифицирующего агента применяют воздух, кислород, водяной пар, диоксид углерода или их смесь. В результате реакции образуются синтез-газ и туман из жидких смолистых веществ, бенз(а)пирена и диоксинов. Получаемая смесь водорода и оксида углерода используется в каталитическом процессе синтеза метилового спирта или получения энергии. Наиболее «качественный» синтез-газ получается при окислении чистым кислородом, однако такие установки достаточно дороги и требуется высокий уровень соблюдения техники безопасности. Содержащая остаточный углерод и соли тяжелых металлов, растворимые в воде, зола подвергается захоронению в специальных контейнерах.

К недостаткам термических методов переработки нефтесодержащих отходов следует отнести: сложное аппаратурное оформление при высоких температурах, что требует высоких капитальных и эксплуатационных затрат, ограничения использования данного метода по составу нефтешлама, вынос с продуктами реакции части энергии в виде тепла, что существенно снижает энергетическую эффективность, затраты на дополнительное топливо (газ, нефть), большие капиталовложения в сооружения по очистке и нейтрализации дымовых газов. [5]

В настоящее время отсутствует один универсальный, экономически приемлемый, ресурсосберегающий способ утилизации нефтешламов. Поэтому в каждом случае выбирают метод утилизации в зависимости от источника образования нефтешламов, целей и задач производства. [4]

В рамках проведенного анализа научно-технической информации о технологиях утилизации нефтесодержащих отходов, следует отметить, что большая часть технологий разрабатывается для нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий, основным видом отходов у которых являются буровые шламы и нефтезагрязненные грунты. Наиболее применимы технологии утилизации и обезвреживания нефтесодержащих отходов, основанные на физических (применение трикантеров), биологических и термических методах. Согласно ИТС 15-2021 «Утилизация и обезвреживание отходов (кроме термических способов)» биологические методы утилизации и обезвреживания нефтесодержащих отходов относятся к наилучшим доступным технологиям. Для эффективного обезвреживания и утилизации отходов интерес представляют технологии, наносящие минимальный экологический ущерб окружающей природной среде и имеющие низкие капитальные затраты. Наиболее рациональным методом утилизации отходов является использование их в качестве вторичных материальных ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ИТС 15-2021 «Утилизация и обезвреживание отходов (кроме термических способов)» [Электронный ресурс]. – Режим доступа – ИС «Кодекс: 6 поколение» Интранет (дата обращения: 24.07.2024).

2. ИТС 9-2020 «Утилизация и обезвреживание отходов термическими способами» [Электронный ресурс]. – Режим доступа – ИС «Кодекс: 6 поколение» Интранет (дата обращения: 24.07.2024).

3. СТО Газпром 12-2005 «Каталог отходов производства и потребления дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа – ИС «Кодекс: 6 поколение» Интранет (дата обращения: 24.07.2024).

4. Галанина И.А., Александрова Л.Н. Обзор современных способов утилизации нефтешламов // Вода: химия и экология. – 2024. – № 4. – С. 37–44.

5. Якушева А.М. Методы обезвреживания нефтешламов. Обезвреживание нефтешламов методом сжигания // Отходы и ресурсы. – 2022. – Т. 9. – № 2. – URL: https://mir-nauki.com/PDF/09ECOR222.pdf DOI: 10.15862/09ECOR222

6. Федеральный институт промышленной собственности [Электронный ресурс]. – Режим доступа – URL: https://fips.ru/ (дата обращения: 24.07.2024).

УДК 66.081.6
ББК 35.11

АНАЛИЗ УСТРОЙСТВ С ИОНОПРОВОДЯЩИМ НАПОЛНИТЕЛЕМ ДЛЯ ЭЛЕКТРОДЕИОНИЗАЦИИ СЛАБОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ РАСТВОРОВ

Д.Н. Коновалов, С.И. Лазарев, А.Г. Сысоева, Н.С. Наместников

Тамбовский государственный технический университет
г. Тамбов, Россия

Аннотация. Выполнен сравнительный анализ конструкций электроионитных аппаратов, применяемых для глубокой деминерализации воды и доочистки конденсатов. Показано, что разные схемы обеспечивают различные компромиссы между качеством пермеата, энергоэффективностью и эксплуатационной надежностью, что позволяет обоснованно выбирать конфигурацию под исходное качество воды и целевые нормативы.

Ключевые слова: разделение, раствор, аппарат, мембрана, смола.

Электроионитные аппараты заняли промежуточное место между ионообменными колоннами и электродиализом благодаря безреагентной регенерации и компактным размерам. Однако при работе с многокомпонентными растворами возникает ряд проблем, например, диффузионные барьеры, шунтовые токи, неравномерное распределение потенциала, локальное разложение воды, фауллинг, скейлинг и повышенное давление.

В условиях активного развития технологий создаются новые конструкции, которые повышают избирательность и эффективность использования тока, снижают энергозатраты и увеличивают срок службы. В данной работе представлен анализ таких конструкций, включая их физико-химические принципы, архитектурные особенности, эксплуатационные компромиссы и метрические показатели.

Усовершенствованные конструкции электроионитных аппаратов для очистки воды используются в разных областях, таких как химия, производство машин, пищевая промышленность, транспорт и сельское хозяйство. Они помогают очищать и перерабатывать воду, которая остаётся после использования на производстве, могут отделять полезные вещества, несущие заряд, от воды, чтобы потом снова использовать их в работе. Очищенную воду можно применять для разных нужд предприятия.

Рассматриваемые конструкции являются модифицированными моделями электроионитного аппарата, представленного в авторском свидетельстве СССР №701655, B01D 13/02, 1977. Данное устройство представляет собой трехкамерный аппарат, в котором последовательно расположены камеры концентрирования, наполненные электрохимически нейтральным материалом, и камеры обессоливания с рамкой для загрузки ионита.

Основными недостатками этой конструкции являются сложность процесса монтажа и загрузки ионита в камеры обессоливания, а также низкая эффективность и качество разделения слабоминерализованных растворов, что требует значительных энергозатрат.

Отличительные особенности конструкций, представленных в работах [1–5], включают ряд конструктивных решений, направленных на повышение

производительности, качества разделения и упрощение обслуживания в сравнении с исходным устройством.

Указанные устройства характеризуются рядом недостатков: низкая производительность, недостаточная эффективность при обработке слабосоленой воды, отсутствие интенсивного перемешивания, но данные минусы не столь значительны.

Технический результат достигается за счет улучшения разделения слабоминерализованного раствора благодаря турбулизации, снижению электросопротивления, уменьшению концентрационной поляризации и простоте обслуживания.

На графических материалах, представленных на рисунках 1-5, изображено устройство исследуемых приборов.

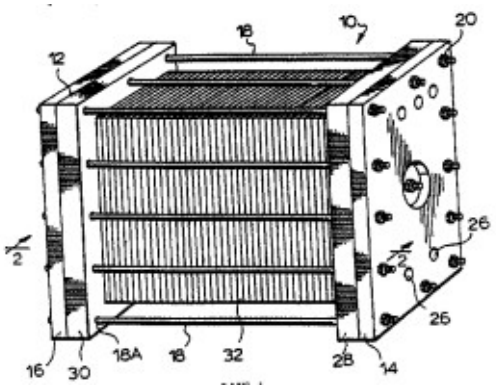


Рисунок 1 - Электроионитный аппарат, представленный в *RU* 2170141 *C*2 [1]

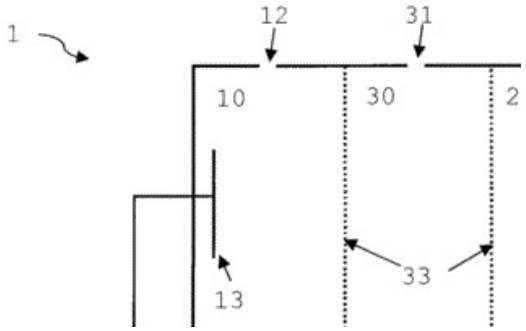


Рисунок 2 - Электроионитный аппарат, представленный в *RU* 2729252 *C*1 [2]

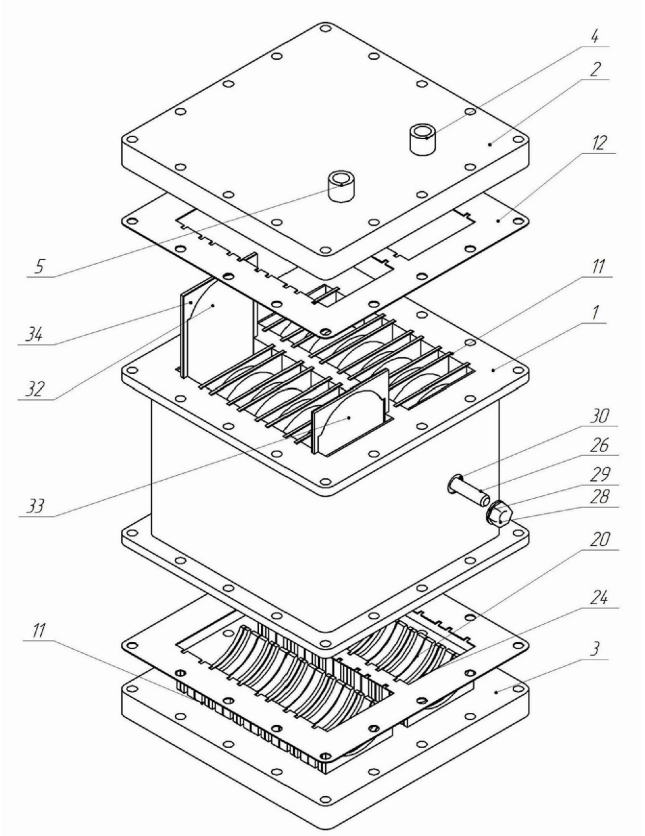


Рисунок 3 – Электроионитный аппарат, представленный в *RU* 2813880 *C*1 [3]

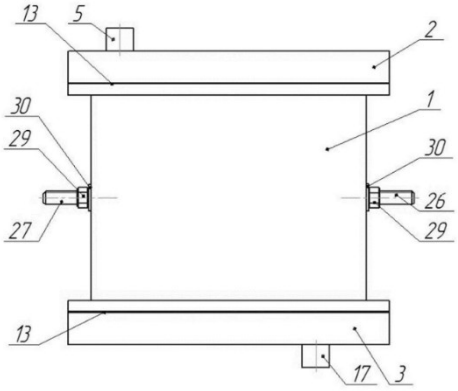


Рисунок 4 - Электроионитный аппарат, представленный в *RU* 2835448 *C*1 [4]

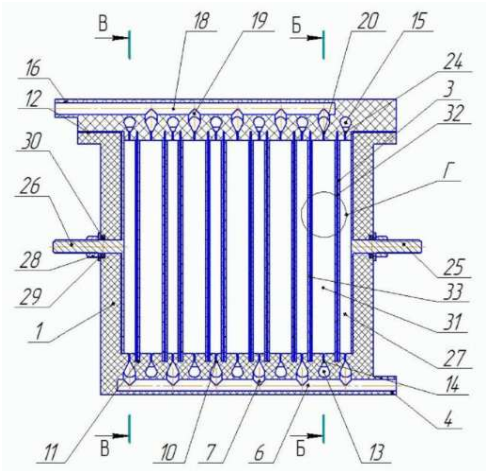


Рисунок 5 - Электроионитный аппарат, представленный в *RU* 2848666 *C*1 [5]

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в рамках проекта «Теоретические и экспериментальные исследования электрокинетических и структурных характеристик полимерных мембран посредством применения искусственных нейронных сетей в процессах электромембранной очистки промышленных растворов, содержащих ионы металлов» (FEMU-2024-0011).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пат. 2170141 Российская Федерация, МПК B01J 47/08, B01D 61/48, 43/00. Пористый и проницаемый ионообменник и способ его изготовления / Д. Тешер, Дж. Тупин, Й. Тоуе; заявитель и патентообладатель ГЛЕГГ УОТЕР КОНДИШИОНИНГ, ИНК. – № (21). (22) Заявка: 98115137/12,; заявл. 13.01.1997; опубл. 20.07.2000. – 16 с.

2. Пат. 2729252 Российская Федерация, МПК B01D 61/48, B01D 61/50, B01D 61/52, G01N 27/06, G01M 3/16, G01N 33/18, C02F 1/42, C02F 1/4695. Устройство и способ электродеионизации жидкости / Х. Маурер, А. Пфлегхарт, Ю. Гат; заявитель и патентообладатель СВАН АНАЛИТИШЕ ИНСТРУМЕНТЕ АГ. – № 2019108249; заявл. 23.08.2016; опубл. 05.08.2020, Бюл. № 22. – 24 с.

3. Пат. 2813880 Российская Федерация, МПК B01D 61/48. Электроионитный аппарат / С.И. Лазарев, Д.Н. Коновалов, М.И. Михайлин, И.В. Хорохорина, О.С. Филимонова; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет». – № 2023116990; заявл. 28.06.2023; опубл. 19.02.2024, Бюл. № 5. – 12 с.

4. Пат. 2835448 Российская Федерация, МПК B01D 61/48. Электроионитный аппарат / С.И. Лазарев, Д.Н. Коновалов, П.М. Малин, И.В. Хорохорина, О.С. Филимонова; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет». – № 2024117259; заявл. 21.06.2024; опубл. 25.02.2025, Бюл. № 6. – 13 с.

5. Пат. 2848666 Российская Федерация, МПК B01D 61/48. Электроионитный аппарат / С.И. Лазарев, Д.Н. Коновалов, П.М. Малин; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет». – № 2025107578; заявл. 28.03.2025; опубл. 21.10.2025, Бюл. № 30. – 13 с.

ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

УДК 665.6

СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ НЕФТИ

В.С. Иванов, Е.В. Алекина

Самарский Государственный Технический Университет
г. Самара, Россия
Vitalik.ivanov.01@bk.ru

Сырая нефть – сложная смесь, содержащая в себе целый спектр элементов: от попутного газа и водной взвеси до механических примесей, хлоридов и коварного сероводорода.

Особое внимание при оценке качества нефти уделяется наличию хлористого водорода и его опасных собратьев – хлорорганических соединений (ХОС). Их присутствие чревато серьезными последствиями: высокая концентрация этих соединений способна вызвать стремительную коррозию оборудования, безжалостно разрушая его изнутри.

ХОС зачастую являются зловещим "подарком" химических реагентов, применяемых для интенсификации добычи. Стремясь уменьшить смачиваемость пласта водой и повысить коэффициент нефтеотдачи, мы невольно загрязняем нефть. Хлорное загрязнение может иметь как природные корни (неорганические хлориды, приносимые пластовыми водами), так и искусственное происхождение. Сами по себе хлорорганические соединения редко встречаются в недрах, но для поддержания добычи на должном уровне, по мере истощения месторождений, в ход идут хлорсодержащие реагенты. Хлор в нефти становится своего рода "палочкой-выручалочкой", позволяя разжижать вязкие смолисто-асфальтеновые отложения и стимулировать приток драгоценного сырья из истощенных пластов.

Ключевые слова: нефть, хлорорганические соединения, гликоли, десорбер, абсорбер, коррозия.

Хлорорганические соединения, словно незримые враги, таятся в недрах нефтяных фракций, сея хаос и разрушение. Их присутствие чревато целым каскадом негативных последствий: от разъедающей коррозии оборудования до предательского снижения эффективности каталитических процессов и коварного засорения жизненно важных трубопроводов.

Органический хлор, излюбленное местом обитания которого являются густые, вязкие нефтяные фракции, словно призрак, возникает при роковой встрече нефти с дыханием воздуха. Долгое хранение мазута, подобно выдержке яда в колбе алхимика, лишь множит концентрацию соляной кислоты, разъедающей металлы в неутолимой жажде превратить их в хлориды.

Эти хлориды, словно отравленные стрелы, поражают катализаторы, нанося непоправимый ущерб процессам переработки нефти. Но и этого мало! Хлорорганические соединения, словно искусные кукловоды, способны вызывать к жизни хлористый аммоний – коварного диверсанта, способного парализовать арматуру, задушить теплообменники, закупорить трубопроводы и вывести из строя любое оборудование. Это может привести к проблемам в процессе транспортировки нефти и безопасной переработке ее в качественное топливо и другие нефтепродукты[1].

В нефтедобывающей отрасли пристальное внимание уделяется контролю качества "черного золота" и его неукоснительному соответствию требованиям ГОСТов и отраслевых регламентов. Содержание хлорорганических соединений – один из ключевых параметров, определяющих качество нефти. Строгий контроль этого показателя позволяет компаниям гарантировать безопасность и эффективность переработки, минимизировать риск коррозии оборудования и оптимизировать каталитические процессы.

В арсенале средств борьбы с нежелательными хлорорганическими соединениями особое место занимает метод гидрирования, превращающий их в более безопасные и безвредные вещества. Этот процесс требует использования катализаторов и контроля параметров, чтобы обеспечить эффективное удаление хлорорганических соединений[2].

Разработка и применение новых технологий, а также соблюдение стандартов качества, позволят минимизировать негативное влияние хлорорганических соединений на процессы переработки нефти и обеспечить безопасность и эффективность производства нефтепродуктов.

Проанализировав полученную информацию, можно сказать, что возникшие в процессе добычи нефти хлорорганические соединения несут за собой огромную проблему на этапах её подготовки, а также пагубно влияют на безопасность транспортировки нефтепродукта в дальнейшем. В следствие этого, методы ликвидации хлорорганических соединений из нефти представляют собой актуальную тему для исследования.

Основными мерами контроля загрязнений ХОС являются:

- превентивный контроль ХОС;
- входной контроль всех применяемых химических реагентов;
- «круглосуточная работа» испытательной химико-аналитической лаборатории;
- контроль социально-бытовых и промышленных отходов[3].

Один из способов удаления хлорорганических соединений из нефти, который показался наиболее эффективным, был предложен в патенте: «Способы удаления хлорорганических соединений из нефти».

Суть метода заключается в следующем: в десорбере, сердце которого бьется под ритм инертного газа и хлорорганических соединений нефти, происходит таинство десорбции. Инертные газы, словно искусные скульпторы, вытесняют пары хлорводорода из темных глубин сырой нефти. В этом алхимическом процессе рождается газопаровая концентрация – эфемерная смесь изгнанных паров углеводорода и невозмутимого инертного газа.

Далее эта призрачная субстанция направляется в абсорбер, где встречает абсорбент. Здесь, словно в театре теней, селективный поглотитель отделяет нежелательные элементы от смеси. При повторной десорбции хлористого водорода, газопаровая концентрация возвращается в лоно десорбера, словно блудный сын, вернувшийся домой. Вытесненная же масса паров углеводорода, подобно ветру, свободно гуляющему в газовом пространстве на входе в абсорбер или выходе из десорбера, остается неизменной по массе.

Пройдя этапы очищения газопарового потока от органических соединений, поток принимает неравновесное состояние относительно удалённых из него ХОС. Результатом пройденных действий, является возможность принимать в себя нужное количество паров компонента, приводя своё состояние до равновесного значения.

Исходя из этого, можно сказать, что поток парогазовой смеси способен перемещаться между абсорбером и десорбером, транспортируя вытесненные компоненты из десорбера, содержащего нефть, в абсорбер.

В предложенном методе в роли абсорбента выступают труднолетучие гликоли, способные вполне эффективно поглощать в себя ХОС и не сливаться с более легкими по отношению к ним компонентами нефти. Восстановление абсорбента до первоначального состояния происходит при помощи его нагревания, так как органические соединения, насыщенные хлором, вытесняются, возвращая абсорбент обратно в цикл[4].

Существует и метод применения хемосорбции, позволяющий извлечь хлорорганические компоненты из газопаровой среды, где в роли реагента выступали щелочи. Для хемосорбции эффективным было применение водно-гликолевых концентратов щелочей.

Предложенный метод эффективен и прост в аппаратурном применении. Он не является источником возникновения токсичных отходов, осуществляется при помощи возникших концентраций хлорорганических соединений в нефти. Остаток компонентов хлористого водорода при использовании хемосорбции в нефти рассчитывается количеством оставшейся газопаровой смеси, вступившей в контакт с загрязненной нефтью[5].

Итак, дабы избежать проникновения коварных органических хлоридов в недра пластов, необходимо вооружаться химическими реагентами, кристально чистыми от их зловредного присутствия. Однако, парадокс в том, что сердцевиной многих реагентов являются именно ХОС, что превращает разработку методов их нейтрализации в первостепенную задачу для нефтедобывающей индустрии. Ведь присутствие этих хлорорганических диверсантов исподволь подтачивает технологическое оборудование и трубопроводы, порождая коррозию, словно ржавчину на клинке, что чревато утечками и авариями, подобными внезапному удару грома.

Внедрение описанной выше методики по удалению хлорорганических соединений из нефти позволит нефтяным компаниям решить проблему контроля качества нефти по содержанию ХОС, минимизировать темпы коррозионного изнашивания технологического оборудования, трубопроводов, утечек и возникновения аварий на опасном производственном объекте.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хлорорганические соединения. 2018 г. / URL: http://www.pesticidy.ru/group_substances/organochlorines/ (дата обращения 27.03.2023).
2. Синев А.В., Девяшин Т.В., Кунакова А.М. и др. Образование легколетучих хлорорганических соединений при первичной перегонке нефти в результате разложения химических реагентов, содержащих соли четвертичных аммониевых соединений // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2019. № 4(14). С. 63-69.
3. Татьянина О.С., Абдрахманова Л.М., Судыкин С.Н., Жилина Е.В. Оценка влияния соляной кислоты на процесс образования хлорорганических соединений в нефти // Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. 2017. С. 363-369.
4. Способ удаления хлорорганических соединений из нефти https://yandex.ru/patents/doc/RU2735843C1_20201109.

5. Козлов С.А., Фролов Д.А., Кузьмина Е.П. и др. Установление причин образования хлорорганических соединений в товарной нефти // Нефтепромысловое дело. 2019. № 5(605). С. 64-69.

УДК 622.023

РАЗРАБОТКА АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА И МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ PDC – РЕЗЦОВ НА ИЗНАШИВАНИЕ

Д.Э. Шальнова, В.А. Колибасов, В.А. Новиков

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: csstea@yandex.ru, vladislav_novyi@mail.ru

Аннотация. В статье представлена разработка лабораторного триботехнического комплекса для испытаний PDC-резцов на изнашивание. Предложена методика сравнительной оценки износостойкости режущих элементов буровых долот, позволяющая существенно ускорить и удешевить процесс контроля их качества. Разработанное оборудование включает систему нагружения, набор оправок для установки PDC-резцов различных размеров и систему сбора данных с лицензионным программным обеспечением. Результаты практической оценки разработанного лабораторного комплекса на PDC-резцах различных партий показали, что испытания на новом оборудовании позволяют быстро собирать данные о скорости изнашивания рабочих кромок PDC-резцов. Диапазон скоростей изнашивания рабочих кромок составил 1-11 мг/ч, а для имитируемого забоя – 0,8-8 г/ч. Разработанные методики, оборудование и критерии могут использоваться для сертификации износостойкости PDC-резцов.

Ключевые слова: испытания на изнашивание, PDC – резцы, буровое долото, механические свойства, математическая модель.

Введение

В настоящее время наиболее востребованными буровыми инструментами при бурении нефтяных и газовых скважин в мягких породах, при наличии в них прослоев твердых горных пород, и породах средней твердости являются долота с резцами PDC (Polycrystalline Diamond Compact). Известно, что породоразрушающие PDC-резцы являются наиболее нагруженными и наименее надежными элементами конструкции алмазных буровых долот. При эксплуатации на забое они оказывают скалывающее, дробящее и абразивное действие на разбуриваемую породу. В свою очередь, и порода оказывает разрушающее воздействие на резцы: происходит изнашивание их рабочей кромки при трении о породу, что приводит к постепенному снижению агрессивности резцов и, соответственно, уменьшению скорости бурения. В большинстве случаев именно долговечность PDC-резцов лимитирует межремонтный срок службы алмазного долота, а значит, и эффективность бурения скважин. PDC-резцы представляют собой сверхтвердый монолитный композитный материал, полученный спеканием твердосплавной карбид-вольфрамовой основы на кобальтовой связке и поликристаллической алмазной пластины.

В настоящее время отсутствуют международные нормы и стандарты оценки качества PDC-резцов. Еще недавно каждая компания, имеющая алмазное производство, разрабатывала свои методы испытаний и критерии для анализа их надежности. Теперь можно видеть тенденцию к проведению полунатурных испытаний, при которых испытуемые PDC-резцы (в реальном исполнении) изнашивают о вращающийся природный камень, моделирующий забой.

В настоящее время отсутствует общепринятая методика испытаний резцов на изнашивание, что не позволяет сопоставлять результаты разных исследователей и подтверждать заявленное качество изделий. Для перехода к возможности сертификации качества резцов по критерию стойкости к изнашиванию необходимо определить перечень подтверждаемых показателей и их диапазоны или предельные значения, соблюдая единство условий проведения испытаний и измерений.

Литературный обзор

Развитие долотного производства привело к тому, что для разрушения горных пород при бурении с середины 70-х годов стали использовать самые прочные синтетические материалы – поликристаллические алмазные пластины. Это привело к стремительному росту технического ресурса долота и, соответственно, проходки, но проблемы надежности породоразрушающего инструмента продолжают быть актуальными и поиски путей продления срока их службы с использованием различных подходов (материаловедческих, конструкторских, технологических и др.) не прекращаются и поныне, что продиктовано, прежде всего, экономическими соображениями из-за значительного влияния ресурса долота на себестоимость строительства скважины. Для поиска наиболее эффективных мер повышения ресурса алмазных долот необходимо понимание физических механизмов разрушения PDC (PDC–polycrystalline diamond compact) резцов и в первую очередь самих поликристаллических алмазных пластин. Поскольку в России отсутствует собственное производство PDC резцов единственным средством повышения качества алмазных долот является входной контроль качества поступающих на сборку партий резцов зарубежного производства и отбраковка поставок, не удовлетворяющие показателям стойкости режущих кромок к эксплуатационным воздействиям.

Предлагаемое решение

Анализ современных научных публикаций показал, что в настоящее время активно ведутся поиски наиболее эффективных методов входного контроля стойкости резцов к изнашиванию, но нет общепринятого метода к проведению испытаний, что не позволяет с единых позиций изучать, сравнивать, ранжировать по группам и накапливать базу данных по стойкости PDC резцов к поверхностному разрушению. При этом можно отметить тренды на разработку все более ускоренных и менее затратных методов контроля качества резцов за счет форсирования нагрузок, замены реальной породы при испытаниях на изнашивание модельными материалами с повышенными прочностными и абразивными свойствами. Решение проблемы создания сертификационных испытаний ведет к повышению технического ресурса алмазных долот, что позволит добиться высокого экономического эффекта при строительстве скважин за счет уменьшения количества спуско-подъемных операций (СПО).

Целью данного исследования является разработка лабораторного триботехнического комплекса и методики испытаний PDC-резцов на изнашивание, позволяющих:

- оперативно оценивать износостойкость PDC-резцов;
- проводить сравнительный анализ резцов различных производителей;
- прогнозировать ресурс буровых долот до выхода их из строя.

В основу разработанной методики положена схема испытаний «кромка зубка – алмазный диск», моделирующая реальное взаимодействие PDC-резца с породой. Важной особенностью методики является расположение резца под углом 15° к поверхности, что соответствует типичной геометрии расположения резцов в буровых долотах. Измерительный блок комплекса позволяет фиксировать осевую нагрузку, силу трения и температуру в зоне контакта в режиме реального времени с частотой сбора данных 100 Гц.

Заключение

Разработан лабораторный триботехнический комплекс, позволяющий проводить оперативную оценку износостойкости PDC-резцов в условиях, приближенных к реальным.

Предложенная методика испытаний обеспечивает получение достоверных данных о скорости изнашивания рабочих кромок PDC-резцов.

Результаты практической оценки показали эффективность разработанного комплекса для сравнительных испытаний PDC-резцов различных партий.

Разработанные методики, оборудование и критерии могут использоваться для сертификации износостойкости PDC-резцов, что позволит повысить эффективность буровых работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нескоромных В.В., Попова М.С., Парахонько Е.В. Разработка породоразрушающего инструмента с резцами PDC // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 2. С. 131–138. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2499.

2. Ненашев М.В., Ибатуллин И.Д., Журавлев А.Н., Косулин С.И. Технические средства и методики входного контроля качества PDC зубков алмазных буровых долот // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2011. Т. 13. № 4-3.С. 835–838. EDN: PCLSTT.

3. Konyashin I., Zaitsev A.A., Sidorenko D. et al. On the mechanism of obtaining functionally graded hardmetals // Materials Letters. 2017. Vol. 186. P. 142–145. DOI: 10.1016/j.matlet.2016.09.130.

4. Богомолов Р.М., Сериков Д.Ю. Совершенствование вооружения шарошечного бурового долота // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2018. № 5. С. 24–28. DOI: 10.30713/19996934-2018-5-24-28.

5. Васильев А.А., Сериков Д.Ю., Близнюков В.Ю. Совершенствование буровых долот различных типов //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 6. С. 28–31. DOI: 10.30713/01303872-2019-6-28-31.

6. Нескоромных В.В., Попова М.С., Комаровский И.А., Баочанг Л. Резцы PDC с вогнутой поверхностью режущей грани // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 4. С. 181–192. DOI: 10.18799/24131830/2022/4/3488.

7. Третьяк А.А., Кривошеев К.В. Выигрышная комбинация расположения резцов PDC на породоразрушающем инструменте // Деловой журнал Neftegaz. RU. 2025. № 3. С. 36–40. EDN: NCPITK.

УДК 622.023

РАЗРАБОТКА И ВЕРИФИКАЦИЯ ЛАБОРАТОРНОГО ПРИБОРА ДЛЯ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Т.В. Пашина, А.А. Акопян, В.А. Новиков

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: anzakopyan@yandex.ru, vladislav_novyi@mail.ru

Аннотация. В статье представлена концепция разработки лабораторного прибора для экспресс-оценки твердости горных пород, основанная на инновационной методике резания поликристаллической алмазной пластиной. Теоретически обоснованы принципы работы устройства, его конструктивные особенности и алгоритмы обработки данных. Предложена комплексная математическая модель, связывающая параметры процесса резания с механическими характеристиками горных пород. Разработана методика верификации прибора, позволяющая обеспечить точность измерений.

Ключевые слова: твердость горных пород, механизмы разрушения, процесс резания, твердомер, поликристаллическая алмазная пластина.

Введение

Современная геологоразведочная отрасль и горнодобывающая промышленность остро нуждаются в оперативных методах оценки механических свойств горных пород. Существующие способы определения твердости характеризуются значительной трудоемкостью, необходимостью отбора и подготовки образцов, а также длительностью проведения испытаний. Особую проблему представляет отсутствие портативных приборов, способных обеспечить точность, сопоставимую с лабораторными исследованиями. В связи с этим разработка нового типа измерительного оборудования для экспресс-оценки твердости горных пород представляет значительный научный и практический интерес.

Теоретические основы работы прибора

Принцип действия прибора базируется на методике определения твердости через анализ параметров процесса резания стандартизированной поликристаллической алмазной пластиной. Теоретической основой является установленная зависимость между силовыми характеристиками процесса резания и механическими свойствами горной породы. Сила резания описывается уравнением, учитывающим предел прочности на сжатие, коэффициент трения, передний угол резца, площадь контакта, скорость резания и эмпирические коэффициенты.

Разработана комплексная математическая модель, учитывающая различные механизмы разрушения горных пород. Для хрупких пород основным критерием является энергия образования новой поверхности, учитывающая удельную поверхностную энергию, предел прочности на сжатие, деформацию и объем разрушаемого материала. Для пластичных пород преобладает энергия пластической деформации, зависящая от предела текучести, пластической деформации, модуля сдвига и плотности дислокаций.

Конструктивные особенности прибора

Измерительный блок прибора теоретически обоснован как система, включающая прецизионную систему позиционирования с точностью ±0,01 мм, силовой привод с диапазоном усилий 0-500 Н, систему датчиков, включающую тензометрические датчики, акселерометры и температурные датчики, а также блок управления с частотой дискретизации 10 кГц.

Система сбора и обработки данных включает архитектуру программного обеспечения, содержащую алгоритмы цифровой фильтрации сигналов, методы спектрального анализа виброакустических характеристик, нейросетевые алгоритмы классификации типов пород и статистические методы верификации результатов.

Методика верификации

Предложена многоуровневая система верификации прибора, включающая метрологическую поверку с использованием эталонных силоизмерительных установок, сравнительные испытания с эталонными методами, статистическую обработку результатов согласно ГОСТ Р 8.736-2011 и проверку воспроизводимости результатов в различных условиях.

Ожидаемые характеристики точности

На основе теоретического анализа прогнозируются метрологические характеристики, включающие погрешность определения твердости ±5%, время измерения 60±10 секунд, диапазон измеряемой твердости от 1 до 10 единиц по шкале Мооса, повторяемость результатов ±3% и воспроизводимость ±4%.

Заключение

Теоретическое исследование подтвердило принципиальную возможность создания лабораторного прибора для экспресс-оценки твердости горных пород с высокой точностью измерений. Разработанная математическая модель и методика верификации позволяют перейти к этапу практической реализации проекта. Дальнейшие исследования будут направлены на оптимизацию алгоритмов обработки данных и экспериментальную проверку теоретических положений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Протодьяконов М.М. Методика определения крепости горных пород. - М.: Недра, 1970. - 158 с.

2. Fowell R.J. The mechanics of rock cutting. - Comprehensive rock engineering, 1993. - Vol. 4. - P. 155-176.

3. Nishimatsu Y. The mechanics of rock cutting // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. - 1972. - Vol. 9. - No. 2. - P. 261-270.

4. Roxborough F.F., Liu Z.C. Theoretical considerations on pick shape in rock and coal cutting // The 6th Underground Operator's Conference. - 1995. - P. 153-158.

5. Griffith A.A. The phenomena of rupture and flow in solids // Philosophical Transactions of the Royal Society of London. - 1921. - Vol. 221. - P. 163-198.

6. Drucker D.C., Prager W. Soil mechanics and plastic analysis or limit design // Quarterly of Applied Mathematics. - 1952. - Vol. 10. - No. 2. - P. 157-165.

7. ГОСТ Р 8.736-2011. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений.

8. Alehossein H., Hood M. State-of-the-art review of rock models for disc roller cutters // The 3rd International Symposium on Mine Mechanization and Automation. - 1995. - P. 1-12.

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

УДК 621. 81

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ КЛЕММОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ

И.А. Кокорев

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: ig.kokorev52@yandex.ru

В данной статье предлагается уточненный расчет клеммовых соединений с использованием системы КОМПАС- 3D для построения геометрической модели соединения, системы ANSYS Workbench для определения местного напряженно-деформированного состояния и модели разрушения, в которой эквивалентное напряжение определяется через интенсивность амплитуд переменных напряжений и наибольшего (первого главного) постоянного напряжения цикла. Сопротивление изнашиванию от контактной коррозии оценивается по относительному проскальзыванию посадочных поверхностей. Выполнен уточненный расчет клеммовых соединений с прорезью.

Ключевые слова*: клеммовое соединение, метод конечных элементов, концентраторы напряжений, запас усталостной прочности, относительное проскальзывание, контактная коррозия, программные продукты.*

Актуальным для повышения работоспособности и надежности машин является вопрос выбора соединений типа вал-ступица с более точным учетом их конструктивных особенностей и условий работы.

Клеммовые соединения относятся к соединениям типа вал-ступица и представляют собой фрикционные соединения, в которых необходимое нормальное давление создается затяжкой винта (винтов). Такие соединения применяются для передачи вращающего момента и осевой силы между валами, и валом и ступицей различных деталей (кривошипов, тяг, установочных колец, зубчатых колес, шкивов, муфт и др.). Охватывающая деталь соединения (клемма) имеет прорезь или разъем. Размеры клеммы и охватываемой детали (вала) выполняются под посадку с зазором или натягом.

В клеммовых соединениях может происходить изнашивание от контактной коррозии (фреттинг-коррозия). При вращении вала деформации изгиба его поверхностных слоев циклически изменяются и сопровождаются микроперемещениями относительно поверхности клеммы. При переменном крутящем моменте циклическое кручение вала также сопровождается микроперемещениями посадочных поверхностей.

В основе контактной коррозии лежат физико-химические процессы, протекающие на молекулярном уровне. В зоне контакта металлов или металла с неметаллом образуются окислы, активизирующие механический износ.

В проектном расчете обычно требуется определить диаметр резьбы винта из условия прочности (неподвижности) соединения при передаче требуемой нагрузки.

Уточненный расчет соединений сводится к оценке прочности клеммы и винта (винтов) и сопротивления изнашиванию от контактной коррозии.

Современные программные продукты на основе метода конечных элементов позволяют более точно учесть геометрические (конструктивные) и нагрузочные характеристики деталей соединения.

Для уточненного расчета клеммовых соединений используем программные продукты: систему КОМПАС-3D для построения геометрической модели соединения и систему ANSYS Workbench для расчета напряженно-деформированного состояния соединения. Коэффициент усталостной прочности вала определяем с использованием модели усталостной прочности при сложном напряженном состоянии [1]:

$$S = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{ЭКВ}} \geq [S],$$

где σ_{-1} – предел выносливости при симметричном цикле изгиба; S - расчетный запас прочности; $[S] = 1{,}5\ldots2{,}5$ – допускаемые значения.

Для определения эквивалентного напряжения используем зависимость

$$\sigma_{ЭКВ} = \frac{\sigma_{ЭКВa}}{qK_dK_F} + \psi_\sigma \sigma_{ЭКВm}, \qquad (1)$$

где эквивалентное переменное напряжение

$$\sigma_{ЭКВa} = \frac{1}{\sqrt{2}}\sqrt{(\sigma_{xa}-\sigma_{ya})^2 + (\sigma_{ya}-\sigma_{za})^2 + (\sigma_{za}-\sigma_{xa})^2 + 6(\tau_{xya}^2 + \tau_{yza}^2 + \tau_{zxa}^2)}$$

– интенсивность амплитуд местных переменных напряжений; эквивалентное постоянное напряжение $\sigma_{ЭКВm}=\sigma_{1m}$ – наибольшее (первое главное) нормальное напряжение; ψ_σ - коэффициент влияния постоянных напряжений; σ_{xa}, σ_{ya}, σ_{za}, τ_{xya}, τ_{yza}, τ_{zxa} - амплитуды местных переменных напряжений в опасной точке; K_d - коэффициент, учитывающий масштабный фактор; K_F – коэффициент, учитывающий влияние состояния поверхности; q - коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений.

При нагружении соединения пульсирующим вращающим моментом напряжения в клемме изменяются по отнулевому циклу. В этом случае $\sigma_{ЭКВa}=0{,}5\sigma_e$, где σ_e – эквивалентное напряжение в клемме (von-Mises).

Условие прочности клеммы и винта при статическом действии нагрузки $\sigma_e \leq [\sigma_p]$, где $[\sigma_p]=\sigma_T$ – допускаемое напряжение материала клеммы, $[\sigma_p]=0{,}5\sigma_T$ – допускаемое напряжение при затяжке винта.

Изнашивание в клеммовом соединении оцениваем расчетом относительного проскальзывания посадочных цилиндрических поверхностей клеммы и вала.

В качестве примера выполнены расчеты клеммового соединения с двумя прорезями и винтом. Размеры соединения:

размеры вала – диаметр 22мм, длина 80мм;

размеры клеммы (ступицы): диаметр первой ступени 80мм, длина 20мм; диаметр второй ступени 60мм, длина22, отверстие под винт М8×20,горизонтальная прорезь

разметом 2×46 и глубиной 20мм, вертикальная прорезь шириной 2мм и глубиной 31мм на расстоянии 19мм от торца; диаметр отверстия под вал 22мм;

Винт М8×20 10.9 (ГОСТ11738 – 84).

Клемма устанавливается на вал с натягом N=0,016мм. Материал вала и клеммы – сталь 45,термообработка улучшение, предел текучести σ_T=540МПа, σ_B=780МПа.

Материал винта – сталь 30ХГСА. Винт затягивался силой $F_{зат}$=2400Н и $F_{зат}$=3600Н. Соединение нагружалось пульсирующим вращающим моментом с максимальным моментом T_{max}=24Нм и T_{max}=72Нм.

В ходе работы программы получено деформированное состояние соединения в целом, распределение контактных давлений и эквивалентных напряжений в деталях и относительного проскальзывания в области контакта.

На рис. 1показаны основные этапы подготовки решения задачи: 3D –модель соединения, конечно-элементная модель, заделка – фиксация на наружной цилиндрической поверхности ступицы и равенство нулю нормального перемещения на торце вала; нагрузка – вращающий момент, приложенный на грани удаленного торца вала, и сила затягивания винта. Размер конечного элемента выбирался в зависимости от шероховатости посадочных поверхностей.

На рис. 2 приведены результаты решения задачи при вращающем моменте T_{max}=24Нм: распределение эквивалентных напряжений в клемме и винте. Максимальное эквивалентное напряжение в клемме σ_e=236 МПа *и* винте σ_e=187,16 *МПа* меньше допускаемых $[\sigma_p]$.

В таблице представлены результаты расчета клеммы по модели усталостного разрушения (1): значения эквивалентного напряжения (von-Mises), интенсивности амплитуд местных переменных напряжений, наибольшего (первого главного) постоянного напряжения и коэффициента запаса усталостной прочности в опасной точке клеммы.

Таблица

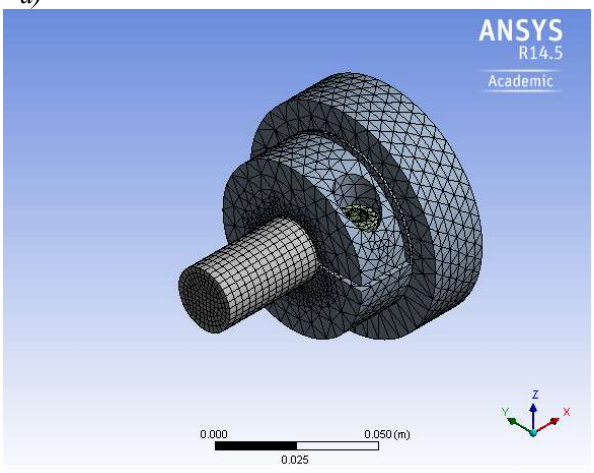
Результаты расчетов

σ_e	$\sigma_{ЭКВа}$	σ_{1m}	S
236	118	136,255	2,32

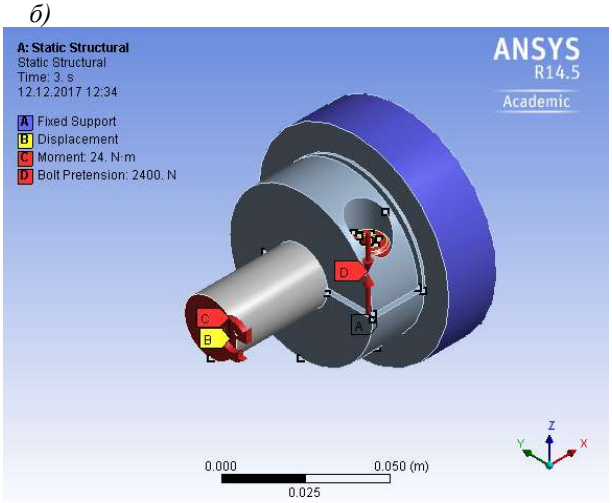
Для расчета запаса усталостной прочности клеммы использовались следующие исходные данные: K_d=0,73, K_F=0,92, ψ_σ=0,1, q=1,34, σ_{-1}=0,43σ_B [1].

Результаты расчетов при пульсирующим вращающим моменте с T_{max}=24Нм и T_{max}=72Нм (рис.3) показывают, что относительное проскальзывание посадочных поверхностей не изменяется с числом циклов. Нагружение циклическим вращающим моментом, увеличивая с числом циклов коэффициент трения между валом и клеммой, приведет к снижению или устранению изнашивания от контактной коррозии.

а)



б)



в)

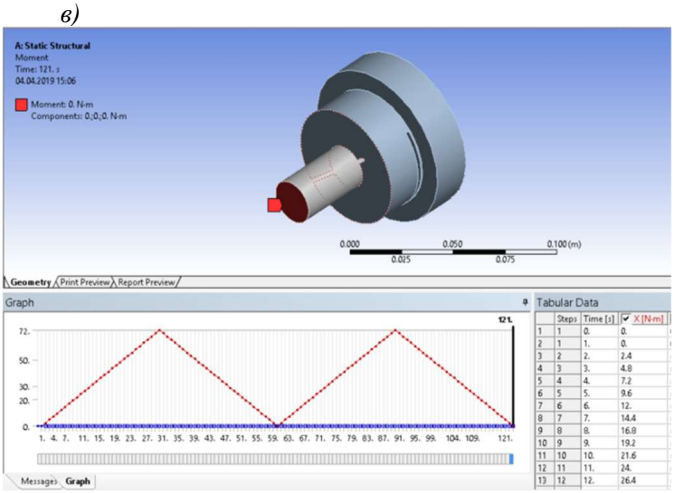
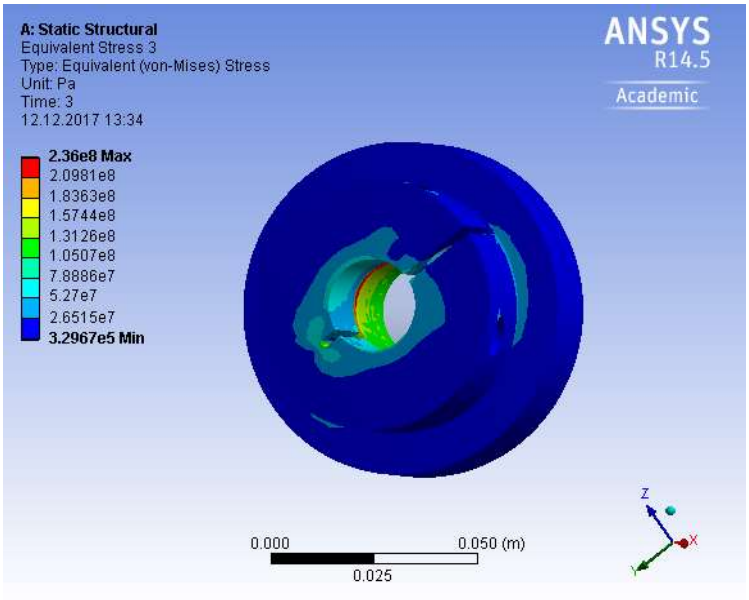


Рис.1. Основные этапы решения задачи для клеммового соединения: *а)* – конечно-элементная модель; *б)* - заделка и нагрузка; *в)* - циклический вращающий момент

а)



б)

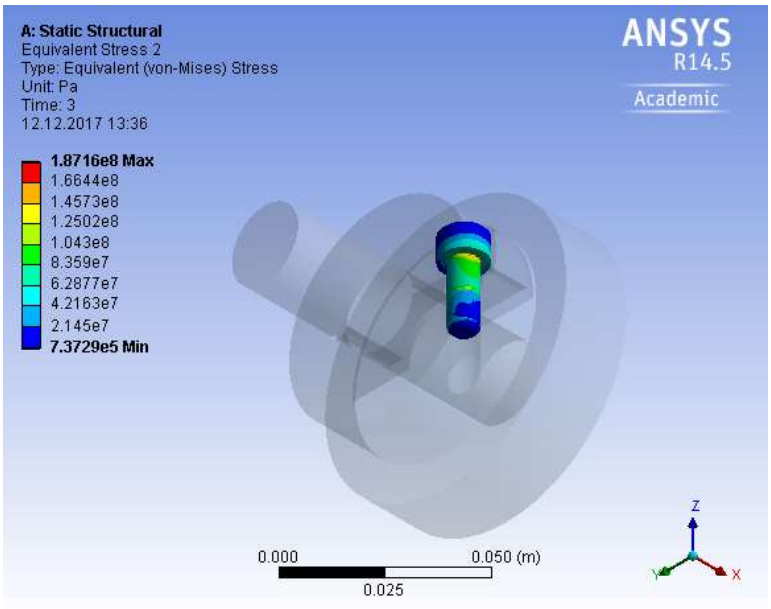
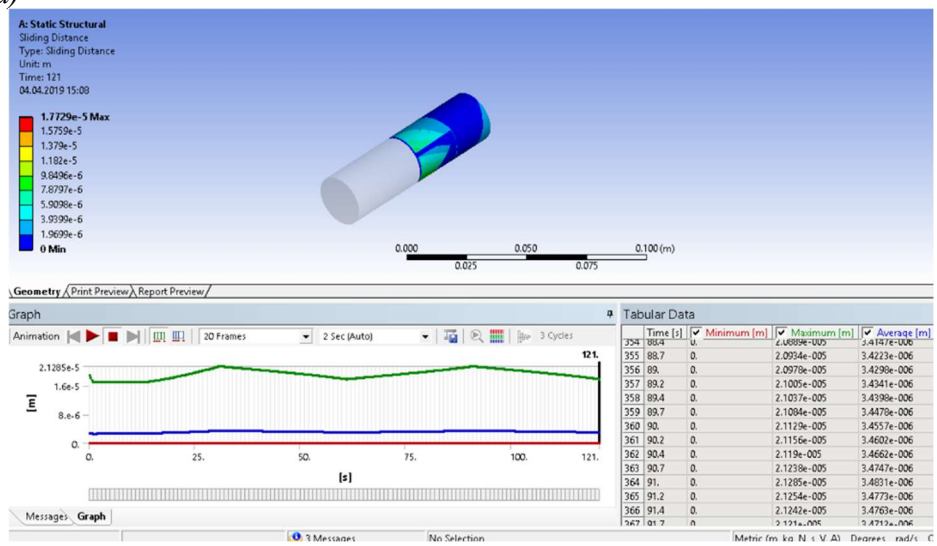


Рис. 2. Результаты решения задачи для клеммового соединения, нагруженноговращающим моментом T_{max} =24Нм: *а)* – эквивалентные напряжения в ступице;
б) – эквивалентные напряжения в винте

а)



б)

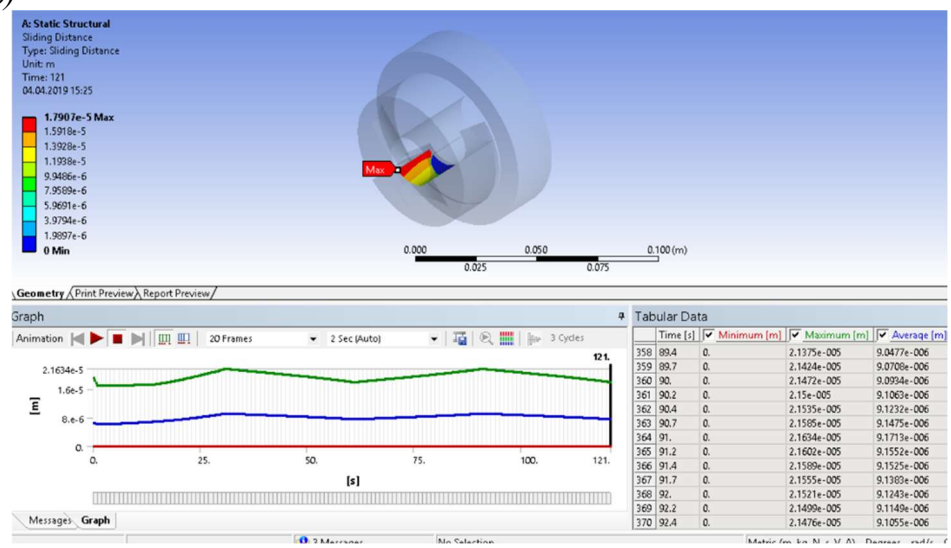


Рис.3. Относительное проскальзывание посадочной поверхности вала - *а)* и клеммы - *б)* при $F_{зат}$=2400Н и T_{max}=72Нм

Анализ результатов расчетов позволяет отметить, что расчет по модели разрушения (1), с использованием программных продуктов КОМПАС-3D и ANSYS Workbench, обеспечивает усталостную прочность клеммового соединения. Предложенная модель разрушения позволяет более точно учесть условия работы соединения, повысить достоверность расчетов и обеспечить требуемую усталостную прочность.

Расчет относительного проскальзывания посадочных поверхностей позволяет прогнозировать сопротивление изнашиванию в клеммовых соединениях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Биргер И.А.* Расчет на прочность деталей машин: Справочник / *И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич.* – М.: Машиностроение, 1993 – 640 с.

КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ И ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТУРБИННОГО МАСЛА ТП-22С ПРИ МЕХАНИЧЕСКОМ ЗАГРЯЗНЕНИИ

М.С. Игнатов

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
г. Москва, Россия

Аннотация. Исследовано влияние механических загрязнений на свойства турбинного масла ТП-22С. Показано, что диэлектрическая проницаемость масла возрастает на 9-14% при концентрации загрязнений 100 ppm. Обнаружена сильная корреляция между диэлектрической проницаемостью и коэффициентом трения. Установлено, что абразивные частицы вызывают больший износ, чем продукты износа при одинаковых значениях диэлектрической проницаемости. Результаты подтверждают возможность использования диэлектрической проницаемости для экспресс-диагностики состояния масла и прогнозирования износа узлов трения.
Ключевые слова: Трибодиагностика, турбинное масло, диэлектрическая проницаемость, механические загрязнения, коэффициент трения, экспресс-диагностика, ТП-22С.

Актуальность. Наличие механических примесей (продуктов износа, абразивных частиц) в турбинном масле является ключевым фактором, обуславливающим интенсификацию изнашивания подшипниковых узлов газоперекачивающих агрегатов. Оперативное выявление опасной концентрации таких загрязнений необходимо для прогнозирования остаточного ресурса узлов трения.

Цель работы – установление корреляционных зависимостей между диэлектрической проницаемостью и трибологическими характеристиками турбинного масла ТП-22С при загрязнении его механическими частицами для разработки метода экспресс-диагностики.

Методы и материалы. Исследования проводились на модельных пробах масла ТП-22С, загрязненных механическими примесями в концентрациях 0–100 ppm:

- Порошок стали 40Х (сферические частицы <100 мкм) – моделирует продукты износа.
- Кварцевый песок (абразивные частицы 0.1–0.3 мм) – моделирует абразивные загрязнения.

Для всех проб измерялись: диэлектрическая проницаемость (ε), коэффициент трения (f) и диаметр пятна износа (D) на четырехшариковой машине трения.

Таблица 1. Результаты измерений

Параметр	замер	0 ppm	25 ppm	50 ppm	75 ppm	100 ppm
Порошок стали 40Х						
ε	1	2,23	2,26	2,34	2,44	2,59
	2	2,23	2,28	2,31	2,46	2,51
	3	2,23	2,27	2,37	2,48	2,55
	среднее	2,23	2,27	2,34	2,46	2,55
f	Мин	0,076	0,077	0,081	0,083	0,091
	Макс	0,082	0,083	0,098	0,121	0,134
	среднее	0,079	0,080	0,090	0,102	0,113
D	Шар 1	623	599	613	792	846
	Шар 2	573	618	767	744	626
	Шар 3	711	732	723	608	841
	Среднее	636	650	701	715	771
Кварцевый песок						
ε	1	2,23	2,25	2,33	2,37	2,43
	2	2,23	2,29	2,31	2,36	2,41
	3	2,23	2,27	2,35	2,38	2,42
	среднее	2,23	2,27	2,33	2,37	2,42
f	Мин	0,076	0,078	0,082	0,083	0,094
	Макс	0,082	0,094	0,098	0,112	0,124
	среднее	0,079	0,086	0,090	0,098	0,109
D	Шар 1	623	698	725	755	798
	Шар 2	573	707	740	743	795
	Шар 3	711	716	731	764	792
	Среднее	636	707	732	754	795

Ключевые результаты:

1. Выявлен статистически значимый рост диэлектрической проницаемости при увеличении концентрации обоих типов механических загрязнителей. При

концентрации 100 ppm прирост ε составил 14% для порошка стали и 9% для кварцевого песка.

2. Установлена сильная положительная корреляция между ε и коэффициентом трения. Для механических загрязнителей зависимость носит линейный характер с высоким коэффициентом детерминации. Рост концентрации загрязнений до 100 ppm приводит к увеличению коэффициента трения на 38-43%**.**
3. Обнаружено принципиальное различие в влиянии на износ**.** При одинаковом значении диэлектрической проницаемости кварцевый песок вызывает значительно больший диаметр пятна износа (прирост до 25% при 100 ppm), чем порошок стали (прирост 21%). Это доказывает, что, хотя ε является интегральным показателем наличия загрязнения, величина износа дополнительно зависит от абразивных свойств частиц.
4. Диэлектрическая проницаемость является чувствительным индикатором загрязнения турбинного масла ТП-22С механическими частицами и связана с ухудшением его антифрикционных свойств.
5. Измерение ε может быть использовано как основа для экспресс-метода оперативного контроля состояния масла и прогнозирования роста механических потерь в узлах трения.

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ЦИКЛА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ПРОИЗВОДСТВО АММИАКА)

Н.Д. Иванов

Аспирант кафедры «Технологические машины и оборудование»
ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфимский государственный нефтяной технический университет
Уфа, Российская Федерация
niksonufa@yandex.ru

Аннотация. Оптимизация межремонтного цикла (МРЦ) технологического оборудования является актуальной задачей для повышения эффективности и надежности производственных систем. Цель исследования - разработка методики оптимизации МРЦ на основе комплексного учета технико-экономических факторов и прогнозирования остаточного ресурса оборудования. Материалы и методы: Использовались данные по отказам и ремонтам оборудования, методы статистического анализа надежности, имитационного моделирования, оптимизации профилактического обслуживания.

Ключевые слова: межремонтный цикл, оптимизация, технологическое оборудование, техническое обслуживание и ремонт, надежность, ремонтная политика

Введение

Бесперебойная работа оборудования в производстве аммиака имеет ключевое значение для эффективности и безопасности химических предприятий. Аммиачные агрегаты (например, установки синтеза аммиака, компрессоры, реакторы) работают в

непрерывном режиме 24/7, и вынужденные простои ведут к значительным экономическим потерям и рискам аварий. По оценкам специалистов, из-за низкой надежности оборудования отрасль минеральных удобрений теряет в среднем порядка 15% годовой производственной мощности. Эта проблема усугубляется износом основных фондов и значительными затратами на ремонты, не всегда приводящими к повышению фактической надежности оборудования.

Текущее состояние технического обслуживания и ремонта технологического оборудования в аммиачном производстве. Традиционно в нефтехимической и химической промышленности применялись планово-предупредительные стратегии ремонта с регламентированными сроками остановок, зачастую раз в год [2]. Для крупных агрегатов производства аммиака типичным долгое время был годичный межремонтный цикл, предусматривающий ежегодную остановку на капитальный ремонт продолжительностью порядка 20–30 дней [10]. Так, штатный регламент обслуживания турбокомпрессоров синтез-газа в старых агрегатах аммиака изначально предусматривал периодичность в 1 год. Однако многие установленные еще в 1970-х годах агрегаты давно выработали ресурс, и поддержание их работоспособности при ежегодных остановках становится все более сложной и дорогостоящей задачей [9]. С другой стороны, ведущие мировые и европейские производители азотных удобрений перешли на более длительные двухгодичные циклы между капитальными ремонтами, повышая коэффициент использования оборудования. В России в последние годы также реализуются подобные меры: например, на Кемеровском АО «Азот» внедрен плановый ремонтный цикл по схеме 28-8 (28 дней капитальный ремонт в один год и 8 дней – в следующий), что фактически соответствует двухгодичному циклу [6]. Переход на двухгодичный межремонтный пробег позволил этому предприятию дополнительно выпустить до 50–60 тыс. тонн аммиака и 25–35 тыс. тонн карбамида в течение двух лет, сократив число остановок.

При этом отмечается, что необоснованное удлинение пробега без обеспечения надежности может привести к внеплановым аварийным остановкам, чьи потери превысят достигнутый экономический эффект. Еще одним сдерживающим фактором являются нормативные требования: федеральные нормы промышленной безопасности регламентируют предельные сроки между диагностическими обследованиями, экспертизами оборудования и т.п. Например, в нефтегазопереработке обсуждается переход от традиционного двухлетнего к четырехлетнему межремонтному циклу, но для этого требуются изменения нормативов и тщательное обоснование надежности.

Отдельно следует отметить, что без модернизации некоторых узлов старое оборудование не всегда способно выдерживать увеличенные пробеги. Например, опыт эксплуатации турбокомпрессоров синтез-газа показал, что штатные опорные подшипники, уплотнения и муфты не обеспечивают надежную работу даже в течение 1 года при повышенных нагрузках, не говоря о требуемых 2 годах. На ряде агрегатов, модернизированных для повышения производительности (с 1360 до 1800 т аммиака в сутки), узлы корпуса низкого давления стали ограничивающим фактором – вибрации ротора возросли, и фактически безопасный пробег сократился до менее года без замены критических узлов.

Подходы к оптимизации межремонтного цикла. Основная идея оптимизации межремонтного периода – перейти от календарно-регламентных ремонтов к техническому обслуживанию по состоянию и прогнозу. Современные подходы включают следующие направления:

1) Непрерывный мониторинг и диагностика состояния оборудования. Развитие средств технической диагностики позволяет осуществлять постоянный контроль ключевых параметров работы агрегатов (вибрации, температуру, давление, химический состав среды и др.). На компрессорах и турбинах широко применяется вибрационный мониторинг: своевременное выявление дефектных узлов и деталей достигается методами вибродиагностики согласно отраслевым регламентам. Например, РД 09-244-98 регламентирует периодическое виброобследование компрессоров, что дает возможность обнаружить зарождающиеся дефекты подшипников или роторов без разборки оборудования. Также применяются методы неразрушающего контроля (НК): ультразвуковой, акустико-эмиссионный, магнитный контроль и др., для оценки состояния трубопроводов, аппаратов, сварных соединений в межремонтный период. Автоматизированные системы мониторинга могут в реальном времени сигнализировать о выходе параметров за допустимые пределы, позволяя планировать внеочередное обслуживание конкретного узла до того, как отказ приведет к аварийному простою.

2) Прогнозирование отказов и предиктивное обслуживание. Предиктивное (прогнозное) техническое обслуживание основано на анализе трендов деградации оборудования и прогнозе момента отказа с помощью математических моделей и искусственного интеллекта [8]. В отличие от традиционной диагностики (которая выявляет уже произошедшие неисправности), системы прогнозирования нацелены на предсказание будущего состояния и оставшегося ресурса оборудования. Для этого собираются исторические данные о режимах работы и отказах, на их основе обучаются алгоритмы машинного обучения либо строятся статистические модели надежности (например, модели на базе законов распределения отказов). В современных условиях все шире используются технологии Big Data, IoT и Machine Learning, позволяющие обрабатывать большие объемы данных с датчиков и выявлять скрытые закономерности поломок. Предиктивная аналитика интегрируется с системами управления активами (EAM/CMMS) предприятий, что позволяет заранее планировать ремонтные воздействия именно тогда, когда это необходимо, избегая как излишне частого обслуживания исправного оборудования, так и внезапных отказов. Согласно данным внедрений, переход к обслуживанию по прогнозу позволяет сократить число отказов на ~30–35%, расходы на ТОиР – на 10–20%, а объем выпуска продукции увеличить на 10–15%. Кроме того, снижается доля внеплановых ремонтов (реактивного обслуживания) на 10–40%, и длительность простоев оборудования сокращается на 30–50%.

3) Применение цифровых технологий и моделей. Одним из перспективных инструментов является цифровой двойник технологического оборудования [5]. Цифровой двойник – это виртуальная модель конкретного физического объекта, связанная с ним на протяжении всего жизненного цикла и обновляемая на основе данных, получаемых от реального объекта. В контексте обслуживания цифровой двойник позволяет имитировать работу оборудования в различных режимах, выявлять «узкие места» и прогнозировать развитие отказов при тех или иных сценариях эксплуатации. Например, на КАО «Азот» создан цифровой двойник

установки аммиака, который используется для анализа вариантов модернизации и оптимизации режимов работы агрегатов. В целом цифровые модели оборудования, обеспеченные актуальными данными с датчиков, позволяют точнее определять идеальные интервалы обслуживания и замены компонентов, что предотвращает как преждевременные ремонты, так и поломки из-за запоздалого вмешательства. Дополнительно цифровые двойники могут быть инструментом обучения персонала и отработки действий при различных нештатных ситуациях без риска для реального производства.

4) Моделирование надежности и оптимизация стратегии ремонта. Инженерно-экономические расчеты и имитационные модели помогают определить оптимальную периодичность ремонтов. Используя методы теории надежности (например, анализ видов и последствий отказов по ГОСТ 27.310-95 [4] или расчет вероятности безотказной работы по экспериментальным данным согласно РД 50-690-90), можно обосновать продление или сокращение межремонтных интервалов для каждого типа оборудования [3].

Типичным критически важным оборудованием в производстве аммиака является компрессор (например, многоступенчатый турбокомпрессор синтез-газа). От надежной работы компрессора зависит непрерывность всего технологического процесса, при этом резервного агрегата зачастую не предусмотрено (компрессор работает «на отказ»). Рассмотрим обобщенный пример проблем и решений на этом объекте. Большинство агрегатов аммиака в России были построены несколько десятилетий назад, и их компрессоры спроектированы под старые регламенты (с ежегодной остановкой). При повышении мощности установок с, скажем, 1360 до 1800 т/сутки аммиака, компрессоры испытывают возросшие нагрузки, ведущие к увеличению вибраций ротора и снижению запаса прочности узлов. Эксплуатационные данные показали, что стандартные конструктивные элементы компрессора – подпятники, плавающие и лабиринтные уплотнения, зубчатые муфты – не обеспечивают двухгодичный межремонтный пробег; более того, при повышенной производительности их ресурса не хватает даже на один год работы без аварий. Основные причины – старение материалов, усталость металла ротора, недостаточная несущая способность подшипников и демпфирование вибраций, а также рост газодинамических сил в проточной части компрессора при повышенном расходе газа.

Для решения этой проблемы был реализован комплекс мер модернизации и мониторинга: заменены узлы, не отвечающие современным требованиям надежности (усовершенствованы опорно-упорные подшипники с дополнительным демпфированием, внедрены новые высокоэффективные уплотнения, усилены соединительные муфты). Дополнительно установлена система вибромониторинга, позволяющая отслеживать появление нежелательных резонансных явлений. Модернизированный компрессор прошел испытания на продленный пробег: подтвержден ресурс работы без остановки не менее 2 лет при нагрузке ~1600 т/сут аммиака [1].

Следует отметить, что похожие подходы применяются и к другим узлам аммиачных производств. Например, для реакторов синтеза аммиака важна своевременная диагностика состояния катализатора и внутреннего корпуса: внедряются системы мониторинга температурных полей и износа катализационных решеток, что позволяет прогнозно планировать замену катализатора чуть раньше

истечения его ресурса, во время удобного остановочного периода. Для крупных насосов циркуляции аммиака используется контроль вибрации и производительности, предотвращающий их поломку. Даже объекты инфраструктуры – изотермические хранилища аммиака – сегодня проектируются с расчетом на увеличенные межремонтные сроки: благодаря современным технологиям антикоррозионной защиты и мониторинга состояние резервуаров может проверяться реже, и капитальные ремонты емкостей проводятся раз в несколько десятилетий вместо каждых 8–10 лет.

Технико-экономическая эффективность оптимизации. Главный источник выгоды – увеличение коэффициента использования оборудования, то есть большее количество календарного времени агрегаты работают на выпуск продукции. Как было отмечено, переход на двухгодичные циклы ремонтов на аммиачном производстве позволил увеличить выпуск аммиака на ~6% в год. В стоимостном выражении для крупнотоннажного агрегата (мощностью ~1 млн т/год) это означает сотни миллионов рублей дополнительной товарной продукции ежегодно. При этом сокращается количество ремонтных операций и связанных простоев, что экономит прямые издержки на проведение ремонтов (оплата труда ремонтного персонала, материалы, энергоресурсы на пуск/остановку) – в примере Кемеровского «Азота» экономия составила порядка 10 млн руб. за двухлетний цикл.

Однако ключевой фактор – предотвращение аварий и внеплановых остановок, которые несут наибольшие потери. Внедрение средств ранней диагностики и прогнозирования надежности позволяет избежать катастрофических отказов оборудования, чреватых многомесячными простоями. Например, применение предиктивной аналитики на предприятиях нефтегазохимии позволило снизить число поломок на 30–35% и сократить непроизводительное время простоя на 30–50%. Дополнительно, выросла энергоэффективность процессов за счет более оптимальной работы оборудования (отсутствие режимов «разгона/остановки» снижает потери сырья и энергии). В совокупности эффект от современных методов ТОиР выражается не только в росте выручки, но и в сокращении удельных операционных затрат, повышении рентабельности производства.

С точки зрения капитальных затрат, переход к мониторингу и прогнозному обслуживанию требует инвестиций (закупка датчиков, программных комплексов, обучение персонала). Тем не менее, многочисленные кейсы демонстрируют высокую окупаемость таких проектов. Вложения в системы диагностики окупаются в течение 1–3 лет за счет предотвращенных простоев и аварий [7]. Кроме того, оптимизация ТОиР имеет косвенный экономический эффект: продление срока службы дорогостоящих аппаратов (за счет предотвращения аварийного износа), уменьшение запасов резервных частей, а также повышение безопасности производства.

Заключение

В статье рассмотрены актуальные аспекты оптимизации межремонтного цикла технологического оборудования на примере аммиачных производств. Непрерывная (безаварийная) работа ключевых агрегатов – компрессоров, реакторов, теплообменников – чрезвычайно важна для достижений плановых показателей выпуска аммиака и снижений себестоимости продукции. Анализ текущего состояния показал, что традиционная система ТОиР с жестко заданными интервалами ремонтов постепенно уступает место гибким стратегиям, учитывающим фактическое состояние

оборудования и прогноз развития его ресурсов. Оптимизация межремонтного периода достигается сочетанием технических и организационных мер: модернизацией узлов, внедрением систем мониторинга, применением методов предиктивной аналитики и цифровых моделей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Билык Я.И., Кухарев И.Е., Марцинковский В.С. Модернизация турбокомпрессора синтез-газа производства аммиака // Химическая техника. – 2016. – №12. – С. 34–41.

2. ГОСТ 18322-2016. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2017.

3. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2016.

4. ГОСТ 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996.

5. Жиляков С.А., Карасев Е.М., Левочкин С.Б., Плешивцева Т.А. Ранняя диагностика и прогнозирование надежности промышленного оборудования на основе «цифрового двойника» // Neftegaz.RU (Цифровизация). – 2021.

6. Ситников Е.В., Плакатин П.А., Верещагин К.В. Методический подход внедрения двухгодичных циклов планового ремонта крупнотоннажных химических и нефтехимических производств // Успехи в химии и химической технологии. – 2015. – Т.29, №8. – С. 59–62.

7. Федосеев Е.В. Технико-экономические аспекты эксплуатационной надежности, ТОиР оборудования предприятий по производству минеральных удобрений: дис. канд. техн. наук. – М.: РХТУ им. Менделеева, 2017

8. Хамамех И. Прогнозирование времени отказа оборудования технологического процесса с помощью искусственной нейронной сети // Современная электроника. – 2022. – №5(215). – С. 56–61

9. Шубин В.С., Рюмин Ю.А. Надежность оборудования химических и нефтеперерабатывающих производств. – М.: КолосС, 2006. – 359 с.

10. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования: Справочник. – М.: НЦ ЭНАС, 2006. – 360 с.

УДК 66.069

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОКОНУСНЫХ ФОРСУНОК ДЛЯ ОРОШЕНИЯ НАСАДОЧНЫХ КОЛОННЫХ АППАРАТОВ

С.В. Иваняков, Д.А. Крючков

Самарский государственный технический университет
Самара, Российская Федерация
E-mail: ivanyakov.serge@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается возможность замены двухуровневого желобчатого оросителя насадочного колонного аппарата на систему из четырех двухконусных форсунки, с целью увеличения равномерности распределения жидкости по сечению колонны.
Ключевые слова: форсунки многоконусные, орошение, аппарат колонный, насадка

Эффективности работы ректификационных колонных аппаратов, оснащенных насадочными контактными устройствами, в значительной мере зависит от равномерности распределения жидкости по сечению аппарата. Одним из способов оценки качества распределения является расчет коэффициента распределения [1], по формуле

$$\chi = \sqrt{\frac{1}{S}\sum S_m \left(\frac{\Delta U_m}{U}\right)^2},$$

где S – площадь сечения аппарата, м^3;
Sm – площадь отдельной секции аппарата, м^3;
U – средняя плотность орошения, м/с;
ΔUm – отклонение от средней плотности орошения в m секции, м/с.

В соответствии с таким способом оценки эффективности распределения жидкости в колонном аппарате диаметром 3,8 метра, оснащенного двухуровневым желобчатым оросителем с прямоугольной сеткой орошения 250х60мм (67 точек орошения на квадратный метр) предназначенного для распределения жидкости с плотностью 776 кг/м^3 в количестве 39,4 м^3/час, коэффициент неравномерности равен 1,49. Кроме этого, нижерасположенный слой насадки высотой около 400 мм, будет работать с низкой эффективностью, исполняя роль слоя разравнивания [2].

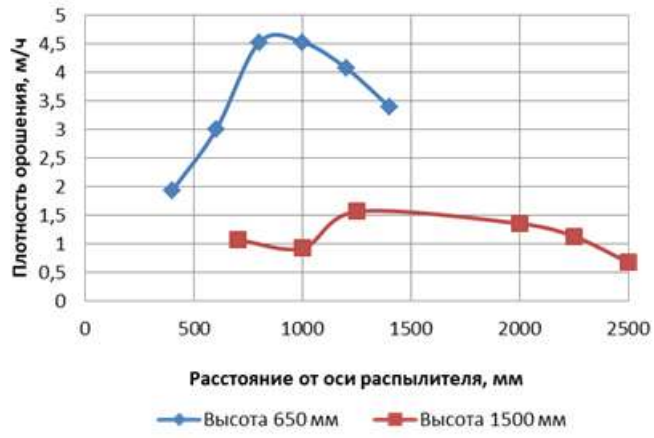


Рисунок 1 - Зависимостью плотности орошения от высоты расположения распылителя над поверхностью и расстояния от оси распылителя

Для повышения качества распределения жидкости по сечению колонны и уменьшению высоты слоя разравнивания предлагается переход от желобчатого оросителя к системе из многоконусных форсунок [3].

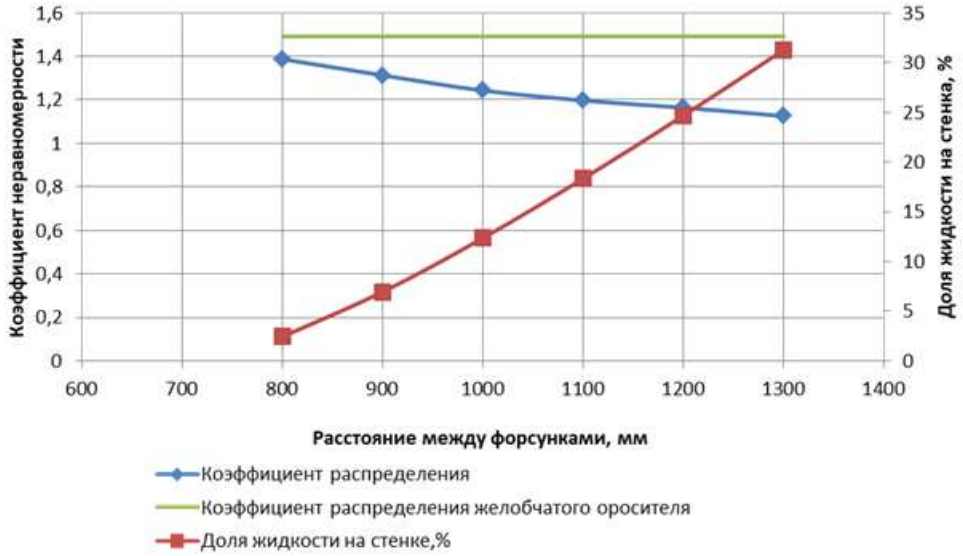


Рисунок 2 - Зависимостью коэффициент распределения и доли жидкости, попадающей на стенку колонны от расстояния между форсунками

Для аппаратов больших размеров, независимо от формы их сечения, возможно несколько способов расположения распылителей [4]. Одним из них является расположение по углам квадратной сетки.

В качестве оросительных устройств были использованы четыре распылителя с двумя конусами (табл.1), рассчитанных на производительности 9,85 м3/час.

Таблица 1 – Параметры многоконусного распылителя

№	Параметр	для нижнего конуса	для верхнего конуса
1	Внешний диаметр конуса	0,071м	0,116м
2	Радиус заборной части	0,055м	0,035м
3	Угол наклона	37^0	0^0

Экспериментальные исследования работы двухконусной форсунки позволили получить зависимостью плотность орошения от высоты расположения распылителя над поверхностью и расстояния от оси распылителя (рис.1). Анализ полученных данных позволил сделать вывод, что при расходе 9,85 м3/час разработанное устройство позволяет получить кольцевую зону сплошного орошения (внешний радиус – 1400 мм, внутренний – 400 мм) со средней плотностью орошения 3,5 м/ч при установке распылителя на высоте 0,65 м.

Варьируя расстояние между распылителями в диапазоне от 800 до 1300 мм, была получена зависимость для коэффициента распределения (рис.2.), в соответствии с которой в этом диапазоне увеличение расстояния между форсунками позволяет значительно уменьшить неравномерность орошения, однако при этом значительно растет доля жидкости попадающей на стенки аппарата и, в значительной мере, выключается из процесса массообмена.

В результате анализа полученных результатов было решено расположить форсунки на расстоянии 1000 мм друг от друга, при этом коэффициент распределения уменьшается на 17%, слой разравнивания до 100 мм, а доля жидкости, попавшей на стенки аппарата, не превышает 12%. Получившееся распределение жидкости по сечению колонны приведено на рисунке 3.

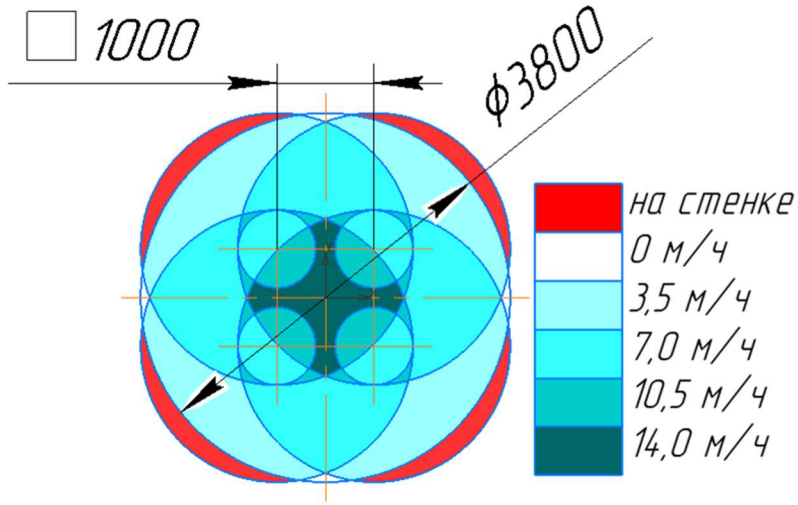


Рисунок 3 – Распределение жидкости по сечению колонны при расстоянии между форсунками 1000 мм.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рамм, В. М. Абсорбция газов / В. М. Рамм. - Москва : Химия, 1966. - 760 с.

2. Лаптев, А.Г. Проектирование и модернизация аппаратов разделения в нефте- и газопереработке / А.Г. Лаптев, Н.Г. Минеев, П.А. Мальковский. — Казань: «Печатный двор», 2002 – 220 с.

3. Головачевский, Ю. А. Оросители и форсунки скрубберов химической промышленности : / Ю. А. Головачевский. - 2-е изд. , перераб. и доп. – М.:Машиностроение, 1974 – 271 с.

4. Пажи, Д.Г., Основы техники распыливания жидкостей / Д.Г. Пажи, В.С. Галустов - М.: Химия, 1984. — 256 с.

УДК 621.646

РАЗРАБОТКА ОСЕВОГО РЕГУЛИРУЮЩЕГО КЛАПАНА С ВНЕШНИМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ЗАПИРАЮЩЕГО ОРГАНА

А.Е. Лебедев[1], И.С. Гуданов[2], А.А. Ватагин[3], Д.В. Антанович[4]

1 - Д.т.н., доцент, профессор кафедры «Технологические машины и оборудование»,
2 - К.т.н., доцент, заведующий кафедры «Технологические машины и оборудование»,
3 - К.т.н., доцент кафедры «Технологические машины и оборудование»,
4- Студент кафедры «Технологические машины и оборудование»

Ярославский государственный технический университет
г. Ярославль, Россия
E-mail: lae4444@mail.ru, goudanov@yandex.ru, vatagerr@bk.ru, antanovich.dmitriy@mail.ru

Аннотация. В статье представлена разработка осевого регулирующего клапана с внешним расположением запирающего органа. Представлено оригинальное техническое представление клапана. Конструкционные улучшения, представленные перфорированным полым цилиндром и цилиндроконической обечайкой, обеспечивают снижение нагрузки на механизмы, уменьшение потерь и повышение точности регулирования, открывая перспективы промышленного применения.

Ключевые слова: трубопроводная арматура, регулирующие клапаны, конструкции клапанов, внешний запирающий орган, гидравлика, технологические процессы, промышленное применение.

DEVELOPMENT OF AN AXIAL CONTROL VALVE WITH EXTERNALLY LOCATED SHUT-OFF ELEMENT

A.E. Lebedev[1], I.S. Gudanov[2], A.A. Vatagin[3], D.V. Antanovich[4]

1 - Doctor of engineering sciences, associate professor at the Department of «Technological Machines and Equipment»,
2 - Candidate of engineering sciences, Head of the Department of «Technological Machines and Equipment»
3 - Candidate of engineering sciences, associate professor at the Department of « Technological Machines and Equipment»,
4- Student of Department of «Technological Machines and Equipment»

Yaroslavl State Technical University
Yaroslavl, Russia
E-mail: lae4444@mail.ru, goudanov@yandex.ru, vatagerr@bk.ru, antanovich.dmitriy@mail.ru

Abstract. The article presents the development of an axial control valve with an externally located closing member. An original technical representation of the valve is provided. Structural improvements, represented by a perforated hollow cylinder and a

cylindrical-conical casing, ensure reduced load on mechanisms, minimized losses, and enhanced regulation accuracy, opening up prospects for industrial application.

Keywords: pipeline fittings, control valves, valve constructions, external closure organ, hydraulics, technological processes, industrial applications.

Прямоточный регулирующий клапан является сложным инженерным устройством, реализующим функцию регулирования потока рабочей среды в трубопроводных магистралях. Конструкция клапана состоит из совокупности функциональных элементов, каждый из которых вносит вклад в обеспечение требуемых параметров потока (расхода, давления, направления) [1,2].

Разработана новая конструкция регулирующего клапана с внешним расположением запирающего органа, которая представлена на рисунке 1 [3].

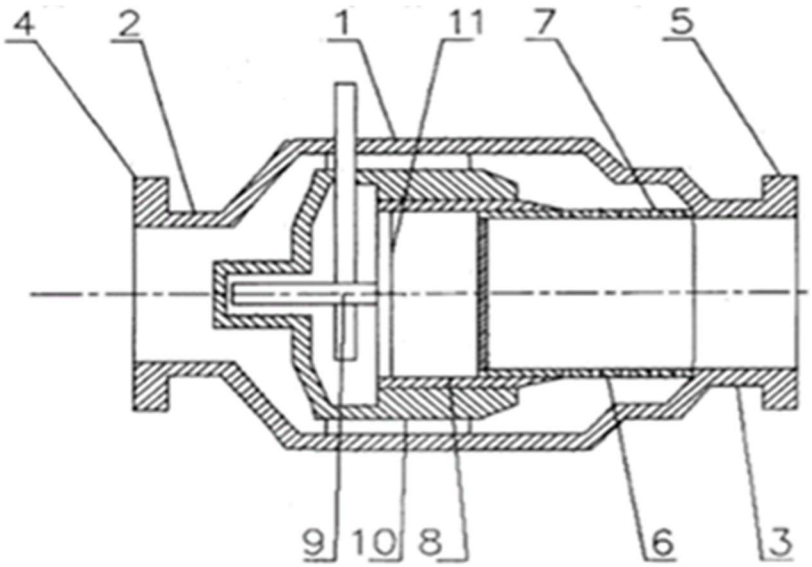


Рис. 1. Схема прямоточного регулирующего клапана:
1-внешний корпус; 2-входной патрубок; 3-выходной патрубок; 4,5-фланец;
6-перфорированный полый цилиндр; 7-отверстия; 8-цилиндроконическая обечайка;
9-реечный механизм; 10 -внутренний корпус; 11-радиальные перегородки

Прямоточный регулирующий клапан работает следующим образом.

В полностью открытом положении (крайнее левое положение обечайки 8, при котором открыты все отверстия 7 в перфорированном полом цилиндре 6) жидкость поступает во внутренний объем внешнего корпуса 1 через входной патрубок 2. Далее поток проходит вдоль клапана, обтекая внутренний корпус 10, и направляется к отверстиям 7 перфорированного полого цилиндра 6. Проходя через них, жидкость попадает в выходной патрубок 3.

Процесс регулирования в данном клапане осуществляется путем перекрытия отверстий 7 перфорированного цилиндра 6 поступательно движущейся обечайкой 8, внутренняя поверхность которой взаимодействует с внешней поверхностью перфорированного полого цилиндра 6 и при перемещении открывает (движение влево) или закрывает (движение вправо) отверстия 7.

Закрытие всех отверстий 7 обечайкой 8 соответствует полностью закрытому клапану (крайнему правому положению обечайки 8).

Промежуточные положения обечайки 8 соответствуют частичному перекрытию отверстий 7 (часть отверстий открыта, часть закрыта обечайкой).

С целью снижения турбулентности и образования застойных зон во внутреннем объеме клапана запирающее устройство выполнено в виде цилиндроконической обечайки, коническая часть которой установлена со стороны выходного патрубка, а перфорированный цилиндр выполнен закрытым с одного торца. Кроме того, такое конструктивное исполнение запирающего устройства позволяет существенно уменьшить гидродинамическое сопротивление его перемещению и понизить нагрузки в приводе [4-6].

Благодаря тому, что перфорированный цилиндр выполнен закрытым с одного торца, полость внутреннего корпуса 10 остается герметичной. С целью снижения массы обечайки и облегчения ее перемещения (свободному перетеканию воздуха в полости внутреннего корпуса) в зоне ее цилиндрической части размещены радиальные перегородки, соединенные с реечным механизмом [4-6].

Было проведено теоретическое исследование, в ходе которого было выяснено, что для прямоточного регулирующего клапана с запирающим устройством в виде цилиндроконической обечайки, пропускная характеристика будет иметь нелинейный характер. Это связано с тем, что при изменении положения обечайки изменяется площадь проходного сечения клапана, что, в свою очередь, влияет на расход среды через клапан. Подробнее пропускная характеристика клапана представлена на рисунке 2.

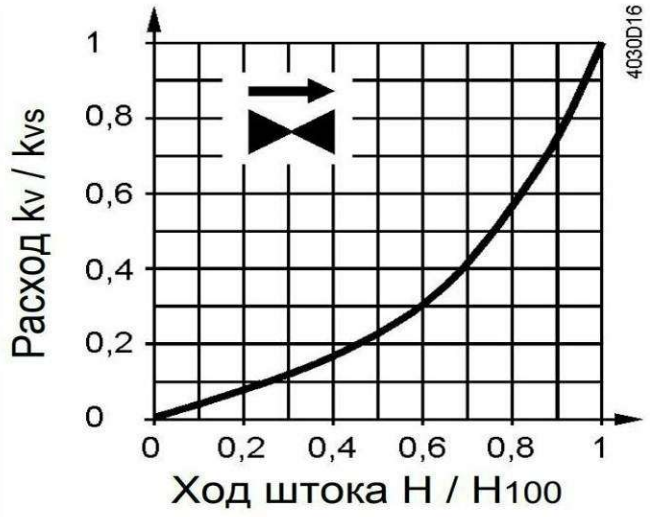


Рис. 2. Пропускная характеристика клапана

В результате проведённое исследование позволило создать эффективную конструкцию осевого регулирующего клапана, обладающую преимуществами перед традиционными решениями и имеющую значительный потенциал для внедрения в промышленную практику.

В сравнении с традиционным типом прямоточных клапанов, разработанная конструкция имеет ряд существенных преимуществ:

- Снижение нагрузок на механизмы привода благодаря особой конструкции запирающего устройства в виде цилиндроконической обечайки. Это существенно увеличивает срок службы оборудования;

- Минимизация потерь при работе клапана за счет продуманной конструкции с перфорированным полым цилиндром и цилиндроконической обечайкой;

- Повышенная точность регулирования потока рабочей среды, что критично для технологических процессов;

- Снижение турбулентности потока благодаря специальной форме запирающего устройства, что уменьшает образование застойных зон внутри клапана;

- Уменьшение гидродинамического сопротивления при перемещении запирающего элемента, что облегчает работу привода;

- Герметичность конструкции обеспечивается закрытым исполнением перфорированного цилиндра с одного торца, что предотвращает утечки рабочей среды;

- Оптимизация массы движущихся частей за счет использования радиальных перегородок в зоне цилиндрической части обечайки, что способствует более легкому перемещению элементов;

- Нелинейная пропускная характеристика позволяет более гибко управлять потоком среды при изменении положения запирающего элемента.

Все эти преимущества в совокупности делают новую конструкцию клапана более эффективной и перспективной для промышленного применения по сравнению с традиционными решениями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12893—2005. Клапаны, регулирующие односедельные, двухседельные и клеточные. Общие технические условия. РМ4-163-77. Расчёт и применение регулирующих органов в системах автоматизации технологических процессов. Руководящий материал.

2. Солопов, С. А. К вопросу проектирования регулирующих клапанов / С. А. Солопов, А. М. Мельцер, А. Б. Капранова // Инженерный вестник Дона. — 2015. — № 2. — Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/k-voprosu-o-proektirovanii-reguliruyuschih-klapanov/viewer

3. Лебедев, А. Е. Регулирующий клапан: патент РФ 2681871, МПК F16K47/04 / А. Е. Лебедев, А. Б. Капранова, А. М. Мельцер [и др.]; патентообладатель: Ярославский государственный технический университет. — Опубликовано 13 марта 2019 г.

4. Ватагин А.А. Моделирование течения жидкости в регулирующем мембранном клапане с наклонными патрубками / А.Е. Лебедев, А.А. Ватагин, Д.С. Долгин, И.С. Гуданов, А.И. Холодкова // Научно-технический вестник Поволжья. - 2025. - №5. - С. 55-59

5. Лебедев А.Е. Моделирование процесса формирования кавитационных пузырей в осевых клапанах // А.Е. Лебедев, А.А. Ватагин, И.С. Гуданов, Д.С. Долгин, И.П. Королев // Инженерный вестник Дона. - 2025. - № 5; URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2025/10077.

6. Лебедев А.Е. Разработка осевого регулирующего клапана с поворотным запорным органом / А.Е. Лебедев, А.Б. Капранова, А.А. Ватагин, И.С. Гуданов, Д.С. Долгин // Научно - технический вестник Поволжья. - 2023 - №12. - С. 80 - 83.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ МЕТОДЫ И ПУТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ТРУДНОДОСТУПНЫХ УЧАСТКОВ ШЛЕМОВОГО ТРУБОПРОВОДА КОЛОННОГО АППАРАТА

Д.Д. Басенок[1], С.А. Абрамов[2]

1 - ОГМ ЗПКТ, ООО «Газпром переработка», инженер-механик I категории,
2 - ЛТН ЗПКТ, ООО «Газпром переработка», начальник лаборатории надзора за ТС и ЭО

г. Новый Уренгой, Россия
e-mail: basenok469007@mail.ru

Аннотация. В статье представлена актуальная проблема комплексного исследования состояния участков шлемового трубопровода колонного аппарата, заключающаяся в сложности организации эффективных методов неразрушающего контроля (далее – НК), способных осуществить анализ состояния удаленных участков с наименьшим риском травматизации персонала. Целью работы является определение наиболее оптимальных методов и путей осуществления НК с учетом проблематики исследуемого объекта. В процессе изучения проблемы применялись методы комплексного исследования эффективности различных методов НК, применимых к анализу напряженно-деформированного состояния (далее – НДС) шлемового трубопровода, ситуационное моделирование наиболее эффективного метода в программе САПР Компас-3D, прототипирование аппарата на базе беспилотного летательного аппарата (далее – БПЛА) с встроенным прибором ультразвуковой толщинометрии, а также исследование НДС с применением метода конечных элементов (далее – МКЭ) сетки в АРМ FEM САПР Компас-3D с целью обнаружение наиболее нагруженных участков исследуемого трубопровода. Построение матрицы на основе анализа эффективности, а также ситуационное моделирование проведения НК позволило наглядно продемонстрировать возможности прототипа на базе БПЛА с УЗТ, указать сильные и слабые стороны в применении на опасном производственном объекте. По результатам проведенного анализа альтернативных методов наиболее эффективным был определен гибридный метод с применением ультразвуковой толщинометрии с БПЛА и МКЭ сетки, внедрение которого на предприятиях по переработке нефти и газа позволит повысить безопасность за счет проведения высокоточного планового комплексного анализа удаленных наиболее нагруженных участков как шлемового трубопровода, так и трубопроводов питания колонны, сохранить жизнь и здоровье работников.

Ключевые слова: шлемовый трубопровод, неразрушающий контроль, ультразвуковая толщинометрия, беспилотный летательный аппарат, метод конечных элементов.

Шлемовый трубопровод, являясь одним из транспортеров взрывопожароопасных углеводородных сред, требует постоянного надзора и контроля за техническим состоянием в виду повышенного риска возникновения аварий под влиянием коррозионного износа и вибрационных воздействий.

В нефтегазовой промышленности неоднократно происходили инциденты и аварии на производственных объектах, где причинной являлась разгерметизация

шлемовых трубопроводов. К примеру, на ОАО «Ачинский НПЗ Восточная нефтяная компания» 15 июня 2014 года. Также происходили аварии связанные с разгерметизацией компенсаторов, а также образованием растрескиваний сварного соединения в местах врезки в участки шлемового трубопровода [1].

Проблема диагностики участков шлемовых трубопроводов (включая трубопровода подачи питания в колонны) заключается в сложности организации в проведении неразрушающего контроля (далее – НК), в связи с его труднодоступностью с площадок обслуживания [2].

Для решения представленной проблематики необходимо выделить следующую цель исследовательской работы:

– Определение наиболее оптимальных путей и методов НК с учетом проблематики исследуемого объекта.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- Проведение анализа традиционных и современных методов НК;
- Моделирование объектов исследования и определение наиболее нагруженного элемента (участка) объекта исследования;
- Ситуационное моделирования проведения НК при помощи беспилотного летательного аппарата (далее – БПЛА).

Как обозначено ранее, применение традиционных методов НК затруднено по причине отсутствия непосредственного доступа к шлемовым трубопроводам, но существуют типовые пути реализации традиционных методов НК в труднодоступных местах, а именно:

–применение автогидроподъемников (АГП);

–привлечение специалистов из области промышленного альпинизма с целью проведения НК;

–монтаж строительных инвентарных лесов.

Далее перейдем к краткому рассмотрению традиционных методов НК. На текущий момент основными традиционными методами НК являются: ВИК, УЗТ, ПВК и т.д.

Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ) - это процесс анализа материала или изделия на предмет его толщины, скрытых дефектов или структурных нарушений, принцип которого основан на измерении времени прохождения ультразвукового импульса через материал.

Визуально-измерительный контроль (ВИК) – базовый метод неразрушающего контроля, основанный на профессиональном осмотре поверхности объекта с использованием инструментов измерения.

Контроль проникающими веществами - метод неразрушающего контроля, основаный на проникновении специальных вещетв (проникающих агентов) в микроскопические дефекты и трещины. Позволяет выявлять дефекты на поверхности или чуть глубже поверхностного слоя.

Применение вышеперечисленных традиционных методов НК трудоемко в плане организации подготовки технологического трубопровода к проведению НК и в плане непосредственно проведения самого НК, в связи с этим рассмотрим альтернативные (современные) виды контроля применимые к подобным объектам [3].

Интегральная толщинометрия. Метод позволяющий проводить не точечный, а интегральный контроль толщины, т.е. получать данные о значениях толщины стенки

в некоторой области объекта при помощи датчиков, установленных по периметру этой области (на расстоянии нескольких метров друг от друга), (рисунок 1).

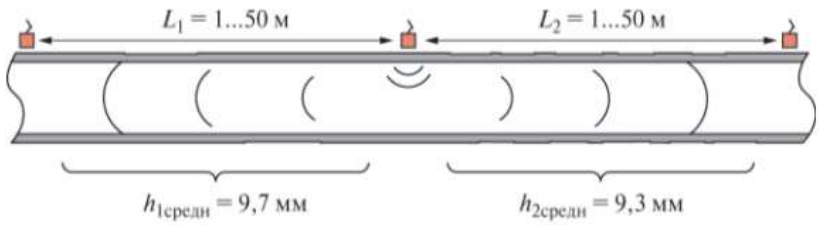


Рисунок 1. Схема расположения датчиков акустической эмиссии

Для проведения контроля используются преобразователи акустической эмиссии (далее ПАЭ) (рисунок 2), на излучающий преобразователь подается электрический дельта-импульс, в результате чего ПАЭ испускает импульсный и широкополосный акустический сигнал. Сигнал распространяется по стенке объекта в виде комбинации волн Лэмба и регистрируется вторых ПАЭ, удаленным на несколько метров. Рассчитывается спектрограмма принятого сигнала, т.е. частотно-временное преобразование осциллограммы [4,5].

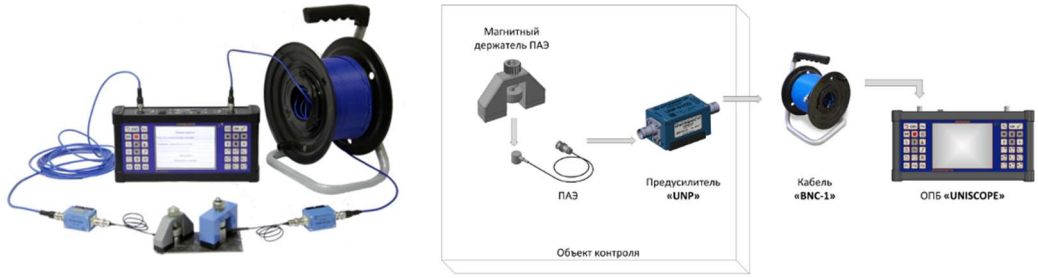


Рисунок 2. Состав прибора НК ЮНИСКОП

Испытания данного метода компанией «ИНТЕР - ЮНИС» показали, что метод как минимум работоспособен в диапазоне толщин 8…17 мм, при диаметре трубы 500…1220 мм, находящейся «на режиме», без снятия изоляции.

Однако при реализации данного метода необходимо проработать вопрос крепления ПАЭ к участкам объекта исследования.

Метод НК основанный на интегральной толщинометрии уже зарекомендовал себя в проведенных опытных испытаниях методов неразрушающего контроля на объектах ООО «Газпром переработка» и продемонстрировал высокие результаты сходимости зарегистрированных источников АЭ и дефектов, выявленных в ходе дублирующего контроля [6].

Импульсный вихретоковый метод основан на анализе характерного времени затухания Т, за которое вихревые токи полностью угасают в материале (область применения- углеродистая сталь или чугун).

Цикл замера состоит из трех последовательных действий:

1. Излучение прибором импульсного сигнала;
2. Прекращение подачи импульсного сигнала;

3. Прием датчиком вихревых токов от исследуемого материала, анализ характерного времени затухания.

Импульсный вихретоковый дефектоскоп российского производства РЕ4332 компании Октана (рисунок 3) способен проводить замеры различных объектов исследования (трубопроводы, вертикальные горизонтальные резервуары, опоры нефтяных платформ) без предварительной подготовки поверхности и без снятия изоляции с трубопроводов.

Рисунок 3. РЕ4332 импульсный вихретоковый дефектоскоп

Однако метод неприменим для определения абсолютной толщины стенки трубопровода, а также необходим безопасный и экономически выгодный способ осуществления вышеизложенного метода НК.

Визуальный контроль внутри трубопровода с использованием эндоскопов позволяет осматривать поверхности труб в труднодоступных местах на наличие дефектов благодаря имеющейся камере на конце гибкого зонда, способной в фото или видео формате зафиксировать на объекте исследования.

Несмотря на возможность исследования эндоскопом INVIZ труднодоступных отдаленных участков по мере протяженности имеющегося зонда, метод имеет свой главный недостаток в необходимости остановки и вывода из эксплуатации оборудования с целью проведения диагностики, что влечет за собой простой оборудования и убытки.

Цифровая радиография является прогрессивным методом неразрушающего контроля сварных соединений, при котором вместо традиционной рентгеновской пленки используются цифровые детекторы, преобразующие рентгеновское излучение непосредственно в цифровой сигнал.

Главным минусом являются габариты цифрового комплекса, недостаток ширины рабочей части детектора, а также необходимость применения средств подмащивания для доставки аппарата к местам замера.

Такие методы как интегральная толщинометрия и импульсный вихретоковый метод будут нецелесообразны к применению при контроле состояния исследуемого участка без использования механизма доставки датчиков к месту замера (использование БПЛА, применение телескопических штанг).

Интеграция беспилотных летательных аппаратов (далее – БПЛА) на данный момент развивается очень стремительно как в промышленной сфере, так и в сфере образования и науки (создание регионального совета по дронам при правительстве, открытие и поддержка проектов по пилотированию «Пилоты будущего»,

использование дронов при строительстве канатной дороги «Благовещенск-Хейхэ», соединяющей два берега реки Амур и т.д.) [7], [8].

Начиная с 2019 года в дочерних организациях ПАО «Газпром» ведется активное применение дронов в части:

- труднодоступного для проведения силами персонала качественного визуального осмотра технологического оборудования и трубопроводов;
- термографических обследований и т.д.;

Применение БПЛА в части исследования ультразвуковым методом в России находится на стадии разработки и адаптации, в то время как БПЛА с установленными толщиномерами уже активно применяются на нефтегазовых предприятиях в Саудовской Аравии, США, Канаде, а также в Китае и Японии, что позволяет обеспечить эффективный неразрушающий контроль удаленных участков трубопровода с наименьшими рисками для персонала и обеспечить безаварийную работу оборудования [9] (рисунок 4,5).

Рисунок 4,5. Применение дрона с толщиномером при неразрушающем контроле нефтегазового оборудования

Использование дронов с ультразвуковыми толщиномерами при НК шлемовых ТТ имеет ряд преимуществ перед иными методами НК:

- возможность обеспечения контроля удаленных участков при наименьшей травматизации персонала и наименьших трудозатратах;
- возможность оперативного проведения НК, с целью обеспечения безопасной долговечной работы оборудования, сохранения жизни и здоровья работников;
- сокращение денежных затрат на проведение НК.

При проведении импульсного вихретокового метода контроля зарубежом повсеместно применяются изображенные на рисунок 6 телескопические штанги, способные повысить уровень безопасности сотрудников, а также сократить время проведения НК.

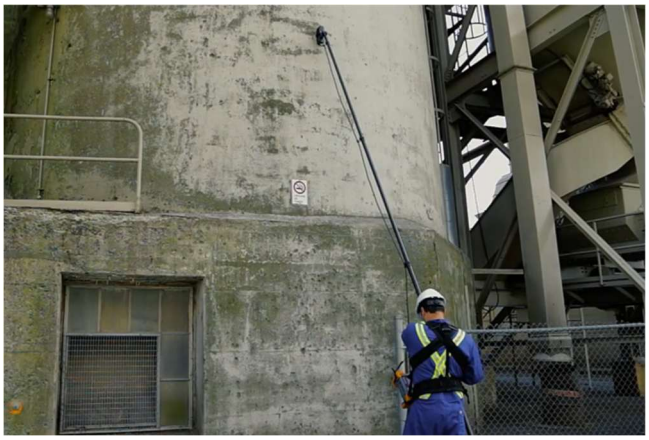


Рисунок 6. Применение телескопической штанги

В ходе исследования и взаимодействия с различными компаниями-поставщиками по результатам эффективности создана сравнительная таблица на рисунке 7 (Приложение 1).

Сравнительная матрица эффективности использования методов неразрушающего контроля участков шлемового трубопровода

№ п/п	Методы неразрушающего контроля/ критерии эффективности	Скорость проведения контроля	Доступ к объекту исследования	Разрешающая способность (точность результатов)	Глубина контроля	Объективность результатов	Затраты на оборудование	Эксплуатационные затраты	Время проведения контроля+получение результатов, час			Необходим ли останов объекта исследования для проведения НК
									Используя АГП	При помощи инвентарных лесов	Промышленный альпинизм	
1	Традиционные методы НК											
1.1	Визуально-измерительный контроль (осмотр)	В	Н	С	Н	Н (субъективно)	Н	Н	2+2	2+8	2+6	Да
1.2	Ультразвуковая толщинометрия	С	Н	В	В	С	С	С	4+2	4+8	4+6	Да
1.3	Контроль проникающими веществами	Н	Н	В	Н (поверхностные дефекты)	С	Н	С	3+2	3+8	3+6	Да
1.4	Рентгенографический контроль	Н (требуется время экспозиции)	Н	В	В	В	В	В	12+2	12+8	12+6	Да/
1.5	Акустическая эмиссия	С	Н	В	В (вся конструкция)	В	В	С	6+2	6+8	6+6	Да/истоположение проводить при рабочем режиме)
1.6	Тепловизионный контроль	В	Н	С	Н (поверхностные дефекты)	В	В/С	С	3+2	3+8	3+6	Нет
2	Альтернативные методы НК											
2.1	Интегральная толщинометрия	С	В	В/С	В	В	В	В	6			Нет
2.2	Импульсный вихретоковый контроль	С	В	В/С	В (производит измерение относительной толщины)	В	В	В	3			Нет
2.3	Визуальный контроль эндоскопом	С	Н	В	Н (поверхностные дефекты)	С	В	С	3			Да
2.4	Цифровой рентгенографический контроль	В/С	Н	В	В	В	В	В	2,5			Нет
2.5	Ультразвуковая толщинометрия (с БПЛА)	В	В	В	В	В	В	В	2			Нет
2.6	Расчет НДС с применением МКЭ	С (скорость зависит от габаритов рассчитываемого объекта)	В	С	С	С	Н	Н	2			Нет

Рисунок 7. Сравнительная матрица эффективности

По концентрации синих ячеек, отражающих высокую степень того или иного показателя, можно сделать вывод, что наибольшую эффективность демонстрируют альтернативные методы НК. Однако представленные экспериментальные методы эффективней будет применить с предварительным расчетом напряженно-деформированного состояния (далее – НДС) с целью определения наиболее нагруженных участков трубопровода и сокращения временных затрат на проведение точечного избирательного контроля [10].

Также на рисунке 8 приведена сравнительная диаграмма некоторых традиционных и альтернативных видов НК, наглядно демонстрирующих нам

преимущество использования современных методов контроля в части затраченного на проведение времени.

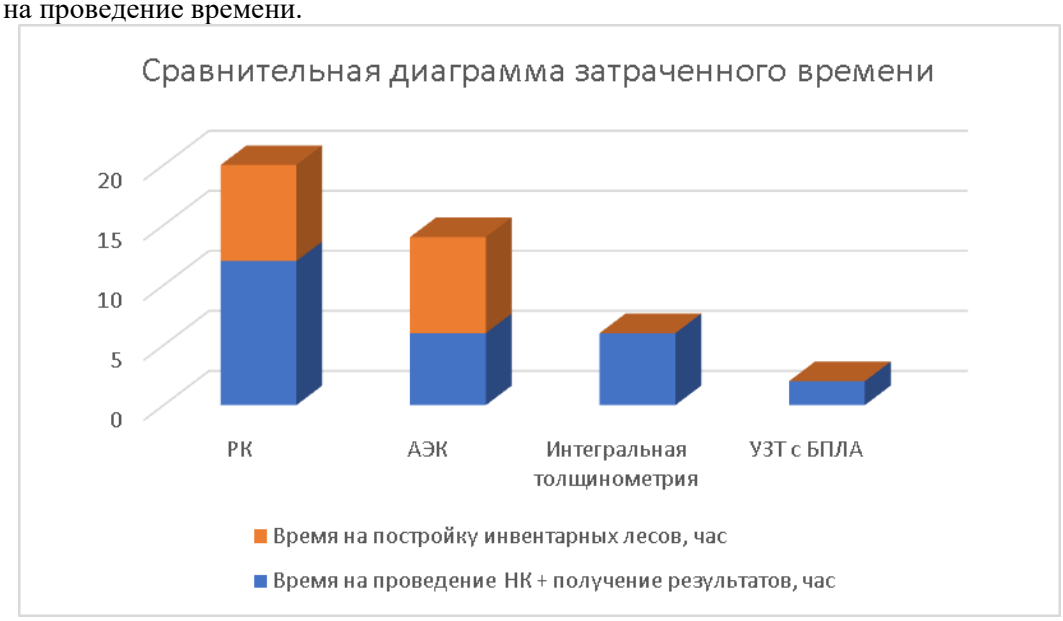


Рисунок 8. Сравнительная диаграмма затраченного времени

По результатам проведенного исследования выявлена наибольшая эффективность метода УЗТ с применением БПЛА, с выполнением предварительного расчета наиболее нагруженных элементов трубопровода в программном комплексе с созданием КЭ сетки.

Именно расчет напряженно-деформированного состояния с использованием КЭ сетки, произведенный в рамках данного исследования, позволяет определить наиболее нагруженные места- отводы (в связи с наличием температурных деформаций), что позволит в дальнейшем точечно произвести замеры экспериментальным методом и получить фактические значения толщины металла (рисунок 9).

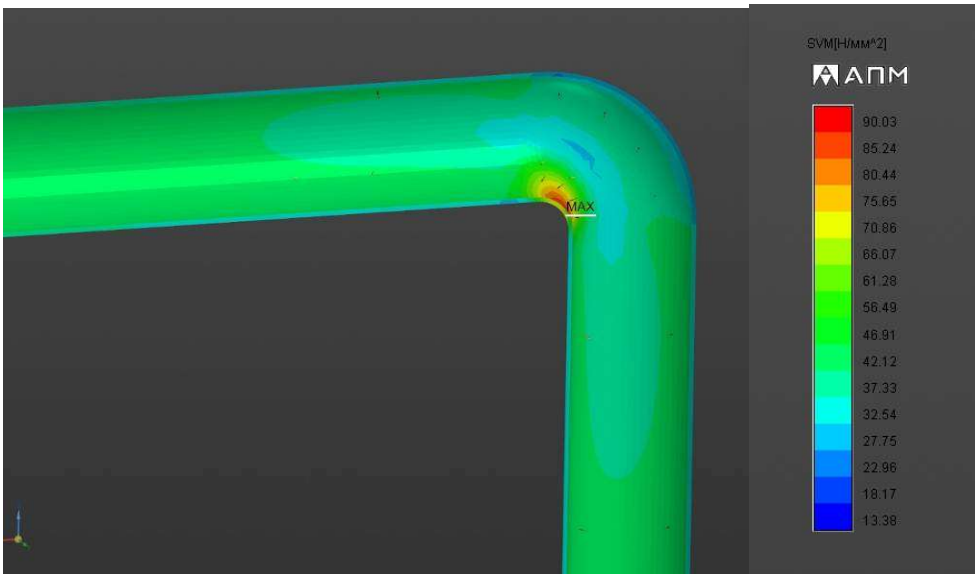


Рисунок 9. Картина распределения эквивалентных напряжений на участке шлемового ТТ

В рамках научно-исследовательской работы было проведено моделирование в САПР Компас-3D усовершенствованного промышленного беспилотника на базе DJI [11] с интегрированным прибором ультразвуковой толщинометрии SONOTEC Sonowall 60 [12] (рисунок 10,11), колонного аппарата установки деэтанизации конденсата с интересующими удаленными участками шлемового ТТ (рисунок 12) и трубопроводами питания колонны.

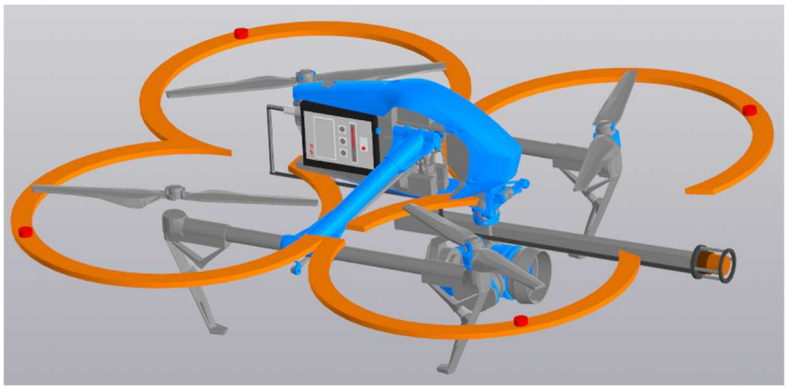


Рисунок 10. Модель беспилотника с встроенным аппаратом УЗТ

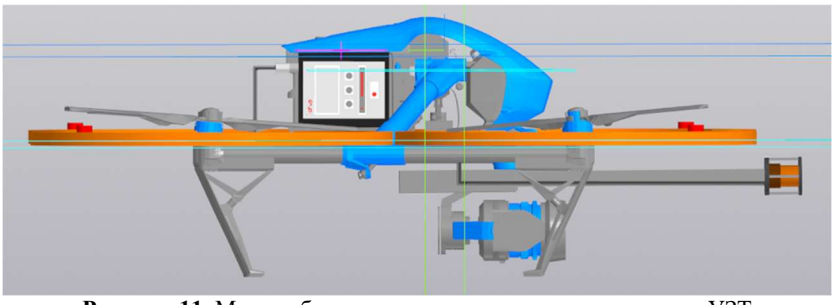


Рисунок 11. Модель беспилотника с встроенным аппаратом УЗТ

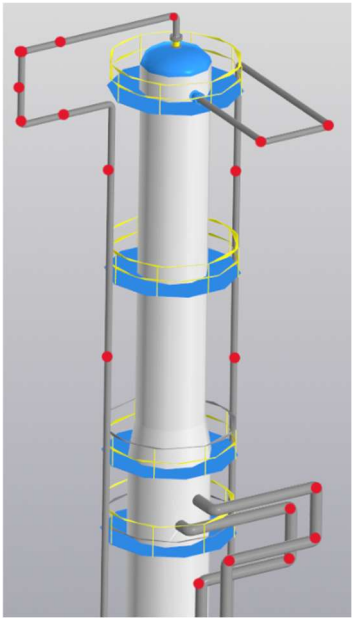


Рисунок 12. Модель части колонны УДК ООО «Газпром переработка»

Одними из нововведений, встроенных в модель дрона, являются:

- установка дополнительного выносного элемента с целью крепления преобразователя ультразвукового излучения;
- оборудование защитными элементами винтов беспилотника, а также установка на них сигнальных габаритных маячков;
- установка фото-видеокамеры с целью визуальной фиксации.

Также было проведено ситуационное моделирование использования БПЛА в рамках замера толщины стенки трубы в наиболее нагруженных участках (рисунок 13,14,15)

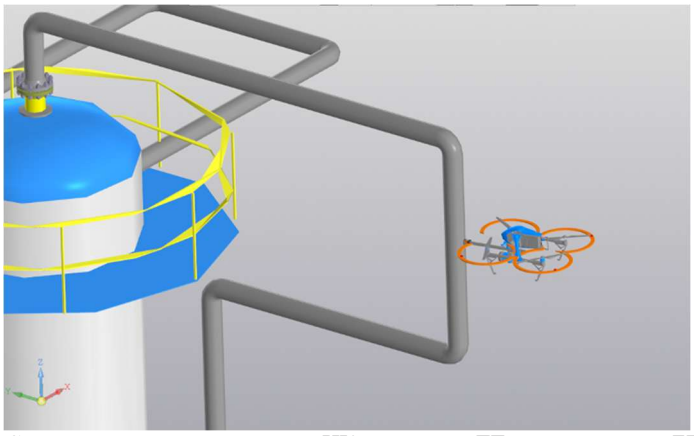


Рисунок 13. Ситуационное моделирование НК шлемовых ТТ с применением БПЛА. Фото 1

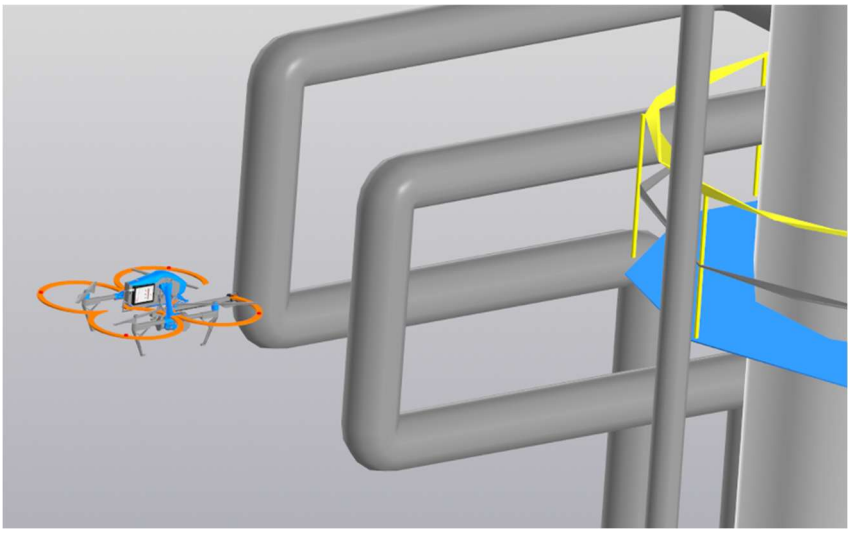


Рисунок 14. Ситуационное моделирование НК шлемовых ТТ с применением БПЛА. Фото 2

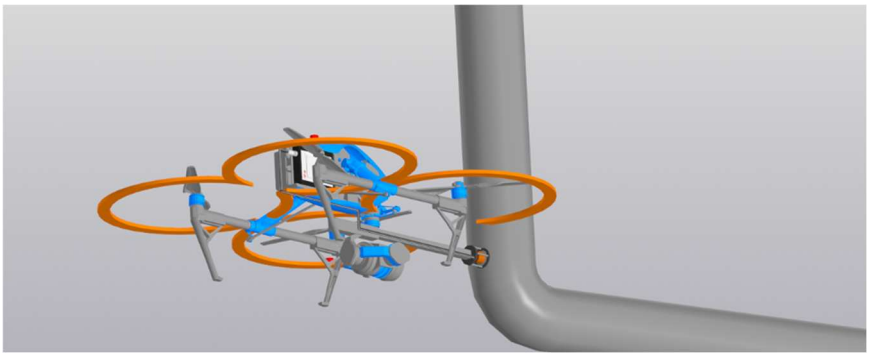


Рисунок 15. Ситуационное моделирование НК шлемовых ТТ с применением БПЛА. Фото 3

Внедрение предложенного гибридного метода НК на нефтегазовые предприятия заводы России позволит открыть возможности к проведению контроля удаленных участков трубопроводов подверженных наибольшим нагрузкам, что поспособствует увеличению времени безаварийной работы, производственной безопасности, сохранению жизни и здоровья работников, сохранению окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. О промышленной безопасности на ОАО «Ачинский НПЗ Восточная нефтяная компания» [Электронный ресурс] // Приказ Ростехнадзора от 15.08.2014 № 345. URL: https://www.gosnadzor.ru/ (дата обращения: 01.07.2025).

2. Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением : ФНП (Федеральные нормы и правила) № 536 от 15.12.2020. – Введ. 2021-01-25. – Москва : Ростехнадзор, 2020. 95 с.

3. Коршунов, Г. А. Современные методы неразрушающего контроля с применением беспилотных летательных аппаратов на объектах нефтегазовой отрасли // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2021. 45–52 с.

4. ГОСТ Р 57111-2016. Контроль неразрушающий. Методы акустико-эмиссионные. Общие требования : утв. Приказом Росстандарта от 29.09.2016 № 1243-ст. Введ. 2017-07-01. 2016. 18 с.

5. «UNISCOPE» [Электронный ресурс] // ООО «Интерунис-ИТ». URL: https://interunis-it.ru/ru/products/portable/uniscope/#description (дата обращения: 03.07.2025).

6. Усманов М.Н. Опытные испытания методов неразрушающего контроля на объектах ООО «Газпром переработка // Научно-практическая конференция «Диагностика объектов ПАО «Газпром». «Прогноз технического состояния оборудования. Новые вызовы-другие решения» 2025. 8 с.

7. При правительстве может появиться совет по дронам [Электронный ресурс] // Ведомости. URL: https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2025/04/01/1101482-pri-pravitelstve-mozhet-poyavitsya-sovet-po-dronam (дата обращения: 05.07.2025).

8. Более 16 тыс. «Первых» по всей России [Электронный ресурс] : [статья] URL: https://fgdr.ru/tpost/3hucdpap11-bolee-16-tis-pervih-po-vsei-rossii-uchat (дата обращения: 05.07.2025).

9. Квадрокоптеры для нефтегазовой промышленности [Электронный ресурс] // TerraDrones. URL: https://terradrones.ru/services/kvadrokoptery-dlya-neftegazovoy-promyshlennosti/ (дата обращения: 05.07.2025).

10. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов: учебное пособие // Томский политехнический университет. – 3-е изд. Доп. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2021. 146 с.

11. DJI [Электронный ресурс] // AeroEXPO/Connect. URL: https://www.aeroexpo.com.ru/prod/gryphon-dynamics/product-185461-83969.html (дата обращения: 10.07.2025).

12. SONOTEC Sonowal 60 [Электронный ресурс] // МОНОТЕСТ URL: https://www.monotest.ru/catalog/tovar/ultrazvukovoy_tolshchinomer_sonotec_sonowall_60/ (дата обращения: 10.07.2025).

ИННОВАЦИОННЫЙ КОПЕР ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ PDC РЕЗЦОВ БУРОВЫХ ДОЛОТ

Д.О. Копытин, В.А. Новиков, И.Д. Ибатуллин

СамГТУ, г. Самара, Россия, email: dima-smith-21@yandex.ru

Аннотация. Тезисы посвящены проблеме испытаний PDC резцов на прочность, исследованиям разрушений PDC резцов при помощи фрактографического анализа. А также разработке копра нового типа, нацеленного на проведение циклических испытаний на усталость.

Ключевые слова: PDC резец, хрупкое разрушение, усталость, фрактограмма, алмазное зерно, копер, испытания.

В современной нефтедобыче, в которой закончилась эпоха «легкой нефти», истощились легко разрабатываемые месторождения, встает необходимость бурения сложных геологических формаций и использования новых технологий. Одним из главных факторов успешного бурения является качественное вооружение бурового долота, а именно PDC резцы. PDC (polycrystalline diamond cutter), переводится как поликристалический алмазный резец). PDC резцы обладают высокой износостойкостью, твердостью, жесткостью, температурной и коррозийной стойкостью.

Находясь в забое, долото, а именно PDC резцы испытывают колоссальные нагрузки, такие как удары, вибрации, а также абразивные и коррозионные. абразивный и коррозионный износ является постепенным и не оказывает критического влияния на результат бурения, а сильные динамические нагрузки в свою очередь, могут вызвать значительные сколы PDC резцов, что повлечет за собой значительные перерывы в бурении, для замены долота, или замены вооружения долота.

Во избежание установки некачественных PDC резцов на долото используются испытания входного контроля и критерии оценки качества PDC резцов. В настоящее время существуют различные методики оценки износа долот, это методики ВНИИБТ, международная методика IADC (International Association of Drilling Contractors), руководство по оценке износа долот типа PDC в промысловых условиях компании ООО «ПетроИнжиниринг», но данные в основанном оценивают долото и его вооружение после окончания процесса бурения.

На основании последних исследований в области испытаний PDC резцов, при помощи фрактографического анализа, были сделаны выводы о том, что сколы и сломы алмазного слоя резцов вызваны его усталостью. Она связана с накоплением и слиянием в алмазных зернах дефектов (трещин) с последующим их разрушением. Данные выводы позволяют по-новому взглянуть на методики испытаний и необходимость поиска нового подхода к испытаниям и нового оборудования для проведения испытаний.

В настоящий момент идет разработка инновационного копра нового типа, для проведения испытания PDC резцов на усталость, при испытании на удар. Копер обладает высокой производительностью испытаний, позволяя за один рабочий цикл испытать два PDC резца, причем один цикл длится не более 1 минуты.

Такие показатели продуктивности достигаются за счет следующих инновационных особенностей: энергия удара задается не за счет высоты подъема груза, а за счет программного задания скорости горизонтального движения груза, отсутствует обратный холостой ход, что позволяет в два раза ускорить испытания, специальная оправка позволяет наносить удары по режущей кромке, установленной под углом 15°, имитирующим угол установки PDC резца на буровом долоте, по отношению породе в забое.

На рис.1 изображена схема копра, где показаны: корпус установки - 1, опорные штанги - 2, вал - 3, муфта - 4, электропривод - 5, шпиндель - 6, боек со сменными наконечниками - 7,8, противовес - 9, тензометрический датчик - 10, специальная оправка с PDC резцами - 11, система сбора данных - 12. На рис.2 показан функциональный малогабаритный макет копра, распечатанный на 3D принтере.

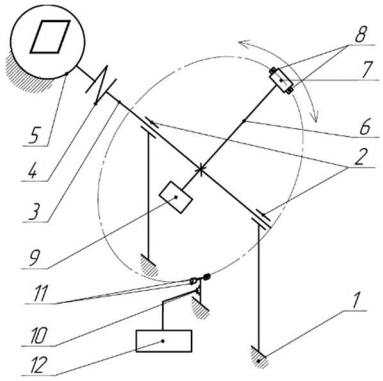


Рис. 1. Схема копра

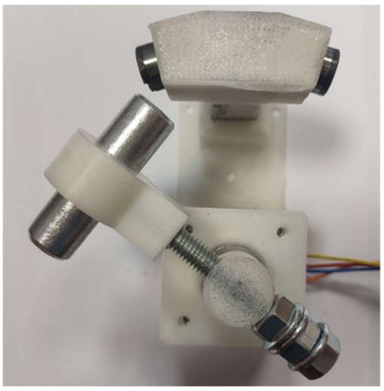


Рис. 2 Функциональный малогабаритный макет копра.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Борисов К.А. Разработка методических рекомендаций по исследованию разрушения режущих элементов долот: дис. ... канд. техн. наук. Новочеркасск, 2020. 172 с.
2. Александрова Л. И., Бондаренко В. П., Лошак М. Г. Долговечность твердых сплавов при циклическом контактном сжатии //Сверхтвердые материалы, 1997, №2, с.27.
3. Богомолов Р.М., Нассиф Н.С., Громаковский Д.Г., Ибатуллин И.Д., Кремлев В.И. Новый метод испытаний зубков буровых долот//«Химическое и нефтехимическое машиностроение», Вып. 11, 2005.- с.21-23.
4. Линдо Г.В. Исследование эксплуатационной стойкости и совершенствование твердосплавных зубков для шарошечных долот//Канд. дисс. -М.: ВНИИБР, 1972.
5. Третьяк А.Я., Борисов К.А. Фрактографический анализ разрушения PDC резцов // Известия Томского политехнического университета. 2019. № 5. С. 169–177.

УДК 621.8

ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ЗА СЧЕТ СТАТИКО-ИМПУЛЬСНОГО УПРОЧНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО СЛОЯ

О.Г. Кокорева, С.В. Копытин, В.В. Щабельская

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
г. Москва, Россия
e-mail: kokoreva_olga_2.11@mail.ru, k-s00@yandex.ru, shchabelskaya_v@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается инновационный метод деформационного упрочнения тяжелонагруженных поверхностей деталей машин. Проведены лабораторные испытания износостойкости высокомарганцовистой стали, обработанной статико-импульсным методом. Результаты показывают, что данный

метод увеличивает твердость материала до 600–610 НВ и снижает скорость изнашивания по сравнению с термообработкой и другими методами упрочнения. .
Ключевые слова: износостойкость, статико-импульсная обработка, упрочнение, высокомарганцовистая сталь, ресурсосбережение.

Известно, что износ высокомарганцовистой стали обратно пропорционален ее твердости, поэтому способность этой стали к упрочнению и повышению ее твердости в определенной степени можно считать характеристикой износостойкости.

Лабораторные испытания проводились на машине трения Ми – 1М в условиях сухого трения качения с 10%-ным проскальзыванием. Давление в контакте 50кг, число оборотов n=1500. Величина износа при этом определяется отношением потери массы образца к его первоначальной массе за определенный промежуток времени [1].

На рисунке 1 представлена диаграмма среднего износа за цикл испытания контрроликов из бандажной стали и образцов из стали 110Г13Л с различным содержанием углерода из высокомарганцовистой стали (ВМС) неупрочненных и упрочненных статико-импульсным методом. Как видно из диаграммы, износостойкость образцов из стали 110Г13Л, упрочненной статико-импульсной обработкой (СИО), увеличивается при возрастании содержания углерода с 0,8% до 1,5% примерно на 30% [2].

Повышение износостойкости ВМС при увеличении содержания в ней углерода подтверждается рядом исследователей. При этом оптимальным следует считать, содержание углерода не более 1,3%. Дальнейшее увеличение углерода в составе ВМС может привести к образованию трещин. При определении интенсивности износа продольные и поперечные усталостные трещины могут не возникать, так как зона с высокими напряжениями все время перемещается за счет износа в нижележащие слои быстрее, чем там успевают развиваться усталостные трещины. Поэтому существует оптимальная интенсивность величины износа, зависящая от конкретных условий эксплуатации и обеспечивающая максимальную долговечность тяжелонагруженных поверхностей деталей.

Результаты лабораторных испытаний на износ для трех образцов упрочненных статико-импульсной обработкой и одного неупрочненного (термообработанного) образца (4) представлены в таблице 1 [3].

Установлено, что величина износа практически постоянна при истирании образца по всей рассматриваемой глубине для неупрочненных образцов и составляет 0,005г…0,057г на каждом миллиметре.

Износ образцов, упрочненных СИО, составляет 0,032…0,35г на участке от 0 до 8 мм, затем резко возрастает в среднем до 0,056г, что соответствует глубине 8…9 мм (рисунок 1).

Проведен сравнительный анализ зависимости износостойкости от твердости при упрочнении ВМС взрывом, накаткой и СИО. При этом установлено, что с повышением твердости стали ее износостойкость пропорционально возрастает. Установлено, что при СИО образцов удалось повысить их твердость до 600…610 НВ, что обеспечивает полуторакратное повышение износостойкости.

Используя результаты исследования износа термообработанных образцов, упрочняемых взрывом и сравнивая их с износом образцов, упрочненных СИО, следует отметить, что скорость изнашивания снижается (таблица 2).

Таким образом, лабораторные исследования износостойкости образцов из стали 110Г13Л упрочненных СИО, показывают, что предложенный способ упрочнения является наиболее эффективным по сравнению с другими.

Таблица 1-Результаты лабораторных испытаний на износ.

№ обр.	Распределение среднего износа (2) образцов по участкам в зависимости от величины снятого слоя h, мм									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,03102	0,03225	0,03250	0,03003	0,03252	0,03066	0,03072	0,05567	0,06123	0,05770
2	0,03410	0,03775	0,03390	0,03550	0,02900	0,03293	0,03413	0,04250	0,05480	0,05990
3	0,02977	0,03407	0,03310	0,03457	0,03457	0.03367	0.03730	0,04610	0,05826	0,056490
4	0,05490	0,05990	0,05675	0,05457	0,05655	0,05730	0,05690	0,05740	0,05812	0,05796

Таблица 2 – Результаты исследования износа образцов.

Образцы	Скорость изнашивания, МГ/цикл
Термообработанные	1,18*10-3
Упрочненные взрывом	1,07*10-3
Упрочненные СИО	0,96*10-3

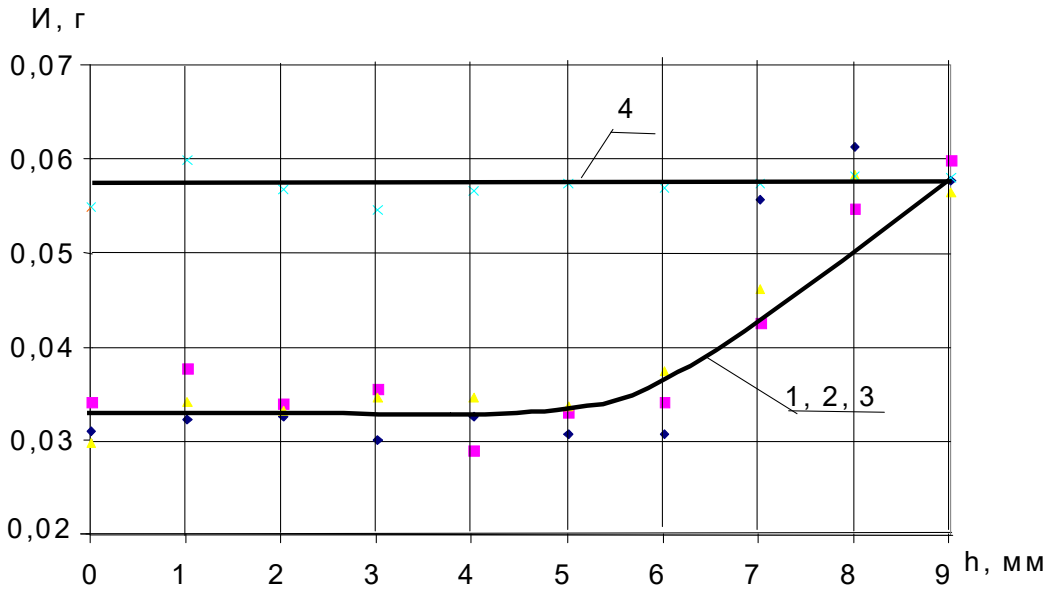


Рисунок 1 - Зависимость износостойкости по глубине сечения образцов из ВМС: 1,2,3 – упрочненных статико-импульсной обработкой; 4–термообработанных, неупрочненных

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кокорева О.Г - Control mechanism hardened surface layer parts of agricultural machinery at static-pulse treatment. // TheJournal «Internationaljournal-ofappliedandfundamentalresearch» (ISSN 1996-3955), ноябрь 2017г., Munich, Germany. http://www.science-sd.com/471-25321

2. Кокорева О.Г - Анализ напряженного состояния тяжелонагруженных поверхностей деталей машин при упрочнении статико-импульсным методом. // Журнал «International science project» №11, февраль 2018г., Turku, Finland.

3. Кокорева О.Г - Исследования износостойкости образцов, упрочненных статико-импульсной обработкой. // Научно-технический и производственный журнал «Упрочняющие технологии и покрытия», Том 14, №5(161), 2018, Стр.228-230.

УДК 621.432:620.17:620.18

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГИЛЬЗ ЦИЛИНДРА ДВС ИНОСТРАННОГО И ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Д.А. Майдан[1], Е.А. Чистопольцева[2], А.Е. Гукин[2]

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»[1], ООО «ИТ-Сервис»[2], г. Самара, Россия
e-mail: mtm@samgtu.ru

Аннотация. В настоящей работе проведен сравнительный анализ свойств гильзы блока цилиндров двигателя внутреннего сгорания Caterpillar и гильзы-аналога отечественного производства, полученного методом реверсивного инжиниринга, для оценки технологий производства гильз различных изготовителей и возможности импортозамещения.

Ключевые слова: двигатель внутреннего сгорания, ДВС, гильза цилиндра, реверсивный инжиниринг, импортозамещение, серый чугун, химический анализ, механические свойства, микроскопические металлографические исследования, рентгенофазовый анализ.

Введение и актуальность исследования

В настоящее время в российской промышленности очень остро стоит вопрос импортозамещения [1—3]. После введения экономических санкций и отказа западных компаний поставлять запчасти и материалы в Российскую Федерацию значительное число отечественных предприятий оказались в тяжёлой ситуации: возникает объективная необходимость восстановить или заменить пришедшую в негодность деталь импортного оборудования. Трудности подобного рода могут быть решены методами обратного проектирования или реверсивным инжинирингом.

Реверсивный инжиниринг является процессом разработки способа производства или технологии изготовления изделий в обратной последовательности. По имеющимся образцам импортной продукции, используя инструменты системного анализа, данные по материалу, его свойствам, конфигурации, разрабатывают модель

и определяют алгоритм и способы производства, которые были использованы при производстве продукта [4—6].

Цель и задачи исследования

Цель исследования — выполнить сравнительный анализ свойств гильзы блока цилиндров двигателя внутреннего сгорания (ДВС) Caterpillar и гильзы-аналога отечественного производства, полученного методом реверсивного инжиниринга, для оценки возможности импортозамещения.

Задачи исследования:

1. Выполнить визуально-измерительный контроль двух гильз иностранного и отечественного производства.
2. Выполнить химический анализ металла двух гильз.
3. Определить предел прочности металла при растяжении при комнатной температуре.
4. Определить ударную вязкость металла при комнатной температуре.
5. Определить твердость металла.
6. Выполнить микроскопические металлографические исследования двух гильз.
7. Выполнить рентгенофазовый анализ.
8. Выполнить испытание на одноосное растяжение металла при повышенных температурах для оценки свойств в условиях эксплуатации.
9. Построить математическую модель конструкции гильзы с последующим исследованием методом конечных элементов.
10. Провести сравнительный анализ свойств и технологий производства указанных гильз различных изготовителей, дать рекомендации по дальнейшим исследованиям и оценить возможность импортозамещения гильзы иностранного производства аналогом отечественного производства.

Объекты исследования

Объектами исследования являются две гильзы блока цилиндров ДВС двух различных производителей — Caterpillar (рисунок 1, *а*) и аналог отечественного производства, полученный методом реверсивного инжиниринга (рисунок 1, *б*). Гильза производства Caterpillar является прототипом для гильзы отечественного производства. Габаритные размеры гильзы: высота — 632 мм, наружный диаметр — 372 мм. Внутренний диаметр гильзы — 300 мм. Технология изготовления гильзы включает: отливку заготовки; термическую обработку заготовки; последующую механическую обработку.

Двигатели внутреннего сгорания Caterpillar предназначены для компримирования газов. Габаритные размеры двигателя: длина — 5,9 м, ширина — 2,6 м, высота — 3,3 м.

а) *б*)

Рисунок 1 — Гильзы блока цилиндров ДВС двух различных производителей:
а — гильза производства Caterpillar; *б* — аналог отечественного производства

Методы исследования

Комплекс лабораторных сравнительных исследований гильз цилиндра ДВС включал:

1. Визуально-измерительный контроль.
2. Химический анализ металла атомно-эмиссионным спектральным методом по ГОСТ Р 54153-2010 [7].
3. Испытания на одноосное растяжение при комнатной температуре по ГОСТ 1497-2023 [8].
4. Испытания на ударный изгиб KCV при комнатной температуре по ГОСТ 9454-2025 [9].
5. Определение твердости металла по ГОСТ 9013-59 [10].
6. Металлографические исследования на оптическом (по ГОСТ 3443-87 [11]) и на электронном микроскопе.
7. Рентгенофазовый анализ.
8. Испытание на одноосное растяжение при повышенных температурах.
9. Построение математической модели конструкции с последующим исследованием методом конечных элементов.

Результаты исследования

Проведенный сравнительный анализ гильзы цилиндра ДВС Caterpillar и гильзы-аналога отечественного производства показал:

1. Выявлено незначительное различие в геометрии отдельных элементов наружной поверхности гильз.
2. Исследуемые гильзы изготовлены из серого чугуна марки СЧ25.

3. Среднее значение предела прочности металла гильзы отечественного производства на 10 % ниже значения предела прочности металла гильзы производства Caterpillar, но оба значения соответствуют ГОСТ 1412-85 [12].

4. Металл исследуемых гильз имеет одинаковый низкий уровень ударной вязкости из-за пластинчатой формы графита в сером чугуне.

5. Твердость металла гильзы производства Caterpillar составляет 98…99 HRB, гильзы отечественного производства — 93,5…96 HRB. На внутренней поверхности гильзы производства Caterpillar имеется упрочненный слой, который характеризуется повышенной твердостью. Разницы в химическом составе данного слоя и основного металла гильзы не выявлено. Вероятно, данный слой является результатом локального механического упрочнения.

6. Металл исследуемых гильз имеет структуру, представленную перлитной матрицей и пластинчатыми выделениям графита. Металл гильзы производства Caterpillar характеризуется однородностью по структуре перлитной матрицы и равномерным распределением пластинчатого графита. В структуре металла гильзы отечественного производства включения графита неравномерно распределены по объему.

7. Для определения природы образования внутреннего упрочненного слоя на гильзе производства Caterpillar был проведен сравнительный рентгенофазовый анализ с внутренней и наружной поверхностей гильзы. Кроме пиков, соответствующих Fe, иные фазы не обнаружены.

8. Предел прочности и предел текучести металла исследуемых гильз немонотонно уменьшается при повышении температуры испытания от 100 до 800 °С. Гильза блока цилиндров отечественного производства имеет более низкий уровень прочностных свойств по сравнению с гильзой производства Caterpillar.

9. Расчёт на прочность гильз блока цилиндров на основе полученных механических свойств при повышенных значениях температур 100 и 600 °С производился в программном комплексе Ansys. Гильзы подвергались воздействию внутреннего давления при условии жёсткого закрепления по торцевым поверхностям. Максимальные напряжения расположены с внутренней стороны гильзы в зоне расположения канавок под уплотнительные кольца, расположенных с наружной стороны гильзы (см. рисунок 1).

Заключение

Исследуемые гильзы выполнены из одного металла по аналогичной технологии, включающей выплавку, отжиг литой заготовки и механическую обработку. Технология литья гильзы производства Caterpillar характеризуется несколько более высоким качеством исполнения. Полученная разница в механических свойствах не существенно влияет на работоспособность гильз при повышенных температурах эксплуатации. Гильза отечественного производства может использоваться для замены оригинальной гильзы. Рекомендуется проведение опытно-промышленных испытаний гильзы отечественного производства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Попова, И.Н. Импортозамещение в современной России: проблемы и перспективы / И.Н. Попова, Т.Л. Сергеева // Beneficium. — 2022. — № 2 (43). — С. 73-84. — DOI: 10.34680/BENEFICIUM.2022.2(43).73-84.

2. Импортозамещение в российской экономике: вчера и завтра. Аналитический доклад НИУ ВШЭ / Я.И. Кузьминов (науч. рук. исслед.), Ю.В. Симачев (рук. авт. кол.), М.Г. Кузык (рук. авт. кол.), А.А. Федюнина (рук. авт. кол.), А.Б. Жулин (рук. авт. кол.), М.Н. Глухова (рук. авт. кол.), А.Н. Клепач (рук. авт. кол.); Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики» при участии РСПП, Института исследований и экспертизы ВЭБ. — М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2023. — 272 с. — 35 экз. — ISBN 978-5-7598-2755-9 (в обл.). — ISBN 978-5-7598-2835-8 (e-book).

3. Алаухова, О.И. Импортозамещение в условиях преодоления внешнего санкционного давления / О. И. Алаухова // Вестник Евразийской науки. — 2022. — Т 14. — № 3. — URL: https://esj.today/PDF/26ECVN322.pdf (дата обращения: 04.11.2025).

4. Ужнева, Д. Реверсный инжиниринг / Д. Ужнева // Правовая защита, экономика и управление интеллектуальной собственностью: Материалы всероссийской научно-практической конференции, Екатеринбург, 21 апреля 2015 г. — Екатеринбург: УрФУ, 2015. — Т. 1 — С. 118-121.

5. Лю К.Е. Реверсный инжиниринг: нарушение прав или развитие технологий? / К.Е. Лю // Правовая защита, экономика и управление интеллектуальной собственностью: Материалы научно-практической конференции, Екатеринбург, 21 апреля 2015 г. — Екатеринбург: УрФУ, 2015. — Т. 2 — С. 35-38.

6. Концепция системного реверс-инжиниринга в условиях комплексного замещения производственных технологий / Г.В. Макаров, К.В. Тагильцев-Галета, И.Ю. Кольчурина, С.Ю. Коршунов // Современные технологии и реверс-инжиниринг: Сборник статей Всероссийских научно-практических конференций («Современные технологии: проблемы и перспективы», 17-20 апреля 2023 г., «Перспективные технологии реверс-инжиниринга и быстрого прототипирования», 10-12 мая 2023 г.). — Севастополь, 2023. — С. 184-187.

7. ГОСТ Р 54153-2010. Сталь. Метод атомно-эмиссионного спектрального анализа = Steel. Method of atomic emission spectral analysis: Национальный стандарт Российской Федерации: Издание официальное: Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 декабря 2010 г. № 910-ст: Введен впервые: Дата введения 2012-01-01 / Разработан Закрытым акционерным обществом «Институт стандартных образцов». — М.: Стандартинформ, 2012. — IV, 28 с. — Текст: непосредственный.

8. ГОСТ 1497-2023 (ISO 6892-1:2019, NEQ). Металлы. Методы испытаний на растяжение = Metals. Methods of tension test: Межгосударственный стандарт: Издание официальное: Введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 декабря 2023 г. № 1596-ст: Введен взамен ГОСТ 1497-84 (ИСО 6892-84): Дата введения 2024-07-01 / Подготовлен Федеральным государственным унитарным предприятием «Центральный научно-исследовательский институт черной металлургии им. И.П. Бардина», УНИИМ-филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева». — М.: Российский институт стандартизации, 2024. — III, 50 с. — Текст: непосредственный.

9. ГОСТ 9454-2025. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах = Metals. Method for testing the impact strength at low, room and high temperature: Межгосударственный стандарт: Издание официальное: Введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 мая 2025 г. № 451-ст: Введен взамен

ГОСТ 9454-78: Дата введения 2026-05-01 / Разработан Федеральным государственным унитарным предприятием «Центральный научно-исследовательский институт черной металлургии им. И.П. Бардина» при участии Общества с ограниченной ответственностью «Интеллект-НН». — М.: Российский институт стандартизации, 2025. — III, 28 с. — Текст: непосредственный.

10. ГОСТ 9013-59 (ИСО 6508-86). Металлы. Метод измерения твердости по Роквеллу = Metals. Method of measuring Rockwell hardness: Межгосударственный стандарт: Издание официальное: Утвержден и введен в действие Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР 04.02.59: Введен впервые: Дата введения 1969-01-01 / Разработан и внесен Центральным научно-исследовательским институтом черных металлов Министерства черной металлургии СССР. — М.: ИПК Издательство стандартов. 2001. — 7 с. — Текст: непосредственный.

11. ГОСТ 3443-87. Отливки из чугуна с различной формой графита. Методы определения структуры = Cast iron castings with graphite of different form. Methods of structure determination: Межгосударственный стандарт: Издание официальное: Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26.02.87 № 614: Введен взамен ГОСТ3443-77: Дата введения 1988-07-01 / Разработан и внесен Министерством энергетического машиностроения. — М.: Стандартинформ, 2005. — 42 с. — Текст: непосредственный.

12. ГОСТ 1412-85 (СТ СЭВ 4560-84). Чугун с пластинчатым графитом для отливок. Марки = Flake graphite iron for castings. Grades: Государственный стандарт Союза ССР: Издание официальное: Введен взамен ГОСТ 1412-79: Дата введения 1987-01-01. — М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1985. — 6 с. — Текст: непосредственный.

УДК: 004.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ ПРИ МОНИТОРИНГЕ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛОВ

А.В. Щербакова, Д.Е. Бугай

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
г. Уфа, Россия
e-mail: alina040404@mail.ru, debugai@mail.ru

Аннотация. Рассмотрена возможность применения метода компьютерного зрения, основанного на функционале искусственного интеллекта, для моделирования образования и развития коррозионных дефектов поверхности металлоконструкций. Показано, что данный метод, адаптированный к цифровому анализу топографии поверхностных дефектов коррозионного происхождения, позволяет существенно повысить точность и оперативность коррозионного мониторинга, а также обеспечить

прогнозирование отказов оборудования и оптимизацию его технического обслуживания.

Ключевые слова: коррозия, искусственный интеллект, компьютерное зрение, коррозионные дефекты, прогнозирование, модели машинного обучения.

Введение

Для получения достоверных сведений о характере и механизме коррозии металлического оборудования приходится привлекать инструментарий, включающий гравиметрию, поляризационные испытания, методы исследования адсорбции и адгезии, металлографию, фрактографию, определение механических свойств и др. Такой междисциплинарный подход требует усилий не только команды высококвалифицированных исследователей, но и немалых материально-технических затрат в течение весьма продолжительного промежутка времени. С другой стороны в современных условиях ускоренного развития искусственного интеллекта представляется целесообразным применение апробированных цифровых методов для моделирования механизма и динамики коррозионных процессов с целью выявления их основных движущих сил. При наличии исходных визуальных и параметрических описаний метод компьютерного зрения мог бы послужить генерации цифровых двойников, моделирующих сложные процессы коррозии металлов, и объективному прогнозированию финальной картины деградации структуры и свойств материалов.

Актуальность и научная значимость

В последние годы получили развитие технологии компьютерного зрения, позволяющие вывести на новый уровень анализ повреждений структуры материалов на основе создания цифровых моделей – интеллектуальных двойников развивающихся дефектов структуры с элементами самообучения, базирующегося на анализе изображений визуальных топограмм поверхностей разрушения на его различных этапах.

В литературе представлены различные подходы: например, классификация дефектов на основе компьютерного алгоритма [1, 2], методы оценки глубины повреждений [3] и прогнозирования отказов оборудования [4]. Разрабатываются системы компьютерного анализа изображений повреждений поверхности металлов, которые используют алгоритмы сегментации, распознавания форм и фрактального анализа, что позволяет выявлять и классифицировать дефекты, такие как трещины и питтинги. Однако в целом применение метода компьютерного зрения в области защиты металлов от коррозии носит фрагментарный характер, чем и определяется актуальность исследований в данном направлении.

Целью данной работы являлось создание системы интеллектуального экспресс-анализа коррозионных повреждений металлов с использованием методов компьютерного зрения и машинного обучения.

Основные задачи включали:

- создание алгоритмов классификации и распознавания видов дефектов по их изображениям;
- расчет количественных характеристик повреждений (площадь, глубина и др.);
- разработку программных модулей для генерации аналитических отчетов и рекомендаций;
- внедрение в работах действующего нефтегазоперерабатывающего предприятия программного обеспечения для мобильных носителей приложений

(например, гаджетов различного назначения) с целью практического использования в условиях эксплуатации металлического оборудования.

Теоретическая часть

На основе литературного анализа применения существующих методов компьютерного зрения разработаны следующие алгоритмы:

- классификации коррозионных дефектов с помощью методов искусственного интеллекта, прошедших обучение на датасетах изображений повреждений;
- анализа яркости изображений для определения глубины коррозионных дефектов;
- расчета площади коррозионных поражений с помощью методов сегментации изображений;
- генерации аналитических отчетов, включающих причины развития коррозии и рекомендации по их предупреждению.

Для прогнозирования эксплуатационных параметров и момента отказа узла оборудования использованы методы машинного обучения, в частности, модели, обученные на литературных и входящих данных, включая сведения о продолжительности эксплуатации и параметрах работы оборудования.

Практическая значимость, предложения и результаты внедрений

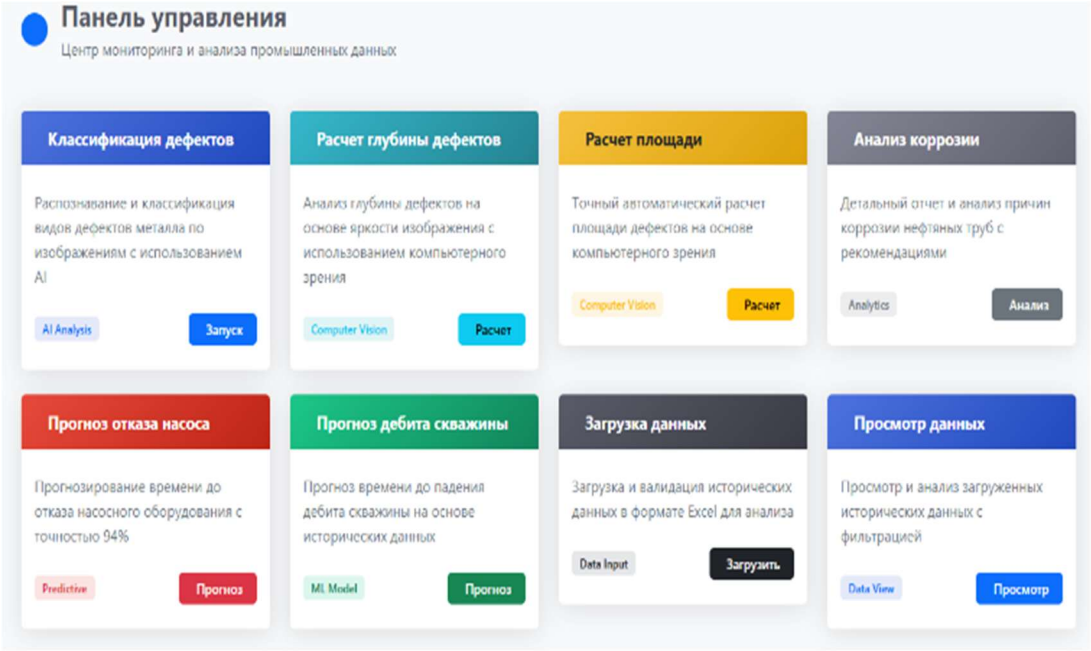


Рисунок 1 – Интерфейс программы анализа и классификации коррозионных дефектов

Внедрение приложения в промышленность позволит оперативно проводить осмотры металлической поверхности на местах и получать предварительные оценки ее коррозионного состояния, что существенно сокращает время реагирования. Десктопное приложение обеспечивает углубленный анализ и формирование

детализированных отчетов, что повышает качество проводимых технических экспертиз.

Результаты экспериментальных исследований показали:

- высокую точность классификации дефектов (относительная ошибка распознавания 5 - 7 %);
- расчет площади повреждений (относительная ошибка менее 3 %);
- прогноз времени до отказа оборудования (относительная ошибка менее 5 %).

Таким образом, подтверждена эффективность предложенного подхода при проведении коррозионного мониторинга.

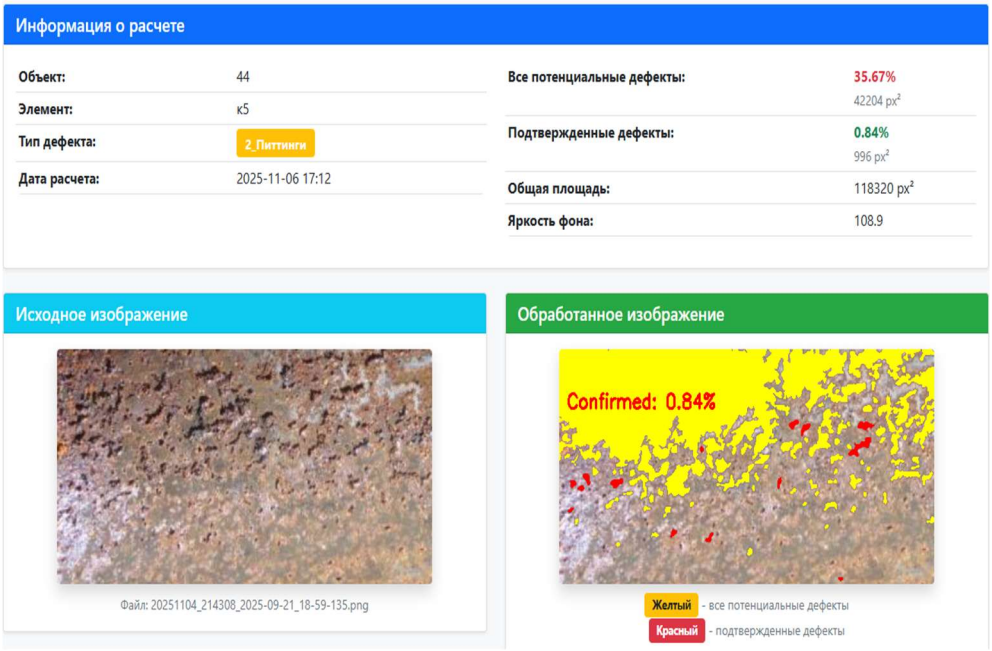


Рисунок 2 – Результат работы программы анализа и классификации коррозионных дефектов

Выводы:

Предложенный подход и алгоритм анализа коррозионных повреждений металлов с использованием метода компьютерного зрения, основанного на искусственном интеллекте, позволяют существенно повысить точность и оперативность мониторинга, а также обеспечить прогнозирование отказов оборудования и оптимизацию его технического обслуживания. Внедрение мобильных и десктопных приложений будет способствовать повышению надежности и безопасности промышленных объектов. Дальнейшие исследования планируется направить на расширение функционала данной методологии и повышение точности моделей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Погадаева Е. Ю. «Распознавание дефектов сварных соединений по фотоизображению для визуального контроля» // «Молодой учёный», 2020, № 43 (333), с. 5–9.

2. Князева Н. В., Назойкин Е. А., Орехов А. А. «Применение искусственного интеллекта для обнаружения дефектов в строительных конструкциях» // Строительство и архитектура. 2023. № 3. С. 18–18.

3. Зинченко В. В., Арзамасов К. М., Кремнёва Е. И., Владзимирский А. В., Васильев Ю. А. «Технологические дефекты программного обеспечения с искусственным интеллектом» // Digital Diagnostics. 2023. Т. 4, № 4. С. 593–604.

4. Горбунов А. «Роль глубокого обучения в автоматическом выявлении дефектов на производстве» // Журнал автоматизации производства. — Том 15. — 2021. — № 3. — С. 30–45.

УДК 620.193.4

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ МАЛЫХ ЛЕГИРУЮЩИХ ДОБАВОК НА КОРРОЗИОННУЮ СТОЙКОСТЬ СТАЛЕЙ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

А.А. Березин, Н.Д. Сычев, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: alexeyberezin2@gmail.com

В работе рассмотрено влияние малых добавок легирующих элементов и вредных примесей на коррозионную стойкость перлитных конструкционных сталей, применяемых в нефтегазовой отрасли: углеродистой стали 45, марганцовистых сталей 35Г и 32Г1 и низколегированной марганцовисто-кремнистой стали 17ГС. На основе анализа химического состава, известных диаграмм коррозионной агрессивности H_2S–CO_2-сред и литературных данных по механизмам электрохимической коррозии систематизирована роль углерода, марганца, меди, хрома, фосфора, алюминия и серы в формировании структурной и электрохимической неоднородности металла. Показано, что при низком содержании хрома (менее 0,15 %) коррозия протекает в активном состоянии, а решающую роль играют микрогальванические пары «феррит–цементит», неметаллические включения и сегрегации примесей по границам зёрен. Выявлено, что медь в концентрации порядка 0,2–0,3 % в сталях 32Г1 и 17ГС способствует формированию плотной защитной патины и значительному снижению скорости атмосферной коррозии, тогда как марганец и сера за счёт образования включений MnS резко повышают склонность к питтинговой коррозии. Показана критическая роль фосфора для межкристаллитной коррозии стали 35Г и продемонстрировано, что оптимальный баланс прочности и коррозионной стойкости достигается в стали 17ГС при минимизированных содержаниях S и P. Сформулированы рекомендации по выбору материала и корректировке допустимых уровней примесей для эксплуатации в H_2S–CO_2-средах.

Ключевые слова: коррозия, перлитные конструкционные стали, сталь 45, сталь 35Г, сталь 32Г1, сталь 17ГС, марганцовистая сталь, медь, марганец, фосфор, сера, сероводородная коррозия, углекислотная коррозия, межкристаллитная коррозия, питтинговая коррозия.

В условиях добычи и транспорта нефти и газа металлическое оборудование эксплуатируется в средах, содержащих коррозивные газы – углекислый газ и сероводород. В соответствии с ГОСТ 53678 и связанными нормативными документами по составу и парциальным давлениям коррозивных компонентов среды выделяют три основных вида коррозии: углекислотную (CO_2-коррозию), сероводородную (H_2S-коррозию) и смешанную ($CO_2 + H_2S$). Совместный анализ pH_2S, pCO_2 и фактического значения pH позволяет отнести среду к определённой зоне коррозионной агрессивности по отношению к насосно-компрессорным и обсадным трубам из углеродистых и легированных сталей и оценить риск развития локальных форм коррозии и коррозионного растрескивания под напряжением [1, 10, 13]. В реальных условиях эксплуатации к действию коррозивных компонентов газа добавляются влияние минерализованных пластовых вод, температурные градиенты и механические напряжения. Это требует от конструкционных сталей одновременного обеспечения высокого уровня прочности и вязкости при достаточной коррозионной стойкости в H_2S–CO_2-средах.

Несмотря на развитие производства высоколегированных и нержавеющих сталей, основную долю металофонда нефтегазовой отрасли составляют углеродистые и низколегированные перлитные стали: углеродистая конструкционная сталь 45, марганцовистые стали 35Г и 32Г1, а также низколегированная марганцовисто-кремнистая сталь 17ГС. Их широкое применение обусловлено доступностью, отработанной технологией выплавки и обработки, а также благоприятным сочетанием прочности, пластичности и стоимости [11, 12]. Вместе с тем именно эти стали наиболее чувствительны к общей и локальной коррозии в водных и газо-водных средах, включая системы с H_2S и CO_2 [10, 13].

В нержавеющих сталях ключевую роль в обеспечении коррозионной стойкости играет хром: при содержании $Cr \geq 12$ % формируется устойчивая пассивная оксидная плёнка Cr_2O_3, резко снижающая скорость коррозии и вероятность локальных форм разрушения [1]. Для углеродистых и низколегированных конструкционных сталей, где содержание хрома, как правило, не превышает 0,15 %, реализуется иной механизм: коррозия протекает в активном состоянии, а скорость разрушения определяется, главным образом, степенью структурной и химической неоднородности поверхности металла и кинетикой анодных и катодных процессов [1, 10]. В работах по металловедению и коррозии показано, что микрогальванические пары, образующиеся между ферритом и цементитом, а также между металлической матрицей и неметаллическими включениями, лежат в основе как общей, так и локальной (питтинговой и межкристаллитной) коррозии перлитных сталей [2, 4–6, 11–13].

Ряд исследований посвящён влиянию неметаллических включений на локализацию коррозионных процессов. Показана высокая информативность электрохимических методов при выявлении включений в стали и оценке их роли в зарождении локальной коррозии [2]. Отмечено, что сульфидные включения MnS в значительной степени способствуют инициированию питтов и развитию локальной коррозии даже в высоколегированных сталях [4, 5]. Для низколегированных и атмосферостойких сталей продемонстрировано влияние марганца на коррозионную стойкость при изменении его содержания [6, 14, 15].

Отдельный блок аналитических исследований посвящён влиянию меди и других легирующих элементов на формирование защитных коррозионных продуктов в атмосферных условиях [1, 3, 9, 17]. Показано, что добавка Cu способствует

формированию более плотной и стабильной патины и снижению скорости коррозии в морской атмосфере [3, 9]. Важную роль в локальной коррозии и межкристаллитном разрушении играют фосфор и его сегрегация по границам зёрен, что доказано как для низколегированных сталей, так и для коррозионностойких сплавов [7–9, 19]. Современные обзоры по межкристаллитной коррозии нержавеющих сталей и методам её исследования подчёркивают критическое значение химической неоднородности и сегрегаций примесей [7].

Таким образом, имеющиеся литературные данные подтверждают принципиальную важность структурной и химической неоднородности для коррозионного поведения сталей. Однако для конкретных широко применяемых марок 45, 35Г, 32Г1 и 17ГС совокупное влияние малых добавок Mn, Cu, Cr, P, Al и S на коррозионную стойкость в H_2S–CO_2-средах систематизировано недостаточно полно, что определяет актуальность настоящей работы.

В настоящей работе рассматриваются перлитные конструкционные стали, широко используемые в нефтегазовой отрасли: углеродистая качественная сталь 45, марганцовистые конструкционные стали 35Г и 32Г1, а также низколегированная марганцовисто-кремнистая сталь 17ГС. Стали имеют сходный тип структуры (феррит + перлит), но существенно различаются по химическому составу, в том числе по содержаниям углерода, марганца, меди, хрома, фосфора, алюминия и серы [11, 14–17]. При содержании Cr менее 0,15 % пассивация на основе плёнки Cr_2O_3 практически не реализуется, и коррозия протекает в активном состоянии [1, 18]. В этих условиях ключевыми становятся механизмы, связанные с электрохимической неоднородностью: роль перлитной структуры, неметаллических включений, сегрегаций примесей на границах зёрен, а также влияние малых добавок Cu, Mn, P, Al и S на кинетику анодных и катодных процессов [2, 4–6, 14–21].

Цель работы – систематизировать и проанализировать влияние малых добавок Mn, Cu, Cr, P, Al, а также примесей C и S на коррозионную стойкость сталей 45, 35Г, 32Г1 и 17ГС в активных H_2S–CO_2-средах с учётом их роли в формировании микрогальванических пар и устойчивости к общей, питтинговой и межкристаллитной коррозии. Для достижения цели решаются следующие задачи: уточнить классификацию и химический состав рассматриваемых сталей; на основе электрохимической теории описать роль перлитной структуры и неметаллических включений в формировании микрогальванических пар [2, 4–6, 11–13]; проанализировать влияние C, Mn, Cu, Cr, P, Al и S на коррозионные характеристики [14–21]; сопоставить стали 17ГС и 35Г как наиболее контрастные по совокупности показателей [7–9, 14–17] и обосновать рекомендации по выбору материала и контролю содержания примесей.

Электрохимическая коррозия конструкционных сталей в водных и газо-водных средах представляет собой совокупность процессов, протекающих в большом числе микрогальванических элементов, функционирующих на поверхности металла. Для их существования необходимы анодные участки, на которых протекает растворение железа, катодные участки, где реализуются реакции восстановления (кислорода, водорода и др.), и электролит, роль которого выполняет водная фаза с растворёнными газами и солями [10, 13]. Перлитные стали, к которым относятся сталь 45, марганцовистые стали 35Г и 32Г1 и низколегированная сталь 17ГС, имеют двухфазную структуру, состоящую из феррита (α-Fe) и перлита, представляющего собой механическую смесь феррита и цементита Fe_3C. Цементит обладает более

благородным потенциалом по сравнению с ферритом и выполняет функцию эффективного катода, тогда как прилегающий феррит играет роль анода и избирательно растворяется [11, 12]. Двухфазная структура сама по себе формирует развитую сеть микрогальванических пар, что обусловливает высокую скорость коррозии в активных средах.

Дополнительную электрохимическую неоднородность создают неметаллические включения (сульфидные, оксидные, сложные оксисульфидные) и загрязнённые примесями границы зёрен [2, 5, 6, 21]. Электрохимические методы исследования, в частности локальная поляризация и сканирующие техники, позволяют выявлять такие включения по специфическому коррозионному поведению и локальным токам [2]. Сульфидные включения MnS, характерные для марганцовистых сталей, считаются одними из наиболее опасных инициаторов питтинговой коррозии, особенно в хлоридсодержащих средах [4–6, 21]. Они легко растворяются, локально подкисляют среду и вызывают интенсивное растворение окружающего феррита, формируя зародыши питтов.

С термодинамической точки зрения коррозия железа и его сплавов в большинстве эксплуатационных сред возможна, поскольку изменение изобарно-изотермического потенциала ΔG_T для реакций окисления железа отрицательно [10, 13]. Однако реальная скорость разрушения определяется кинетическими параметрами, прежде всего плотностью коррозионного тока $i_{кор}$. Для количественной оценки скорости общей коррозии $K_П$ используют соотношение, вытекающее из закона Фарадея [16]:

$$K_П = \frac{K_m^-}{d_{Me}} \cdot 8.76 = \frac{i \cdot A_{Me} \cdot 8.76 \cdot 10^4}{n \cdot F \cdot d_{Me}}$$

где $K_п$ – это показатель коррозии в мм/год, i – плотность тока, A_{Me} – атомная масса, n – валентность, F – Фарадей, d_{Me} – плотность. Влияние легирующих элементов и примесей на коррозионную стойкость в активном режиме проявляется, главным образом, через изменение величины $i_{кор}$: формирование новых локальных анодов, модификацию кинетики катодных реакций и изменение структуры коррозионных продуктов [14–17].

Углерод является базовым элементом, определяющим фазовый состав сталей. Сталь 45 относится к среднеуглеродистым конструкционным сталям, тогда как сталь 17ГС – к низкоуглеродистым. Повышение содержания углерода увеличивает долю цементита и степень искажения кристаллической решётки, что приводит к росту прочности и твёрдости, но снижает пластичность [11, 12, 14–16]. С коррозионной точки зрения увеличение содержания углерода усиливает контраст между ферритной матрицей и карбидами, способствуя формированию микрогальванических пар и увеличению скорости коррозии в 2–3 раза [16]. Поэтому при необходимости повышения коррозионной стойкости без применения нержавеющих сплавов целесообразно минимизировать содержание углерода при сохранении требуемого уровня механических свойств.

Марганец является ключевым легирующим элементом в марганцовистых сталях 35Г и 32Г1 и в низколегированной марганцовисто-кремнистой стали 17ГС, а в стали 45 присутствует преимущественно как технологическая добавка [11, 14, 15, 17]. Технологически он улучшает раскисление стали, связывая кислород в оксиды, и

частично нейтрализует вредное влияние серы, переводя её в сульфидную форму [14, 15]. Марганец повышает предел прочности и текучести, ударную вязкость и износостойкость [11, 14, 15]. Однако в коррозионном отношении его роль двойственна. С одной стороны, он позволяет повышать прочность без чрезмерного роста содержания углерода, что потенциально благоприятно для коррозионной стойкости. С другой стороны, в присутствии серы марганец образует сульфидные включения MnS, которые, как показано в ряде работ, являются активными центрами питтинговой коррозии [2, 4–6, 21]. Кроме того, марганец, растворённый в ферритной матрице, увеличивает электрохимическую активность стали и снижает потенциал питтингообразования [6].

Медь относится к числу наиболее эффективных малых легирующих добавок, повышающих атмосферную коррозионную стойкость конструкционных сталей [1, 3, 9, 17]. В сталях 32Г1 и 17ГС её содержание составляет порядка 0,27 и 0,23 % соответственно [17], что достаточно для заметного влияния на характер продуктов коррозии. В отличие от хрома медь не формирует классическую пассивную плёнку, но существенно изменяет состав и структуру коррозионных продуктов. В атмосферных условиях со временем на поверхности формируется плотный слой патины, обогащённой устойчивыми фазами типа $CuFeO_2$ и α-FeOOH (гётит), причём именно гётит, в отличие от рыхлого γ-FeOOH (лепидокрокита), обеспечивает более плотный и защитный характер слоя [1, 3]. На начальных этапах коррозия протекает относительно быстро, однако по мере уплотнения и стабилизации медьсодержащей патины скорость коррозии может снижаться в 5–6 раз за несколько лет эксплуатации [1, 3, 17]. Таким образом, медь преимущественно формирует диффузионный барьер, затрудняющий доступ коррозионно-активных компонентов к металлу-основе.

Хром в рассматриваемых сталях присутствует в небольших количествах (0,05–0,15 %), что существенно ниже порогового уровня пассивации, характерного для нержавеющих сталей (Cr ≥ 12 %) [1, 18]. В этих условиях Cr не обеспечивает формирование непрерывной пассивной плёнки, а его влияние проявляется в основном через образование карбидов хрома и повышение прокаливаемости. Вклад хрома в повышение общей коррозионной стойкости сталей 45, 35Г, 32Г1 и 17ГС в активном режиме можно считать ограниченным [1, 18].

Фосфор традиционно относится к вредным примесям, однако его влияние также двойственно. В небольших количествах он способен обеспечивать твердорастворное упрочнение, повышать атмосферную стойкость и улучшать режущие свойства [11, 19]. Однако повышенные содержания P, как в случае стали 35Г (около 0,0524 %), приводят к его сегрегации по границам зёрен и образованию хрупких фосфидных прослоек, которые служат анодными дорожками для межкристаллитной коррозии [7, 8, 19]. Современные работы по межкристаллитной коррозии и зернограничной сегрегации фосфора в низколегированных сталях подтверждают, что эти процессы существенно снижают пластичность и ударную вязкость, особенно при низких температурах, и повышают склонность к хрупкому разрушению [7–9, 19].

Алюминий используется преимущественно как раскислитель и модифицирующая добавка. Небольшие его количества способствуют повышению ударной вязкости и улучшению раскисления, а также связыванию азота, что снижает склонность к определённым видам межкристаллитного разрушения [20]. Вместе с тем продукты раскисления – оксидные включения Al_2O_3 – являются твёрдыми неметаллическими частицами, которые формируют дополнительные центры

структурной неоднородности и могут служить инициаторами локальной (питтинговой) коррозии [2, 20].

Сера является одной из наиболее вредных примесей в сталях. При затвердевании расплава она выделяется в форме FeS и комплексных сульфидов, располагающихся преимущественно по границам зёрен и формирующих непрерывные или прерывистые сетки. Это приводит к снижению ударной вязкости, повышенной склонности к горячему растрескиванию при деформации и непрерывной разливке, а также к значительному ухудшению коррозионной стойкости [14, 15, 21]. В атмосферостойких и коррозионностойких сталях сульфидные включения являются главными инициаторами точечной коррозии [21]. При наличии марганца значительная часть серы связывается в виде MnS, что с технологической точки зрения уменьшает склонность к горячему растрескиванию, но с коррозионной точки зрения создаёт активные анодные центры [2, 4–6, 21].

Анализ химического состава сталей 45, 35Г, 32Г1 и 17ГС на основе справочных и нормативных данных [11, 14–17] позволяет конкретизировать изложенные теоретические положения (табл. 1). Сталь 45 как углеродистая конструкционная сталь с повышенным содержанием углерода обеспечивает высокий уровень прочности, но отличается существенной структурной неоднородностью за счёт значительной доли цементита, что предопределяет высокую скорость коррозии в активных средах. Марганцовистые стали 35Г и 32Г1 за счёт повышенного содержания Mn обладают улучшенными механическими характеристиками, но более чувствительны к коррозионным процессам в присутствии серы и фосфора [8, 9, 14, 15, 21]. Низколегированная марганцовисто-кремнистая сталь 17ГС выгодно отличается сочетанием повышенного содержания марганца и меди с минимизированными уровнями фосфора и серы [7, 17].

Таблица 1: Химический состав исследуемых сталей (Масс. %)

Элемент, %	Сталь 45	Сталь 35Г	Сталь 32Г1	Сталь 17ГС	Фокус Анализа
Железо (Fe)	98,153	98,2165	97,3991	97,6733	Матрица (Феррит-Перлит)
Углерод (C)	0,4301	0,3344	0,3685	0,202	Прочность / Объем Перлита
Марганец (Mn)	0,6489	0,8686	0,8053	1,2689	Упрочнение / Риск MnS
Медь (Cu)	0,1707	0,105	0,2655	0,2294	Атмосферная стойкость (Патина)
Хром (Cr)	0,1053	0,0539	0,1364	0,1464	Субкритическая концентрация
Фосфор (P)	0,0345	0,0524	0,0095	0,0193	Сегрегация / Хрупкость (Макс. в 35Г)
Алюминий (Al)	0,0159	0,0163	0,0226	0,0276	Раскисление/Включения Al2O3
Сера (S)	0,0195	0,0156	0,0107	0,0047	Риск MnS (Мин. в 17ГС)

С практической точки зрения наибольший интерес представляет сопоставление стали 17ГС и стали 35Г как наиболее контрастных по совокупности химического состава и коррозионных характеристик [7–9, 14–17]. Сталь 17ГС является низкоуглеродистой низколегированной марганцовисто-кремнистой сталью. Она содержит около 1,27 % марганца и порядка 0,23 % меди при очень низких содержаниях серы (≈0,0047 %) и фосфора (≈0,0193 %). Такое сочетание обеспечивает требуемый уровень прочности, высокую атмосферную стойкость за счёт формирования медьсодержащей патины и одновременно минимизирует риск образования опасных MnS-включений и межкристаллитной коррозии, связанной с сегрегацией фосфора [3, 7–9, 17]. Сталь 35Г, напротив, характеризуется средним

содержанием углерода, повышенным содержанием фосфора (около 0,0524 %) и сравнительно низким уровнем меди (~0,105 %), что усиливает её склонность к межкристаллитной коррозии и хрупкому разрушению и снижает способность к формированию защитной патины [8, 9, 17, 19].

Результаты анализа позволяют сделать ряд практических предложений. Во-первых, при выборе материала для эксплуатации в H_2S–CO_2-средах целесообразно отдавать предпочтение сталям, аналогичным 17ГС, с минимизированными содержаниями P и S и наличием малых добавок Cu. Во-вторых, для марганцовистых сталей типа 35Г и 32Г1 представляется целесообразным ужесточить требования к содержаниям фосфора и серы, ориентируясь на уровни, реализованные в стали 17ГС [7–9, 14–17, 19–21]. В-третьих, при разработке или корректировке технических условий на поставку трубной продукции для H_2S–CO_2-сред важно учитывать не только прочностные характеристики, но и совокупное влияние C, Mn, Cu, P, S и Al на формирование микрогальванических пар и локальной коррозии.

Практическая значимость полученных результатов состоит в том, что они могут быть использованы при выборе материала для насосно-компрессорных и обсадных труб, элементов арматуры и других ответственных деталей, работающих в H_2S–CO_2-средах; при разработке и корректировке стандартов и технических условий по химическому составу конструкционных сталей (в части нормирования P, S, Cu, Mn, Al) [10–12, 14–21]; а также при интерпретации результатов эксплуатационных испытаний и лабораторных коррозионных тестов.

Проведённый анализ показал, что в перлитных конструкционных сталях 45, 35Г, 32Г1 и 17ГС при низком содержании хрома (менее 0,15 %) коррозия протекает в активном режиме, а решающую роль в формировании коррозионной стойкости играют структурная и химическая неоднородность, обусловленные перлитной структурой, неметаллическими включениями и сегрегациями примесей по границам зёрен [1, 2, 4–6, 11–13]. Углерод, повышая долю цементита, усиливает микрогальванический характер коррозии и снижает коррозионную стойкость [11, 12, 16]. Марганец, будучи основным легирующим элементом марганцовистых сталей, одновременно повышает прочность и вязкость и, в присутствии серы, образует сульфидные включения MnS, являющиеся активными центрами питтинговой коррозии [2, 4–6, 14, 15, 21]. Медь в концентрации порядка 0,2–0,3 % в сталях 32Г1 и 17ГС способствует формированию плотной медьсодержащей патины и значительному снижению скорости атмосферной коррозии за счёт создания диффузионного барьера [1, 3, 9, 17]. Хром при содержании до 0,15 % не обеспечивает пассивации и оказывает ограниченное влияние на коррозионную стойкость [1, 18]. Фосфор в повышенных количествах, как в стали 35Г, сегрегирует по границам зёрен и обусловливает межкристаллитную коррозию и склонность к хрупкому разрушению [7–9, 19], тогда как его минимизация в стали 17ГС в сочетании с низким содержанием серы существенно снижает эти риски [7, 8, 21]. Алюминий выполняет роль эффективного раскислителя, но оксидные включения Al_2O_3 могут служить очагами локальной коррозии [2, 20]. Сера во всех случаях остаётся критической вредной примесью, формирующей опасные сульфидные включения и ухудшающей как механические, так и коррозионные свойства [14, 15, 21].

В целом показано, что повышение коррозионной стойкости перлитных конструкционных сталей в H_2S–CO_2-средах требует не только оптимизации легирования (прежде всего по меди и марганцу), но и жёсткого контроля содержания

вредных примесей фосфора и серы. Сталь 17ГС с пониженным содержанием C, P и S, повышенным содержанием Mn и наличием Cu демонстрирует наиболее благоприятное сочетание прочности и стойкости к локальным видам коррозионного разрушения и может рассматриваться как предпочтительный материал для ответственных элементов, работающих в коррозионно-активных средах [7–9, 17, 21].

ЛИТЕРАТУРА

1. Березовская, В. В. Коррозионно-стойкие стали и сплавы : учебное пособие / В. В. Березовская, А. В. Березовский. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 244 с.

2. Zhang, X.-W. Detection of inclusions in steel by electrochemical corrosion methods / X.-W. Zhang, C.-F. Yang, F. Chai, X.-B. Luo, L.-F. Zhang // Materials Science and Technology 2018 (MS&T18), Columbus, OH, USA, 14–18 October 2018 : conference proceedings. – 2018. – P. 1271–1290.

3. Li, Y. Effect of Cu Content on Corrosion Resistance of 3.5%Ni Weathering Steel in Marine Atmosphere of South China Sea / Y. Li, Z. Guo, T. Fu [et al.] // Materials. – 2025. – Vol. 18, No. 15. – Art. 3496. – DOI 10.3390/ma18153496.

4. Park, J. O. Role of Manganese Sulfide Inclusions on Pit Initiation of Super Austenitic Stainless Steels / J. O. Park, T. Suter, H. O. Böni // Corrosion. – 2003. – Vol. 59, No. 1. – DOI 10.5006/1.3277537.

5. Yang, S. Induced-Pitting Behaviors of MnS Inclusions in Steel / S. Yang // High Temperature Materials and Processes. – 2018. – Vol. 37, No. 9–10. – DOI 10.1515/htmp-2017-0155.

6. Zhang, G. Effect of Mn on Corrosion Resistance of Low-Cr Weathering Steel / G. Zhang, H. Zhang, X. Liu [et al.] // Metals. – 2024. – Vol. 14, No. 12. – Art. 1433. – DOI 10.3390/met14121433.

7. Yang, J. Intergranular Corrosion of Stainless Steel and Its Research Methods / J. Yang, Y. Han, L. Zhang [et al.] // Journal of Physics: Conference Series. – 2025. – Vol. 3061. – Art. 012018. – DOI 10.1088/1742-6596/3061/1/012018.

8. Nikolaeva, A. V. Grain-Boundary Segregation of Phosphorus in Low-Alloy Steel / A. V. Nikolaeva, Yu. A. Nikolaev, Yu. R. Kevorkyan // Atomic Energy. – 2001. – Vol. 91, No. 1. – P. 534–542. – DOI 10.1023/A:1012482419952.

9. Zhang, X. Synergy effects of Cu and Sn on pitting corrosion resistance of ultra-purified medium chromium ferritic stainless steel / X. Zhang, Z. Liu, J. Li // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2017. – Vol. 182. – Art. 012032. – DOI 10.1088/1757-899X/182/1/012032.

10. Пустов, Ю. А. Коррозия и защита металлов : учебное пособие / Ю. А. Пустов. – Москва : НИТУ «МИСиС», 2020. – 216 с.

11. Гуляев, А. П. Металловедение : учебник для вузов / А. П. Гуляев. — 6-е изд., перераб. и доп. – Москва : Металлургия, 1986. ––544 с.

12. Татаринцева, Т. Б. Металловедение : учебное пособие / Т. Б. Татаринцева. – 2-е изд., доп. и испр. – Казань : Казанский гос. энергетический ун-т, 2017. – 465 с.

13. Коррозия и защита металлов : учебно-методическое пособие / О. В. Ярославцева, Т. Н. Останина, В. М. Рудой, И. Б. Мурашова ; под ред. А. Б. Даринцева. – Екатеринбург : Уральский федеральный университет, 2015. – 92 с.

14. Влияние химических элементов на свойства стали [Электронный ресурс] // Ornamita.ru. — Режим доступа: https://ornamita.ru/journal/vliyanie-khimicheskikh-elementov-na-svoystva-stali/ (дата обращения: 15.11.2025).
15. Химические элементы и их влияние на механические свойства стали [Электронный ресурс] // Areal-Metal.ru. — Режим доступа: https://areal-metal.ru/spravka/himicheskie-ehlementy-i-ih-vliyanie-na-mekhanicheskie-svojstva-stali (дата обращения: 15.11.2025).
16. Влияние углерода на свойства стали при прокатке на трехручьевом станке [Электронный ресурс] // Equipnet.ru. – Режим доступа: https://www.equipnet.ru/articles/tech/tech_54851.html (дата обращения: 15.11.2025).
17. 49 элементов и их влияние на свойства стали! Такой всеобъемлющий обзор! [Электронный ресурс] // Fushun Special Steel. – Режим доступа: https://www.fushunspecialsteel.ru/faq/458 (дата обращения: 15.11.2025).
18. Хромистая сталь: классификация и характеристики [Электронный ресурс] // Группа компаний SOEZ. – Режим доступа: https://www.soezgroup.ru/company/blog/khromistaya-stal-klassifikatsiya-i-kharakteristiki (дата обращения: 15.11.2025).
19. Какова роль фосфора в стали [Электронный ресурс] // SME Group. – Режим доступа: https://www.sme-group.com/ru/blog/какова-роль-фосфора-в-стали (дата обращения: 15.11.2025).
20. The Effect of Aluminum in Steel [Электронный ресурс] // LK Steel Pipe. – Режим доступа: https://ru.lksteelpipe.com/news/the-effect-of-aluminum-in-steel-29108878.html (дата обращения: 15.11.2025).
21. Каковы негативные эффекты серы в стали? [Электронный ресурс] // SME Group. – Режим доступа: https://www.sme-group.com/ru/blog/каковы-негативные-эффекты-серы-в-стал (дата обращения: 15.11.2025).

УДК 620.193:621.89:622.24

АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПАСТЫ И СМАЗКИ В СОВРЕМЕННОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МАШИНОСТРОЕНИИ

Ш.О. Туралиев, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: shakhnadyr@mail.ru

Рассматриваются антикоррозионные пасты и смазки как специализированный класс смазочных материалов, обеспечивающих одновременное снижение трения и защиту металлических поверхностей от коррозии в узлах нефтегазового машиностроения. Описаны механизмы коррозионного и механического износа, проанализирован состав смазочных материалов (базовое масло, загуститель, присадки) и их влияние на противокоррозионные свойства. Приводится классификация базовых масел по API и краткая характеристика распространенных типов загустителей и ингибиторов коррозии. Обзор носит аналитический характер: систематизированы виды антикоррозионных смазок и паст по назначению и типу

базового компонента, рассмотрены основные области их применения в нефтегазовом оборудовании. Отдельное внимание уделено сравнительному анализу типичных коммерческих продуктов на основе технической документации: литиевых комплексных смазок общего назначения, кальциево-сульфонатных смазок с повышенной водостойкостью, а также высокотемпературных противозадирных паст для резьбовых соединений. Обобщены литературные сведения о влиянии состава смазочных материалов на коррозионную стойкость и ресурс узлов трения и сформулированы практические рекомендации по выбору смазок с учетом условий эксплуатации. Показано, что грамотный подбор антикоррозионной пасты или смазки является значимым фактором повышения надежности и долговечности машин и агрегатов, работающих в агрессивных средах.

Ключевые слова: коррозия, антикоррозионные смазки, антикоррозионные пасты, базовые масла, загустители, ингибиторы коррозии, минеральные масла, силиконовые смазки, нефтегазовое машиностроение.

Коррозия и износ металлических поверхностей относятся к числу основных причин отказов машин и механизмов, снижения надежности промышленного оборудования и роста эксплуатационных затрат [1, 3]. Для нефтегазового машиностроения эта проблема особенно актуальна из-за сочетания высоких нагрузок, переменных температур и воздействия агрессивных сред (влага, сероводород, углекислый газ, минерализованная вода, механические примеси). Износ представляет собой длительное изменение размеров, формы и состояния поверхностей деталей вследствие разрушения их поверхностного слоя под действием трения, контактных напряжений, а также химических и термических факторов. Особенно интенсивно износ развивается в движущихся узлах, где присутствуют высокие контактные нагрузки и абразивные частицы (песок, продукты коррозии и износа), а смазка недостаточна по количеству или качеству. Коррозия, в свою очередь, представляет собой разрушение металлов и сплавов под воздействием внешней среды, обусловленное химическим или электрохимическим взаимодействием с агрессивными компонентами – кислотами, щелочами, солями, газами [3]. Коррозионное повреждение приводит к снижению несущей способности и преждевременному выводу оборудования из эксплуатации. Антикоррозионные пасты и смазки позволяют одновременно обеспечивать смазку и защиту от коррозии, что делает их важным элементом системы обеспечения ресурса современного нефтегазового оборудования [1-3, 5].

Увеличение металлоемкости нефтегазового оборудования, усложнение конструкций, рост глубин и давлений, а также расширение диапазона рабочих температур приводят к разнообразию коррозионных воздействий и типов износа. В отрасли усиливается потребность в смазочных материалах, способных обеспечивать стабильную защиту в условиях высокой влажности, присутствия солей, серосодержащих соединений, газоконденсатных смесей и циклических нагрузок [1, 5, 6]. В литературе рассматриваются разработка и изучение противокоррозионных свойств модифицированных редукторных смазок [1], улучшение свойств синтетических технологических сред [2], создание композиционных материалов на основе кремнийорганических соединений, устойчивых к агрессивным средам [3], синтез и оценка эффективности новых ингибиторов коррозии черных металлов [4]. Отдельное направление связано с использованием ингибированных товарных,

отработанных нефтяных и растительных масел в качестве основы антикоррозионных составов [5] и с разработкой комбинированных ингибиторных систем для защиты стальных поверхностей [6]. Обзорные публикации по типам присадок, в том числе противоизносных и противокоррозионных, для различных видов масел [7], а также рекомендации по применению базовых масел различных групп в соответствии с классификацией API [8], создают основу для проектирования новых смазочных материалов. Однако значительная часть работ посвящена либо отдельным компонентам (ингибиторам, базовым маслам, загустителям), либо конкретным рецептурам. Это обусловливает необходимость обзорных исследований, в которых сопоставляются теоретические подходы, составы и реальные коммерческие продукты, применяемые в нефтегазовом машиностроении.

Цель исследования состоит в обобщении и систематизации современных представлений об антикоррозионных пастах и смазках, применяемых в нефтегазовом машиностроении, с акцентом на их составе, механизме действия и сравнительной оценке типичных коммерческих решений. Для достижения этой цели необходимо: проанализировать механизмы коррозионного и механического разрушения поверхностей в условиях эксплуатации нефтегазового оборудования; охарактеризовать состав смазочных материалов (базовые масла, загустители, присадки) и их вклад в формирование противокоррозионных свойств; представить классификацию базовых масел по API и наиболее распространенных загустителей; систематизировать виды антикоррозионных смазок и паст по назначению и по типу базового компонента; на примере типичных коммерческих продуктов показать влияние типа загустителя, базового масла и твердых смазочных компонентов на эксплуатационные свойства; сформулировать практические рекомендации по выбору смазочных материалов с учетом условий работы узлов нефтегазового машиностроения.

Коррозия металлов в нефтегазовой отрасли может проявляться в виде атмосферной, электрохимической, точечной (питтинговой), коррозионно-механического растрескивания и других разновидностей [3, 6]. Тип и скорость коррозионного процесса определяются химическим составом и структурой металла, составом среды (наличие хлоридов, сероводорода, углекислого газа, кислорода), температурно-влажностными условиями, а также действием механических нагрузок. В реальных узлах трения имеет место совместное влияние коррозии и износа: коррозионные процессы облегчают, отрыв частиц металла, а продукты износа и коррозии усиливают абразивное и усталостное разрушение поверхностей [3, 6].

Принцип действия антикоррозионных паст и смазок основан на формировании барьерного слоя: на поверхности металла возникает тонкая непрерывная пленка, изолирующая металл от влаги, кислорода, солей и других коррозионно-активных компонентов [5]. Важными параметрами такого слоя являются гидрофобность, адгезия к металлической поверхности, химическая стойкость к рабочей среде и устойчивость под действием нагрузок. Дополнительно применяются ингибиторы коррозии, реализующие несколько механизмов защиты [4-7]: адсорбционный (формирование защитной адсорбционной пленки), комплексообразующий (связывание ионов металла и стабилизация пассивных пленок), нейтрализационный (уменьшение кислотности и коррозионной активности среды).

Смазочные материалы, включая антикоррозионные, удобно рассматривать как трехкомпонентные системы: базовое масло, загуститель и присадки. Базовое масло

составляет основную долю объема и представляет собой очищенную углеводородную либо синтетическую жидкость [8]. Оно формирует смазочную пленку в зоне контакта, снижает трение, способствует отводу тепла и является средой для растворения и распределения присадок. Классификация API выделяет пять групп базовых масел [8]. К первой группе относят минеральные масла с относительно невысокой степенью очистки, содержащие заметные количества серо-, азото- и кислородсодержащих соединений; такие масла используются преимущественно в недорогих смазочных материалах. Вторая группа включает более глубоко рафинированные минеральные масла с меньшим содержанием серы и повышенным содержанием насыщенных углеводородов, получаемые с применением гидроочистки и гидрокрекинга. Масла третьей группы дополнительно подвергаются глубокому гидрокрекингу и изомеризации, что обеспечивает им свойства, близкие к синтетическим (повышенный индекс вязкости, улучшенная термоокислительная стабильность). К четвертой группе относятся полиальфаолефины – синтетические базовые масла, практически не содержащие серу и азот и отличающиеся высоким индексом вязкости и благоприятными низкотемпературными характеристиками. Пятая группа объединяет прочие синтетические базовые масла (сложные эфиры, силиконы, полигликоли и др.), применяемые как самостоятельно, так и в композиции с маслами других групп [8]. Выбор базового масла для антикоррозионной смазки в нефтегазовом машиностроении определяется диапазоном рабочих температур, устойчивостью к окислению, взаимодействием с рабочей средой и требованиями к ресурсу и интервалам обслуживания [3, 5, 8].

Загуститель придает смазке необходимую консистенцию и обеспечивает удержание базового масла в зоне трения [5]. На практике широко применяются металлические мыла (литиевые, кальциевые, натриевые, алюминиевые, литиево-комплексные, кальциево-сульфонатные), неорганические загустители (бентонит, силикагель) и органические (полимочевина и др.) [5]. Литиево-комплексные загустители обеспечивают хороший баланс между температурной стойкостью и механической стабильностью; кальциево-сульфонатные отличаются высокой водостойкостью и выраженными антикоррозионными свойствами, что делает их перспективными для узлов, работающих в контакте с водой и рассолами [5, 10, 11].

Антикоррозионные присадки должны хорошо растворяться в базовом масле, не выпадать в осадок при колебаниях температуры и при длительном хранении, быть термически и химически стабильными и не ухудшать другие эксплуатационные характеристики смазки [4, 6]. Широко применяются соединения серы, хлора и фосфора, которые при высоких контактных давлениях и температурах образуют на поверхностях трения прочные слои, повышающие сопротивление разрушению и снижающие склонность к задиру [1, 7]. В условиях нефтегазовой отрасли дополнительные требования связаны с совместимостью присадок с рабочей средой, возможностью контакта смазки с углеводородами и поверхностно-активными веществами, а также с экологическими и санитарными нормами.

Для решения прикладных задач в нефтегазовом машиностроении антикоррозионные смазки и пасты целесообразно классифицировать по назначению и по типу основы. По назначению выделяют смазки общего применения, специальные противокоррозионные составы и консервационные материалы [1, 5]. Смазки общего назначения обеспечивают совокупность смазочных и защитных функций и используются в подшипниковых узлах, редукторах, подвижных соединениях

общепромышленного оборудования. Специальные противокоррозионные смазки применяются в узлах, где особенно важна стойкость к влаге и агрессивным компонентам, например, в приводах задвижек, подшипниках насосно-компрессорного оборудования, механизмах вращения буровых установок [1-3]. Консервационные смазки используют для защиты металлических изделий при длительном хранении и транспортировке, в том числе морским транспортом, в условиях высокой влажности и соленого воздуха [5].

По типу базового компонента антикоррозионные смазки и пасты разделяют на составы на основе минеральных масел, силиконовые смазки, смазки с тефлоном (ПТФЭ) и восковые композиции. Минеральные масла образуют на поверхности металла водоотталкивающий слой и не содержат воды, кислот и щелочей, ускоряющих коррозию [5]. Силиконовые смазки характеризуются высокой термической стабильностью, выраженными гидрофобными свойствами и хорошей адгезией к металлу [3], что важно для узлов, где смазочный слой не должен быстро смываться или деградировать при перепадах температуры. Смазки с ПТФЭ обладают химической инертностью и низким коэффициентом трения, что делает их полезными в узлах, где одновременно предъявляются требования к износостойкости и коррозионной стойкости. Восковые составы формируют устойчивый гидрофобный барьер и применяются для консервации труб, инструмента и вспомогательного оборудования [5].

С точки зрения коммерческих решений можно выделить несколько типичных групп продуктов, представленных на рынке. Первая группа – литиевые комплексные смазки общего назначения с антикоррозионными и противоизносными присадками. Характерный пример такого продукта – литиево-комплексная смазка серии Mobilgrease XHP 220, в частности марка Mobilgrease XHP 222, предназначенная для длительного обслуживания подшипников и других узлов при широком диапазоне температур и в тяжелых условиях эксплуатации [9]. Согласно техническим данным производителя, эти смазки обладают высокой механической стабильностью, хорошей несущей способностью, устойчивостью к вымыванию водой и обеспечивают надежную защиту от ржавчины и коррозии, включая морские приложения [9]. Для нефтегазового оборудования подобные материалы рационально применять в подшипниках качения, опорах приводов, шкивах и других узлах, где важно сочетание универсальности и расширенных интервалов между смазываниями.

Вторая группа – смазки на основе кальциево-сульфонатного комплексного загустителя. Примерами таких материалов служат многоцелевые смазки типа Calcium Sulfonate EP 2 Grease различный производителей [10, 13], а также специализированные кальциево-сульфонатные смазки для тяжелых условий и морских применений [9]. Техническая документация подчеркивает для них высокую устойчивость к вымыванию водой, хорошую коррозионную стойкость, высокую несущую способность и широкий диапазон рабочих температур [10, 13]. По сравнению с литиевыми комплексными смазками кальциево-сульфонатные материалы, как правило, лучше противостоят действию воды и соленых растворов, что делает их предпочтительными в узлах, работающих в контакте с морской водой, рассолами, буровыми растворами (лебедки, открытые зубчатые передачи, подшипниковые узлы на морских платформах).

Третья характерная группа — высокотемпературные противозадирные пасты (anti-seize) с твердыми смазочными компонентами. Типичный пример – пасты на

основе медного порошка, такие как Permatex Copper Anti-Seize, представляющие собой смазочную композицию с микродисперсной медью в нефтяной или полусинтетической основе и набором антикоррозионных ингибиторов [12]. По данным технических листов, такие материалы рассчитаны на очень высокие температуры (до ~1000 °C), препятствуют заеданию, закисанию и коррозионному схватыванию резьбовых соединений и обеспечивают их легкую разборку после длительной эксплуатации [12]. Еще один пример – паста Molykote 1000, представляющая собой твердосмазочную композицию с графитом и медью, не содержащую свинец и никель, предназначенную для смазки болтовых соединений, головок цилиндров, фланцев, работающих при высоких температурах и нагрузках [3, 7]. Такие пасты применяются в резьбовых соединениях колонн труб, фланцевой арматуры, крепеже печного и выхлопного оборудования, то есть в узлах, где стандартные пластичные смазки выгорают и не обеспечивают ни смазку, ни защиту от коррозии.

Важно подчеркнуть, что приведенные названия продуктов используются в работе исключительно как примеры типовых решений, а не как предмет рекламы; анализ ведется по открытым техническим описаниям и паспортам изделий [9-13]. Сопоставление этих групп показывает, что литиевые комплексные смазки целесообразно применять как универсальные материалы для подшипников и общепромышленных узлов; кальциево-сульфонатные смазки – там, где критичны водостойкость и коррозионная стойкость в воде и рассолах; высокотемпературные противозадирные пасты – в резьбовых и фланцевых соединениях, подверженных воздействию высоких температур и циклических нагрузок.

С практической точки зрения антикоррозионные смазки и пасты применяются в подшипниках качения и скольжения, открытых зубчатых передачах и цепях, тросах и канатах, опорах вращающихся механизмов, приводах запорной арматуры, резьбовых соединениях труб, а также в контактных соединениях электрооборудования [1-3, 5]. В подшипниках качения смазки формируют масляную пленку, снижающую трение и шум и одновременно защищающую от коррозии при остановках и перепадах температуры. В подшипниках скольжения, где возможны высокие скорости и нагрузки, требуется сочетание противоизносных и защитных свойств. Для открытых зубчатых передач и цепей используются смазки с высокими адгезионными и когезионными характеристиками (в том числе графитовые и битумные композиции), которые удерживаются на зубьях и обеспечивают длительную антикоррозионную защиту. В электрооборудовании применяют электропроводящие смазки для стабилизации сопротивления контактов и их защиты от окисления, а также электроизоляционные смазки для предотвращения попадания влаги и агрессивных веществ в зону контактных соединений и изоляции [2, 3].

Обобщение результатов экспериментальных исследований, приводимых в литературе [1-6], показывает, что введение эффективных ингибиторов в состав смазок и технологических сред заметно снижает скорость коррозионного разрушения стальных образцов; использование модифицированных базовых масел (в том числе рафинированных, отработанных и растительных) при грамотном подборе загустителей и присадок дает составы с удовлетворительными антикоррозионными и смазочными характеристиками [5]; комбинированные ингибиторные системы обеспечивают более устойчивую защиту по сравнению с индивидуальными компонентами [4, 6]; введение кремнийорганических и силиконовых компонентов

повышает устойчивость смазок к влаге и высоким температурам [3]. На основе анализа литературных и паспортных данных можно рекомендовать: при работе оборудования во влажных и загрязненных средах использовать смазки с повышенной водостойкостью (как правило, на основе кальциево-сульфонатных или специальных комплексных загустителей) и специализированными антикоррозионными присадками; для высокотемпературных резьбовых и фланцевых узлов применять противозадирные пасты с твердыми смазочными компонентами; в электрооборудовании использовать специальные электропроводящие или электроизоляционные смазки, совместимые с материалами изоляции и контактными материалами; при длительном хранении и транспортировке изделий применять консервационные восковые или смолистые составы, образующие устойчивые гидрофобные покрытия [1-5], [9-13].

Антикоррозионные пасты и смазки являются важным элементом системы обеспечения надежности и долговечности машин и механизмов нефтегазового машиностроения, поскольку позволяют одновременно снижать трение и защищать металлические поверхности от коррозионного разрушения. Эксплуатационные свойства таких материалов определяются сочетанием базового масла, загустителя и системы присадок; использование классификации API по базовым маслам облегчает выбор основы с учетом температурных и силовых условий работы [8]. Эффективная антикоррозионная защита связана с правильным подбором ингибиторов коррозии, формирующих устойчивые защитные пленки и подавляющих агрессивное действие среды [4-6]. Обзор и сопоставление типичных коммерческих продуктов показывает, что литиевые комплексные смазки рационально использовать как универсальные материалы для подшипников и общепромышленных узлов, кальциево-сульфонатные смазки – в условиях воздействия воды и рассолов, а высокотемпературные противозадирные пасты – в резьбовых и фланцевых соединениях, работающих при высоких температурах и циклических нагрузках [9-13]. Обобщение литературных данных подтверждает, что применение комбинированных ингибиторных систем, модифицированных базовых масел и современных загустителей позволяет повысить коррозионную стойкость и ресурс узлов трения [1-6]. Выбор конкретной антикоррозионной смазки или пасты должен осуществляться с учетом температур и нагрузок, свойств среды, материалов сопряженных деталей, периодичности обслуживания и требований по безопасности. Перспективными направлениями дальнейших исследований являются создание экологически более безопасных антикоррозионных смазок на основе возобновляемого сырья, адаптация составов к специфическим условиям нефтегазовой отрасли (H_2S, CO_2, Cl^--среды) и разработка смазочных систем с повышенной адаптивностью к переменным режимам работы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хамидов Б. Н., Ганиева С. Х., Игамкулова Н. А., Фарходов С. Ш.-У., Юлдошов Ф. А.-У. Разработка и изучение противокоррозионных свойств модифицированной редукторной смазки // Universum: технические науки. – 2021. – № 10(91). – С. 19–23. – URL: https://7universum.com/ru/tech/archive/item/12364 (дата обращения: 14.11.2025).

2. Юхин И. А., Фадеев И. В., Садетдинов Ш. В., Казарин А. С. Улучшение противокоррозионных свойств растворов синтетических технологических средств // Механика и технология. – 2020. – № 1. – С. 132–137.

3. Усманова Э. Д., Парсанов А. С., Галимов Д. З., Мансурова А. А., Габидуллина Л. Р. Композиционные материалы на основе кремнийорганических соединений // Вестник технологического университета. – 2017. – Т. 20, № 14. – С. 62–65.

4. Успенский И. А., Фадеев И. В., Садетдинов Ш. В., Кулик С. Н., Митрохина Е. В. Получение ингибиторов коррозии черных металлов методом физико-химического анализа // Вестник Рязанского государственного агротехнологического университета им. П. А. Костычева. – 2020. – № 2(46). – С. 90–95. – DOI: 10.36508/RSATU.2020.83.12.014.

5. Вигдорович В. И., Цыганкова Л. Е., Шель Н. В., Таныгин А. Ю. Антикоррозионные составы на базе ингибированных товарных и отработанных нефтяных и рапсовых масел. Научные основы и практика разработки // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2008. – Т. 14, № 3. – С. 529–535.

6. Князева Л. Г., Курьято Н. А., Дорохов А. В. Защита стальной поверхности комбинированными ингибиторами коррозии // Успехи в химии и химической технологии. – 2023. – Т. 37, № 2. – С. 57–61.

7. Петрова В. В. Типы присадок для трансформаторного масла // European Science. – 2018. – № 3. – С. 45–49. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/tipy-prisadok-dlya-transformatornogo-masla/viewer (дата обращения: 14.11.2025).

8. Annex E. API Base Oil Interchangeability Guidelines for Passenger Car Motor Oils and Diesel Engine Oils [Электронный ресурс]. – API Publication 1509, Annex E. – April 2019 (Reissued 30.04.2019). – URL: https://www.api.org/-/media/files/certification/engine-oil-diesel/publications/anne-rev-09-20-19.pdf (дата обращения: 14.11.2025).

9. Mobilgrease XHP™ 220 Series: Product Data Sheet [Электронный ресурс]. – ExxonMobil. – URL: https://www.mobil.com/en-gu/grease/pds/gl-xx-mobilgrease-xhp-220-series (дата обращения: 14.11.2025).

10. SynGard™ Calcium Sulfonate EP 2 Grease: Product Data Sheet [Электронный ресурс]. – Martin Lubricants. – URL: https://martinlubricants.com/wp-content/uploads/2015/02/PDS-Syngard-Calcium-Sulfonate-Grease.pdf (дата обращения: 14.11.2025).

11. Permatex Copper Anti-Seize Lubricant: Technical Data Sheet [Электронный ресурс]. – Permatex Inc. – URL: https://www.permatex.com/wp-content/uploads/tds/31163.pdf (дата обращения: 14.11.2025).

12. MOLYKOTE® 1000 Paste: Technical Data Sheet [Электронный ресурс]. – DuPont. – URL: https://www.dupont.com/content/dam/dupont/amer/us/en/Molykote/public/documents/en/MOLYKOTE_1000_Paste_71-0218J-01.pdf (дата обращения: 14.11.2025).

13. MOLYKOTE® 1000 Paste: Product Page [Электронный ресурс]. – DuPont. – URL: https://www.dupont.com/products/molykote-1000-paste.html (дата обращения: 14.11.2025).

УДК 681.5

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТЫ ТРУБЧАТЫХ ПЕЧЕЙ ЗА СЧЁТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ ПРЕДИКТИВНОГО АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

И.Р. Аюпов, А.С. Печников, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: ayupow@inbox.ru

В статье рассматриваются вопросы повышения промышленной безопасности и надёжности трубчатых печей нефтеперерабатывающих заводов в условиях модернизации технологических установок. Показано, что традиционная система регламентных осмотров и планово-предупредительных ремонтов недостаточна для своевременного выявления скрытых дефектов змеевиков и нарушений тепловых режимов, что приводит к риску аварий, связанных с перегревом металла и нарушением условий горения. На основе анализа публикаций и нормативных документов обосновывается переход к предиктивному анализу технического состояния печей как к ключевому инструменту риск-ориентированного управления. Описана архитектура предиктивной системы, включающая уровни сбора и подготовки данных, аналитики, прогноза и поддержки принятия решений, а также роль цифровой модели печи как эталона для сопоставления измеренных и расчётных параметров. Показано, что внедрение таких решений позволяет снизить частоту аварийных ситуаций, увеличить межремонтные интервалы, стабилизировать удельный расход топлива и повысить воспроизводимость операторских действий в соответствии с требованиями национальных стандартов и руководящих документов надзорных органов.

Ключевые слова: трубчатая печь, змеевики, коксование, предиктивная аналитика, техническая диагностика, промышленная безопасность, АСУ ТП, ПАЗ, риск-ориентированный подход.

В условиях модернизации технологических установок нефтеперерабатывающих заводов вопросы промышленной безопасности, надёжности и энергоэффективности трубчатых печей выходят на первый план. Эти агрегаты относятся к наиболее энергоёмкому и одновременно наиболее опасному оборудованию: их эксплуатация связана с высокотемпературными режимами, повышенным давлением и воздействием агрессивных сред. Перегрев змеевиков, нарушение условий горения или некорректная работа систем автоматики могут приводить к авариям с тяжёлыми последствиями для персонала и оборудования, что подтверждается анализом отказов печного оборудования и особенностей работоспособности змеевиков [1]. Нормативные требования к безопасности производственного оборудования, включая положения стандартов по промышленной и пожарной безопасности, дополнительно фиксируют необходимость управления рисками на стадиях проектирования и эксплуатации печей [6, 8, 9].

Традиционная практика обеспечения безопасности опирается на регламентные осмотры и планово-предупредительные ремонты. Такой подход позволяет удерживать базовый уровень надёжности, но не всегда обеспечивает своевременное выявление скрытых дефектов и начальных стадий деградации. Рост сложности технологических схем, увеличение диапазона рабочих режимов и объёма информации от средств измерений объективно требуют перехода к более интеллектуальным методам диагностики и прогнозирования технического состояния [2]. Одновременно развитие цифровизации в промышленности и энергетике демонстрирует, что внедрение предиктивной аналитики и цифровых систем мониторинга позволяет значительно повысить предсказуемость отказов и качество управления режимами оборудования [3–5].

Анализ работ по эксплуатации и оптимизации трубчатых печей показывает, что наиболее уязвимыми элементами являются змеевики радиантной камеры, работающие в условиях высоких тепловых потоков и сложного тепломассопереноса [1, 2]. Исследования тепловых режимов печей и вариантов их эксплуатации при переработке углеводородного конденсата подтверждают, что распределение тепловой нагрузки, состав сырья и организация утилизации тепла отходящих газов напрямую влияют как на энергоэффективность, так и на скорость нарастания отложений и деградации оборудования [2, 3]. Наряду с этим в публикациях по цифровым системам предиктивного анализа для энергетического оборудования показано, что сочетание цифровых моделей, статистического анализа и автоматизированной обработки трендов даёт возможность перехода от календарного обслуживания к обслуживанию по состоянию [4, 5, 10].

Комплексный анализ эксплуатационных проблем трубчатых печей позволяет выделить несколько ключевых факторов риска. Во-первых, это позднее выявление начальных стадий коксования змеевиков. Начальное коксование увеличивает гидравлическое сопротивление каналов и ведёт к росту температуры стенки при неизменной тепловой нагрузке, однако по ограниченному числу контрольных точек такие изменения фиксируются с заметной задержкой [1, 2]. Во-вторых, тепловой режим печи высоко чувствителен к неустойчивому смесеобразованию и неравномерному распределению воздуха и топлива по горелкам. Дисбаланс подачи топлива и окислителя, нарушение тяги, износ элементов дымоудаления приводят к локальным зонам кислородного дефицита, интенсивному нагарообразованию и формированию перегретых участков, которые остаются вне поля зрения стандартных точечных измерений [2, 3]. Наконец, существенную роль играют организационно-технические факторы: перегруженность операторов сигналами тревоги, недостаточная подготовка по интерпретации теплотехнических показаний, отсутствие устойчивых регламентов реагирования на ранние аномалии [4, 5, 9].

Отдельной проблемой выступает фрагментарность и разобщённость контуров автоматического регулирования и диагностических подсистем. Во многих случаях контуры поддержки теплового режима, контроля дымовых газов, тягодутьевой системы и диагностики состояния змеевиков развивались независимо и не обеспечивают согласованного анализа взаимосвязей между температурой, расходом топлива, тягой и показателями качества горения. Отсутствие единой базы наблюдений затрудняет выявление долгосрочных трендов деградации, а результаты регламентных обследований слабо увязаны с реальной динамикой эксплуатации. Практика модернизации печного хозяйства и внедрения систем предиктивного

анализа в смежных отраслях показывает, что повышение эффективности и безопасности невозможно без интеграции измерений, пересмотра алгоритмов регулирования и снижения зависимости результата от субъективных действий персонала [2–5, 9].

В условиях перехода надзорных органов к риск-ориентированным подходам особое значение приобретают инструменты, позволяющие объединять технологические и диагностические данные, повышать предсказуемость отказов и снижать влияние человеческого фактора. Руководящие документы Ростехнадзора по системам управления промышленной безопасностью подчёркивают необходимость формализованной идентификации опасных тенденций, их документирования и увязки с процедурами реагирования [9]. Стандарты по надёжности и прогнозированию технического состояния вводят единую терминологическую базу и критерии предельных состояний, на которые должна опираться практика мониторинга и обслуживания оборудования [7, 10].

Целью настоящей работы является обоснование подхода к построению предиктивной системы анализа состояния трубчатых печей, обеспечивающей: непрерывный мониторинг тепловых и гидродинамических параметров; сопоставление измеренных данных с цифровой моделью печи; формирование диагностических и прогностических индикаторов, привязанных к терминологии надёжности; интеграцию с АСУ ТП и ПАЗ для риск-ориентированного управления режимами и обслуживанием оборудования в соответствии с действующими нормативными требованиями [6–10]. Для достижения этой цели решаются задачи анализа эксплуатационных рисков, структуризации измерительной базы, описания архитектуры предиктивной системы и оценки её практической значимости.

Предиктивный анализ технического состояния оборудования (Predictive Maintenance) опирается на идею непрерывного наблюдения за процессом и преобразования разрозненных измерений в диагностические и прогностические выводы. В отличие от обслуживания по календарю, где решения принимаются по истечении заданных интервалов, предиктивный подход ориентирован на анализ траекторий параметров во времени: учитываются не только их текущие значения, но и тенденции изменения, скорости дрейфа и статистика отклонений [4, 5, 10]. Для трубчатых печей критическими являются температуры стенки и дымовых газов, параметры тяги, расходы топлива и воздуха, а также показатели состава дымовых газов, отражающие полноту сгорания и условия теплообмена. Такой подход требует строгой унификации понятий «безотказность», «деградация», «ремонтопригодность» и других характеристик надёжности в соответствии с ГОСТ 27.002–2015 [7] и со стандартами по прогнозированию технического состояния [10], поскольку именно через формализованную терминологию задаются пороговые условия, окна вмешательств и критерии перехода от режима наблюдения к режиму обслуживания.

Архитектуру предиктивной системы для трубчатой печи целесообразно рассматривать по уровням. На нижнем уровне находятся средства измерений и сбора данных: пирометры и термопары на трубах, газоанализаторы дымовых газов, датчики давлений в конвективных секциях, расходомеры топлива и воздуха, вибрационные и акустические каналы для оценки состояния опорных конструкций и дымососов [1, 2]. Следующий уровень отвечает за подготовку данных: приведение сигналов к сопоставимому виду, синхронизацию временных меток, фильтрацию шумов, обнаружение и восстановление пропусков, контроль дрейфа характеристик

измерительных каналов с учётом требований к мониторингу технического состояния [10]. На аналитическом уровне выполняются анализ трендов, детектирование аномалий, расчёт производных признаков (скоростей изменения температуры стенки, индексов тепловой неравномерности, интегральной тепловой нагрузки по секциям), сопоставление данных с расчётной моделью печи и оценка согласованности поведения параметров [2–5]. Верхний уровень реализует прогностические функции и поддержку принятия решений: оценивает остаточный ресурс участков змеевиков до достижения предельной температуры металла в существующей коррозионной среде, вероятность коксования при наблюдаемых профилях теплового потока, формирует рекомендации по перераспределению топлива между горелками, корректировке режимов тягодутьевой системы и планированию очистки змеевиков [4, 5, 10].

Ключевым элементом устойчивого функционирования такой системы является наличие эталонной базы для сравнения, в роли которой выступает цифровая модель печи. Такая модель воспроизводит радиационно-конвективный теплообмен, гидравлическое сопротивление змеевиков и влияние отложений на коэффициенты теплопередачи [2–4]. Сопоставление измеренных температурных профилей и тепловых нагрузок с расчётными позволяет отделить влияние изменений свойств сырья, внешних возмущений и изменений режимов от признаков деградации металла и нарастания отложений. По мере накопления истории наблюдений цифровая модель уточняется за счёт эмпирических поправок, а алгоритмы обнаружения аномалий начинают опираться не только на физические закономерности, но и на статистику повторяющихся сценариев. Наиболее информативным индикатором раннего сдвига выступает устойчивое повышение температуры стенки при неизменной тепловой нагрузке и стехиометрии горения, что свидетельствует о росте термического сопротивления на внутренней поверхности трубы и требует проактивной корректировки режима или планирования очистки [1–3].

Интеграция предиктивных подсистем с действующими АСУ ТП и ПАЗ позволяет уменьшить время реакции на развивающиеся отклонения и частично перевести операторские функции в режим поддерживаемых рекомендациями решений. Прогнозные сигналы служат основанием для мягких управляющих воздействий: перераспределения топлива между горелками с целью выравнивания теплового поля, изменения уставок тягодутьевой системы, ограничения роста тепловой нагрузки при фиксируемом снижении теплопередачи [4, 5]. Одновременно формируются события для служб технического обслуживания, включающие проверку корректности измерений, калибровку пирометров, диагностические обследования критических участков и планирование работ по очистке змеевиков. Чтобы такие рекомендации были единообразными и воспроизводимыми, правила принятия решений увязываются с понятийным аппаратом надёжности, применяемым на предприятии, и с действующими регламентами безопасности: порогами отказа, критериями предельных состояний, плановыми окнами вмешательств в логике риск-ориентированного управления [7, 9, 10].

Практика внедрения предиктивных систем в смежных областях и отечественный опыт модернизации печного хозяйства показывают целесообразность поэтапного подхода [2–5]. На первом этапе формируется единая витрина данных от ключевых источников печного хозяйства с нормализацией временных рядов температур стенок труб, показателей по дымовым газам, параметров тягодутьевой системы и расходов топлива. На втором этапе подключаются модели теплопередачи

и регрессионные алгоритмы для оценки трендов роста термического сопротивления и выявления ранних признаков коксования. На третьем этапе создаётся контур рекомендаций, в котором прогнозируемые отклонения автоматически транслируются в управляющие воздействия по распределению топлива и уставкам по воздуху, а также в заявки в системе управления техническим обслуживанием, привязанной к показателям надёжности и предельным состояниям [7, 9, 10].

Экономическая эффективность внедрения предиктивных систем для трубчатых печей складывается из нескольких составляющих. К ним относятся предотвращение прожогов и внеплановых остановов, снижение частоты «немых» отказов средств измерений за счёт контроля дрейфа, увеличение межремонтных интервалов при переходе от календарного обслуживания к обслуживанию по состоянию, а также оптимизация расхода топлива за счёт выравнивания теплового поля и повышения КПД печи [2–5]. Для служб промышленной безопасности особенно важен временной аспект: смещение момента принятия решений на более раннюю стадию, когда аномалия фиксируется до выхода параметров за допустимые пределы. Это позволяет планировать очистку змеевиков и корректировку режимов без аварийной остановки агрегата и соответствует требованиям риск-ориентированного управления опасными производственными объектами [6, 8, 9].

Комплексный анализ эксплуатации трубчатых печей показывает, что наиболее значимые риски связаны с ранними стадиями коксования, локальными перегревами и несогласованностью контуров регулирования. Переход к непрерывному контролю тепловых и гидродинамических параметров и их интерпретации в прогностические индикаторы на основе цифровых моделей и стандартизированных подходов к прогнозированию технического состояния позволяет снизить вероятность развития опасных сценариев и повысить стабильность работы оборудования [1–4, 10]. Внедрение предиктивной аналитики формирует замкнутый контур «данные – модель – прогноз – решение», в котором управляющие воздействия реализуются до достижения предельных состояний металла и выхода режима за проектные границы. Это приводит к уменьшению частоты внеплановых остановов, повышению воспроизводимости операторских действий, росту межремонтных интервалов и стабилизации удельного расхода топлива при сохранении требуемой производительности [2–5]. Привязка рекомендаций к терминологии надёжности и регламентам промышленной безопасности облегчает проведение аудитов и подтверждение соответствия обязательным требованиям [7, 9]. Дальнейшее развитие рассматриваемого направления связано с расширением номенклатуры измерений (включая бесконтактную пирометрию и спектральную газоаналитику), уточнением цифровых моделей теплообмена применительно к конкретным конструкциям печей и тиражированием риск-ориентированных процедур, в рамках которых прогноз отказа автоматически инициирует корректные технологические действия и плановые ремонтные мероприятия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Добротворский А. М., Балутов А. В., Денисенко Е. П. и др. Змеевики технологических печей нефтеперерабатывающих производств. Основные особенности эксплуатации, технического диагностирования и анализа технического состояния // Химическая техника. – 2016. – № 1. – С. 50–55. – URL:

https://chemtech.ru/zmeeviki-tehnologicheskih-pechej-neftepererabatyvajushhih-proizvodstv/ (дата обращения: 15.11.2025).

2. Лысова В. Н., Хайбулов Р. А. Компиляция данных по оптимизации работы трубчатых печей // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2023. – № 3. – С. 7–14. – DOI: 10.24143/1812-9498-2023-3-7-14. – URL: https://vestnik.astu.org/ru/nauka/article/70351/view (дата обращения: 15.11.2025).

3. Сапрыкина Л. С., Осечкина А. А., Зуйков А. В. Оптимизация процесса горения в трубчатых печах с целью стабилизации режима работы // НефтеГазоХимия. – 2021. – № 1–2. – С. 64–67. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/optimizatsiya-protsessa-goreniya-v-trubchatyh-pechah-s-tselyu-stabilizatsii-rezhima-raboty (дата обращения: 15.11.2025).

4. Баширов М. Г., Павлова З. Х., Закирничная М. М., Хафизов А. М. Совершенствование систем автоматического управления и противоаварийной защиты трубчатых печей на основе мониторинга параметров процесса коксообразования // Нефтегазовое дело. – 2018. – № 1. – С. 120–144. – URL: https://ogbus.ru/issues/1_2018 (через поиск по названию статьи) (дата обращения: 15.11.2025).

5. Бадьин Ю. А., Вершинин О. В. Предотвращение повышенного изнашивания змеевиков трубчатых печей // Химическая техника. – 2022. – № 5. – С. 68–79. – URL: https://chemtech.ru (по поиску названия статьи) (дата обращения: 15.11.2025).

6. Иваненко А. Ю., Яблокова М. А., Пономаренко Е. А., Грабская Н. В. Рекомендации по модернизации многокамерной трубчатой печи с целью ликвидации зон перегрева и коксообразования // Современные наукоемкие технологии. – 2020. – № 3. – С. 49–53. – DOI: 10.17513/snt.37939. – URL: https://www.top-technologies.ru/ru/article/view?id=37939 (дата обращения: 15.11.2025).

7. Глотов А. В., Черемисинов С. В., Щербаков М. В. Цифровая система предиктивного анализа работы генерирующего оборудования // Энергетическая политика. – 2020. – № 9 (151). – С. 52–59. – URL: https://www.elibrary.ru/contents.asp?id=44095506 (дата обращения: 15.11.2025).

8. Щербаков М. В., Глотов А. В., Черемисинов С. В., Щербакова Н. Л. О специфике методики испытаний информационных систем с компонентами машинного обучения // Системный анализ в науке и образовании. – 2022. – № 2. – С. 33–37. – URL: https://sanse.ru/index.php/sanse/article/view/537 (дата обращения: 15.11.2025).

9. Предиктивная аналитика на производстве [Электронный ресурс] // CIO Chief Digital Officer. – [б. м.], [б. г.]. – 8 с. – URL: https://ciocdo.ru/news/predectiveanalytiics.pdf (дата обращения: 15.11.2025).

10. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2007. – 11 с. – URL: https://meganorm.ru/Data2/1/4294849/4294849766.htm (дата обращения: 15.11.2025).

11. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2006. – 36 с. – URL: https://normativ.kontur.ru/document?documentId=67132 (дата обращения: 15.11.2025).

12. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2016. – 24 с. – URL: https://normativ.kontur.ru/document?documentId=396039 (дата обращения: 15.11.2025).

13. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Приказ от 09.03.2023 № 103 «Об утверждении Руководства по безопасности

“Методические рекомендации по разработке систем управления промышленной безопасностью в организациях, эксплуатирующих опасные производственные объекты”». – URL: https://rulaws.ru/acts/Prikaz-Rostehnadzora-ot-09.03.2023-N-103/ (дата обращения: 15.11.2025).

УДК 531.787

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ТРИБОМОНИТОРИНГА

Н.И. Карасев, И.Д. Ибатуллин, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
email: ***KarasevN.I@mail.ru***

Современные трибологические исследования всё активнее смещаются в сторону автоматизации и онлайн-контроля, поскольку классические стендовые методы не дают возможности наблюдать динамику изменения параметров трения в реальном времени. Применяемые на практике трибометры, в том числе системы наклонной плоскости, машины трения Амслера и установки с индуктивными преобразователями, обеспечивают лишь частичное решение задачи мониторинга, ограничиваясь дискретной регистрацией или узким диапазоном режимов нагружения. В результате возникает необходимость в разработке более гибких информационно-измерительных систем, способных регистрировать силы трения, нормальную нагрузку и деформационные процессы непосредственно в зоне контакта.

В работе рассматривается подход к совершенствованию трибомониторинга на базе тензорезистивных измерительных преобразователей, встроенных в силовую структуру узла нагружения. Предложена архитектура системы, позволяющая обеспечить высокую чувствительность, устойчивость к температурным дрейфам и возможность дальнейшей интеграции в автоматизированные комплексы типа «Универсал». Показано, что применение тензометрических преобразователей в сочетании с цифровыми средствами обработки данных позволяет существенно повысить точность оценок силового взаимодействия, а также расширяет возможности идентификации параметров износа. Представлены результаты экспериментальных исследований на алюминиевом Т-образном профиле, подтверждающие адекватность выбранных методов. Предложенная система ориентирована на повышение качества трибомониторинга при исследовании широкого спектра материалов и смазочных условий.

Ключевые слова: трибомониторинг, информационно-измерительная система, тензорезистор, деформация, трение, машина «Универсал».

Трибологические системы служат основой огромного числа технических механизмов — от подшипников и направляющих до зубчатых передач и композитных узлов. Традиционный подход к изучению трения по-прежнему опирается на установки типа наклонной доски, машины Амслера или индуктивные узлы измерения момента [1–3]. Однако технический прогресс предъявляет более строгие требования

к наблюдаемости процессов: инженеру важно не только знать усреднённое значение коэффициента трения, но и иметь доступ к тонкой структуре силового взаимодействия — микроскачкам, деформационным волнам, неравномерности контакта.

В последние годы отмечается тенденция перехода к интеллектуальным информационно-измерительным системам (ИИС), интегрирующим силы, скорости, вибрации, тепловые процессы и акустические эмиссии в единый диагностический контур [4–6]. В этой области сохраняются нерешённые задачи, связанные с повышением чувствительности, снижением температурного дрейфа и адаптацией конструкции к реальным условиям нагружения.

Несмотря на большой опыт применения классических трибометров, каждая из систем имеет свои недостатки.

1. **Трибометр наклонной доски** – прост, но работает в квазистатическом режиме и не отражает динамику трения [1].
2. **Машина Амслера** – обеспечивает значительные нагрузки, но использует механическую передачу, снижающую точность показаний [2].
3. **Системы типа СНЦ-1** с индуктивными преобразователями чувствительны к паразитным колебаниям и электромагнитным помехам [3].
4. **Установка «Универсал»** обладает широким диапазоном исследований, но её стандартный силовой узел не позволяет детально регистрировать деформационные процессы в контактной зоне [7].

Публикации последних лет подчёркивают перспективность тензорезистивных преобразователей, которые позволяют фиксировать малые деформации, непосредственно связанные с нагрузкой и моментом трения [8–10]. Важным направлением также является цифровая фильтрация сигналов и адаптивная компенсация нестационарных температурных эффектов [11].

Таким образом, оптимизация трибометрической ИИС должна учитывать несколько факторов: чувствительность, стабильность, скорость регистрации и возможность интеграции в существующие стенды.

Цель исследования – разработка и экспериментальная проверка информационно-измерительной системы для трибомониторинга, обеспечивающей:

– высокую чувствительность к изменениям нормальной и касательной силы;
– устойчивую работу в условиях температурных градиентов;
– возможность интеграции в силовой узел установки типа «Универсал»;
– корректную регистрацию малых деформаций в режиме реального времени.

Для достижения цели необходимо:

1. сформировать модель нагружения Т-образного профиля;
2. выбрать архитектуру тензорезистивных датчиков и схему включения;
3. разработать цифровой тракт обработки;
4. провести экспериментальную проверку и оценить погрешность измерений.

Конструкция ИИС основана на размещении тензорезисторов в наиболее информативных участках несущего профиля. Расчёт напряжённо-деформированного состояния выполнялся с учётом типов деформаций: продольной, поперечной и сдвиговой, возникающих при приложении нормальной и касательной нагрузок.

Основным элементом измерительного тракта является тензорезистор металлической фольги с сопротивлением 120 Ом, работающий в составе

полумостовой схемы, что позволяет получить высокую чувствительность при умеренной глубине температурной компенсации.

Переход к цифровой обработке реализован через АЦП с разрядностью 24 бита, что позволяет выявлять микродеформации порядка 1–3 мкм/м. Для подавления шумов применялись цифровые фильтры нижних частот и адаптивные методы компенсации дрейфа, основанные на выделении низкочастотной составляющей сигнала.

Предложенная информационно-измерительная система была протестирована на алюминиевом Т-образном профиле, адаптированном для установки «Универсал». Нагрузки прикладывались с помощью гидравлического пресса с плавной регулировкой. Измерительные каналы показали линейную зависимость деформации от приложенной силы в рабочем диапазоне.

По результатам эксперимента установлено:

– сигнал тензодатчиков обладает устойчивостью к кратковременным перегрузкам;

– температурный дрейф эффективно компенсируется цифровой коррекцией;

– получаемые данные позволяют наблюдать микроскачки силы трения, ранее недоступные при использовании индуктивных датчиков.

Это открывает возможность применения системы для диагностики процессов износа на ранних стадиях и для исследования трибологических пар в переменных нагрузочных циклах.

В работе предложена архитектура информационно-измерительной системы для трибомониторинга, ориентированная на интеграцию в существующие стенды типа «Универсал». Использование тензорезистивных преобразователей совместно с цифровыми методами фильтрации обеспечивает высокую точность и стабильность регистрации. Экспериментальные исследования подтвердили эффективность подхода и возможность расширения функциональности трибологических испытательных машин за счёт внедрения многоканального мониторинга.

Предложенная система может стать основой для дальнейших разработок в области интеллектуального трибомониторинга и автоматизации испытаний.

ЛИТЕРАТУРА

1. Савенков А.А. Трение и износ материалов: учебное пособие. М.: Логос, 2017.
2. Агапов Б.А. Машины и аппараты трения и износа. М.: Машиностроение, 2015.
3. Исмагилов Ф.Р. Индуктивные преобразователи механических величин. М.: Наука, 2016.
4. Chen W., Wang X. Tribological performance monitoring using sensor-based techniques // Wear. 2018.
5. Stachowiak G.W., Batchelor A.W. Engineering Tribology. Elsevier, 2019.
6. Jacobs T. et al. Modern methods of friction monitoring // Tribology Letters. 2020.
7. Яковлев С.В. Машины трения типа «Универсал». Самара: СамГТУ, 2018.
8. Dally J.W., Riley W.F. Experimental Stress Analysis. McGraw-Hill, 2016.
9. Wong L. Strain gauge technologies for high-precision force sensing // Sensors. 2019.
10. Соколов В.В. Тензорезисторные преобразователи механических величин. М.: Техносфера, 2021.
11. Smith J., Patel R. Digital drift compensation in strain-based sensors // Measurement. 2022.

УДК 621.646

РЕГУЛИРУЮЩИЙ КЛАПАН С ПРУЖИННЫМ ЗАПИРАЮЩИМ ОРГАНОМ

А.Е. Лебедев[1], И.С. Гуданов[2], Д.В. Дышлевой[3]

1 - Д.т.н., профессор кафедры «Технологические машины и оборудование»,
2 - К.т.н., доцент кафедры «Технологические машины и оборудование»,
3 -Студент кафедры «Технологические машины и оборудование»

Ярославский государственный технический университет
г. Ярославль, Россия
E-mail: lebedevae@ystu.ru, gudanovis@ystu.ru, dyshlevoy.denis@mail.ru

Аннотация. В статье проанализирована конструкция современного регулирующего клапана осесимметричного типа. В данной статье также предлагается усовершенствовать конструкцию клапана, чтобы оптимизировать характеристики потока и снизить перепад давления по всей системе, приводящий к возникновению кавитации. В качестве модернизации рассмотрена конструкция клапана регулирующего с пружинным запирающим органом, а также принцип его действия, дана оценка эффективности и надежности данной конструкции. В дальнейших работах планируется изучить гидродинамику потока в клапане при помощи численного моделирования и произвести прочностной расчет методом конечных элементов.

Ключевые слова: трубопроводная арматура, регулирующий клапан, конструкция клапана, осесимметричный клапан, принцип действия клапана, кавитация, пружинный запирающий орган

1. Введение

Трубопроводная арматура широко применяется в различных установках и агрегатах химической, нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, а также в металлургии и энергетике. Кроме того, значительный объём арматуры задействуется в судостроении, холодильной промышленности, жилищном и промышленном строительстве, а также в иных отраслях народного хозяйства[1,2].

Регулирующая арматура служит для контроля параметров рабочей среды - таких как давление, температура и других - за счёт изменения её расхода. В состав регулирующей арматуры входят регулирующие клапаны.

Клапаны — это устройства, которые используются для того, чтобы регулировать, направлять или контролировать поток жидкости путем открытия, закрытия или частичного перекрытия проходных каналов.

В нефтегазовой промышленности для выполнения различных работ используются разные клапаны. Одним из распространенных типов клапанов, применяемых для регулирования потока жидкостей и газов, является регулирующий осесимметричный клапан. Он помогает изменять объем и давление рабочей среды, проходящей через его сечение, за счет регулирования расхода потока, используется во многих трубопроводных системах — от магистральных трубопроводов и нефтеперерабатывающих предприятий до хранилищ газа и газораспределительных станций различного типа.

Осесимметричные клапаны имеют геометрию отличную от других типов клапанов.

В осесимметричных клапанах движение потока внутри корпуса практически прямолинейно, а оси входного и выходного патрубков совпадают.

2. Актуальность

В области проектирования промышленной трубопроводной арматуры модернизация конструкций регулирующих клапанов, в частности осесимметричных, является актуальной задачей, стоящей перед специалистами, поскольку область применения и технические условия эксплуатации клапанов постоянно расширяются.

Регулирующая арматура выступает связующим элементом между рабочей средой и системами управления. Осесимметричные регулирующие клапаны - один из наиболее востребованных элементов трубопроводной арматуры, позволяющих контролировать различные рабочие параметры[4].

Однако при эксплуатации современных регулирующих клапанов приходится сталкиваться с проблемой возникновения кавитации, приводящей к эрозионному износу оборудования последующему выходу его из строя.

Усовершенствование конструкции осесимметричного регулирующего клапана, в частности его запорного элемента, может минимизировать возможность появления кавитации и связанные с ней негативные последствия.

3. Постановка задачи

Необходимо проанализировать распространенную конструкцию осесимметричного регулирующего клапана, выявить его недостатки, и на их основе предложить альтернативу в виде осесимметричного клапана относительно простой конструкции, препятствующей возникновению кавитации при перепаде давления в клапане.

Большинство современных клапанов, используемых в нефтегазовой, химической и других отраслях промышленности, имеют достаточно сложную конструкцию и страдают от быстрого износа в процессе эксплуатации, из-за высоких нагрузок действующих на внутренние элементы, эти нагрузки вызваны высокими перепадами давления внутри клапана, что в свою очередь приводит к возникновению кавитации.

Кавитация является фактором возникновения шума и вибраций внутри клапана и приводит к его эрозионному износу.

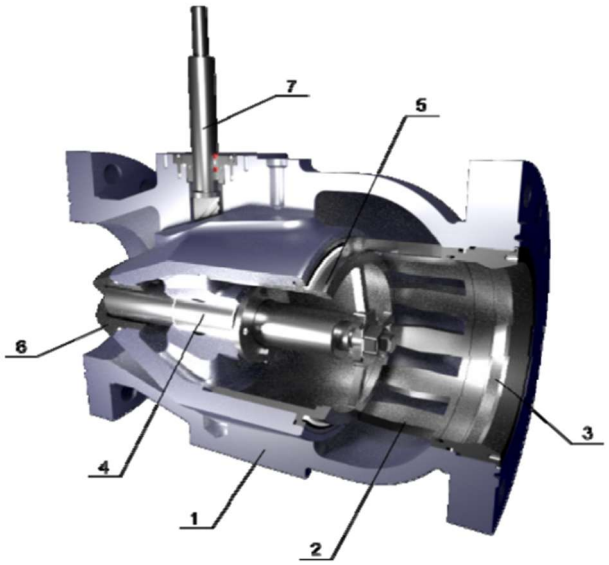
4. Теоретическая часть

В настоящее время осесимметричные клапаны используется в качестве основной регулирующей и защитной арматуры для магистральных трубопроводов, компрессорного и насосного оборудования, при транспортировании среды под высоким давлением.

Данные клапаны обладают рядом преимуществ в сравнении с другими видами регулирующих клапанов: точным регулированием рабочего потока, высокой пропускной способностью.

Работа осесимметричного клапана основана на принципе осевого потока, при котором рабочая среда внутри корпуса клапана движется по спрямленной проточной части клапана практически не изменяя направления. Поток при этом обтекает срединное тело, в котором находится регулирующий механизм.

Типовая конструкция осесимметричного клапана представлена на (рис.1).



1 – корпус; 2 – сепаратор; 3 – втулка;4 – направляющая; 5 – золотник; 6 – заглушка; 7 – шток
Рисунок 1 - Конструкция регулирующего осесимметричного клапана[4]

Регулирующий клапана осесимметричного типа состоит из наружного прямоточного корпуса, снабженного входным и выходным патрубками, присоединение клапана к трубопроводу осуществляется при помощи фланцевого соединения.

Внутри корпуса находится срединное тело в виде обтекателя, жестко закрепленного в наружном корпусе. Между обтекателем и наружным корпусом образован кольцевой канал, по которому движется рабочая среда – жидкость или газ.

Внутри обтекателя расположен регулирующий узел, который приводит в движение делитель потока, при помощи которого осуществляется регулирование рабочего среды.

Делитель потока представляет собой полые перфорированные цилиндры, расположенные соосно. Регулирование потока осуществляется путем перекрытия или открытия отверстий перфорации, за счет движения приводного механизма.

Данная модификация корпуса характеризуется низким перепадом давления и высокой пропускной способностью рабочей среды[4,5].

Однако такая конструкция обладает рядом недостатков: высокая нагруженность и сопротивление движению запирающего устройства, а также повышенные нагрузки в приводе и возникновение кавитации, которая приводит к разрушению клапана[3].

Проблему возникновения кавитации можно решить за счет модификации запорного элемента. Усовершенствованная конструкция запорного элемента используется в регулирующем клапане с пружинным запирающим органом.

5. Практическая значимость

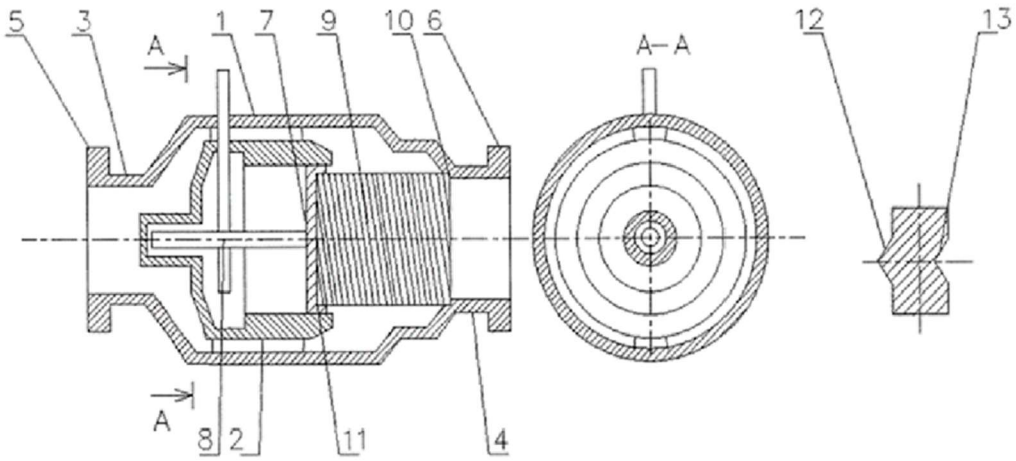
Кавитация, возникающая в проточной части регулирующего клапана, является негативным фактором, ухудшающим его работу и в конечном итоге приводит к

выходу из строя оборудования, что в свою очередь сопряжено с нарушением нормальной работы магистральных трубопроводов, нефтегазовых предприятий и опасностью для персонала.

Борьба с кавитационными эффектами в клапанах осуществляется при помощи деления потока рабочей среды запорным органом.

В регулирующем клапане с пружинным запирающим органом используется поперечный способ деления потока[6].

Конструкция клапана с пружинным запирающим органом представлена на (рис. 2).



а - клапан б - пружина в – поперечное сечение
1 – внешний корпус; 2 – внутренний корпус; 3 – входной патрубок; 4 – выходной патрубок 5,6 – фланцы; 7 – плунжер; 8 – реечный механизм; 9 – цилиндрическая пружина сжатия; 10 – кольцевая впадина в выходном патрубке; 11 – кольцевая впадина в плунжере; 12 – выступ; 13 -впадина

Рисунок 2 – Схема конструкции клапана регулирующего с пружинным запирающим органом[3]

Клапан состоит из внешнего корпуса с патрубками и фланцами и жестко закрепленного с ним внутреннего корпуса.

Внутренний корпус является обтекателем в полости которого располагается привод поступательного движения в виде реечного механизма.

Реечный механизм при помощи плунжера приводит в движение делитель потока в виде цилиндрической пружины сжатия. Пружина расположена продольно основной оси клапана, и закрепляется одним своим концом в кольцевой впадине плунжера, другим в кольцевой впадине выходного патрубка.

Регулирование потока осуществляется за счет изменения степени сжатия пружины плунжером.

Полное перекрытие потока происходит, когда пружина находится в полностью сжатом состоянии. Отсутствие пропускания рабочей среды между витками пружины осуществляется благодаря тому, что пружина имеет технологические выступы и впадины треугольной формы в поперечном сечении проволоки.

Данная конструкция регулирующего клапана помимо точно регулирования расхода за счет плавного изменения скорости среды, в процессе сжатия пружины, а также позволяет эффективно предотвращать кавитацию.

Поскольку одной из главных причин возникновения кавитации является турбулизация потока, особенно при небольшой степени открытия клапана, данная форма пружины сжатия, используемая в этом клапане, позволяет разделять поток, изменять его направление, благодаря наличию выступов и впадин треугольной формы в поперечном сечении пружины, тем самым препятствуя турбулизации потока[3].

6. Заключение

На основании проведенного анализа конструкций осесимметричных клапанов можно сделать вывод о том, что повысить эффективность и надежность регулирующего клапана можно за счет изменения его конструкции.

Использование осесимметричных клапанов с пружинным запирающим органом является перспективным направлением модернизации клапана, вследствие возможности предотвращения турбулизации потока и развития кавитации, при сохранении точности регулирования потока рабочей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гуревич Д.Ф. Расчет и конструирование трубопроводной арматуры // Изд. 5-е. — М.: Издательство ЛКИ, 2008. — 480 с.

2. Гуревич Д.Ф. Трубопроводная арматура справочное пособие // Изд. 2-е. — Л.: Машиностроение, 1981. — 312 с.

3. Лебедев А. Е., Капранова А. Б., Мельцер А. М., Воронин Д. В., Неклюдов С. В., Серов Е. М., Регулирующий клапан. Патент РФ 2681871, МПК F16K47/04. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Ярославский государственный технический университет" ФГБОУВО "ЯГТУ" (RU) . Опубл. 13.03.2019.

4. Солопов С. А., Мельцер А. М., Капранова А.Б. К вопросу проектирования регулирующих клапанов // Инженерный вестник Дона. – 2015. – № 2. – С. 140 – EDN: UICKLN. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/k-voprosu-o-proektirovanii-reguliruyuschih-klapanov/viewer.

5. Лебедев А. Е., Капранова А.Б., Мельцер А. М., Неклюдов С. В., Серов Е. М., Воронин Д. В., Конструктивные особенности новых регулирующих клапанов прямоточного типа // Инженерный вестник Дона. – 2017, №2. – С. 102. – EDN: ZEONUD. – URL: https://docs.yandex.ru/docs/view?tm=1735294339&tld=ru&lang=ru&name=IVD_31_lebedevN.pdf_64daa310a4.pdf&text.

6. Грызунов А. В., Верлока И. И., Капранова А. Б., Скурыгин Е. Ф., Анализ разновидностей современных антикавитационных решений в конструкциях регулирующих клапанов // Южно-сибирский научный вестник. – 2024. № 3. С – 223-224. – DOI 10.25699/SSSB.2024.55.3.030.–EDN:VNHHSL.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

УДК 665.6

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ КОДЯКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.С. Иванов, Ю.М. Габбасова, Е.В. Алекина

Самарский Государственный Технический Университет, г. Самара, Россия
e-mail: vitalik.ivanov.01@bk.ru

Добываемая нефть содержит разнообразные компоненты, такие как газ, вода, механические примеси, хлористые соединения и сероводород. Содержание этих компонентов влечёт за собой неблагоприятные последствия, так как наличие в больших концентрациях хлористых соединений, механических примесей в нефти приводит к быстротечному возникновению коррозионного износа оборудования.

В настоящее время на дожимных насосных станциях используют химический регент — «Деэмульгатор» — для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий, обычно вводя его через «Входную гребенку». Деэмульгатор взаимодействует с поверхностным слоем эмульсии, вытесняя природные стабилизаторы — асфальтены и поверхностно-активные вещества, что приводит к изменению поверхностного натяжения и разрушению защитных пленок, препятствующих слиянию и осаждению воды. На ДНС «Кодяковская» в технологическом процессе подготовки нефти, используется подача химического реагента с удельной дозировкой 59 гр/тн. при базовой дозировке в 41 гр/тн., что означает перерасход реагента в связи с недостаточным количеством времени на деэмульсацию реагента с нефтяной эмульсией.

Ключевые слова: нефть, деэмульгатор, эмульсия, механические примеси, , коррозия.

Присутствие различных компонентов в нефти негативно влияет на переработку и эксплуатационные свойства нефтеперерабатывающих установок. Эти примеси могут составлять до 30% от объема добытой нефти, и их наличие требует тщательной подготовки нефти к переработке. Без переработки возникает:

Эрозия внутренних поверхностей нефтепроводов и засорение теплообменников, что приводит к увеличению давления в аппаратуре и снижению ее производительности

Износ деталей насосов (уплотнений, рабочих колес, винтов пластин подшипников, что снижает их подачу и уменьшает коэффициент полезного действия.

Образование отложений в теплообменниках и печах, что снижает эффективность технологического оборудования из-за уменьшения коэффициента теплопередачи.

В настоящее время большинство крупнейших нефтяных месторождений и залежей мира вступило в позднюю стадию разработки, в результате чего осложняется добыча нефти, возрастает ее обводненность до 80-90%, изменяются и свойства добываемой нефти, в частности повышается ее вязкость. Качество нефти зависит в основном от состава и свойств углеводородов, а также от содержащихся в них примесей, которые в значительной степени влияют на технологию переработки, качество и выход получаемых нефтепродуктов, способствуют коррозии оборудования и отравляют дорогостоящие катализаторы. Сегодня на месторождениях действуют принципиально разные технологические схемы сбора и переработки нефти, условия

обработки эмульсий результаты существенно отличаются от объекта к объекту, хотя перерабатывается практически одна и та же эмульсия.

Разнообразие технологических схем и оборудования, используемых в данном случае, привело к тому, что деэмульгатор подбирается отдельно для каждого объекта.

Большинство химических компаний хорошо обучены и предоставляют своим представителям возможность выбрать деэмульгаторы и довести установку до оптимальной производительности. Владельцы нефтяных месторождений сами не занимаются этими вопросами и приглашают представителей других компаний для выбора деэмульгаторов и разработки рекомендаций по их применению. Вместо того чтобы выбирать сотен наименований деэмульгаторов, пригодных для использования только в конкретной установке со всеми ее технологическими особенностями, необходимо разработать идеальную технологическую схему подготовки нефти, создать на ее основе эффективное обезвоживающее оборудование и использовать деэмульгатор, соответствующий типу рафинированного масла.

Используемые в настоящее время методы добычи нефти привели к тому, что до 90% воды извлекается вместе с нефтью, образуя стабильные водонефтяные эмульсии активными веществами и смолами. Из-за высокой стабильности этих эмульсий их разрушение возможно только с помощью деэмульгаторов. Поскольку стоимость деэмульгаторов довольно высока, проблема снижения их расхода за счет повышения эффективности очень актуальна. Есть два способа решить эту проблему.

1. Первый, химико-технологический, заключается в разработке методов синтеза новых реагентов с деэмульгирующей способностью. Уровень этих

разработок на ряде предприятий достиг вполне удовлетворительного уровня.

2. Более глубокое обезвоживание нефти при низких затратах может быть достигнуто с помощью переноса точки подачи деэмульгатора на АГЗУ-16 «Кодяковского» месторождения, расположенная в 2,5 км от ДНС «Кодяковская» тем самым увеличив время деэмульсации с последующим снижением подачи реагента с 59 г/тн до 30 г/тн.

Предложенный метод эффективен и прост в аппаратурном применении. Снижение подачи деэмульгатора в процессах подготовки нефти-это оптимизация дозирования химического реагента, при обеспечении заданных параметров качества технологического процесса. Это важно, так как деэмульгатор-дорогостоящий химический продукт, и его излишний расход экономически нецелесообразен.

Таким образом, можно заключить, что перенос точки подачи реагента используемого в системе сбора нефти деэмульгатора на АГЗУ, позволяет повысить степень разрушения эмульсий в промысловых трубопроводах перед входом в аппарати сэкономить существенное количество реагента Внедрение описанной выше методики позволит нефтяным компаниям решить проблему контроля качества нефти, минимизировать темпы коррозионного изнашивания технологического оборудования, трубопроводов, утечек и возникновения аварий на опасном производственном объекте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сатторов М.О., Ямалетдинова А.А., Бакиева Ш.К. Анализ эффективности деэмульгаторов, применяемых при разрушении локальных водонефтяных эмульсий // Universum: Технические науки: электрон, научный. Журнал 2020. №4(73).

2. Сатторов М.О. Определение состава компонентов полимеров- деэмульгаторов разложения водонефтяных эмульсий. Международный научно- практический журнал "Теория и практика современной науки". 03(45), 2019 г. стр.260-262

3. Гладий Е.А. Оценка эффективности широкого применения деэмульгирующих реагентов для обезвоживания нефти термохимическим методом / Е.А. Гладий, А.Ф. Кемалов, В.И. Гайнуллин и др. // Воздействие нефтяного газа. - 2015. - № 5. — с. 18-20.

4. Очилов, А. А. Разрушение стабильных водонефтяных эмульсий местных масел деэмульгаторами серии D / А. А. Очилов. — Текст : прямой // Молодой ученый. — 2015. — № 8 (88). — С. 283-286.

5. Очилов А.А. Деэмульгаторы для разрушения стабильных водонефтяных ьэмульсий / А.А. Ачилов, Б.С. Олимов. - Иваново: Олимп, 2017. - с. 12-13.6. Sadyrbaeva A.S., Baybotaeva S.E., Turebekova A.M., Zhanabai S.J. The effectiveness

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРНИЯ ТЕХНОЛОГИИ LORAWAN В СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНАМИ НА ПРИМЕРЕ ПРИДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Е.И. Булгакова, Д.А. Мельникова, А.Ю. Скворцов

СамГТУ, г. Самара, Россия,
melnikovada1988@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются современные инновационные технологии в области автоматизации и управления скважинами в нефтегазовом секторе. Одной из главных задач предприятия является оптимизация затрат на модернизацию и адаптацию систем автоматизации и увеличение прибыли и качества добываемой продукции.

Ключевые слова: автоматизация, эффективность, скважина, нефтегазовый сектор, интернет вещей, энергообеспечение.

Только начав цикл автоматизации, инженер столкнётся с подбором оборудования и передачей информации. Разработка маломощных датчиков для передачи данных на большие расстояния была основным направлением в области беспроводной связи [1]. Система автоматизации полностью основана на передачи информации как с поля, так и обратно, только получая информацию можно давать обратную связь в виде реакции оператора, реакции самой системы, такой как закрытие или открытие клапана, включение насоса и подобное. Сегодня в большинстве случаев чтобы передачи данных будут проводными. Сигналы могут быть аналоговыми, дискретными или используются цифровые интерфейсы.

Технология LoRa Wan представляет из себя связь интернета вещей, особенностям которой является низкое энергопотребление, передача на большие расстояния и защита от помех. Беспроводная передача данных может осуществляться на разные расстояния. Если нам необходимо передать информацию на ближнем расстоянии, то первым решением будет BLE или Bluetooth, что позволяет передавать до 1мбит/сек, а подключение не занимает много времени и не затруднительно, но из-за высоких частот потребление высоко и заряд аккумулятора тратится быстрее. Для

среднего расстояния отлично подойдет Wi-fi. При правильном подключении датчика к Wi-Fi модулю, при правильно написанном скетче программы, при верной настройке канала приема данных на сервере все измеренные данные будут посылаться в соответствующие окна графиков и виджетов, весь процесс измерения датируется актуальной датой, временем и принимает необходимые значения в том промежутке времени, которые мы прописали в скетче. [2] В местах где необходимо передача на дальнее расстояние предыдущие методы уступят и подходящим станет LoRa Wan технология. Стандарт LoRa использует нелицензируемый диапазон частот, который может изменяться в зависимости от местных законов страны применения. В России для него выделен диапазон частот 864-865 и 868.7-869.2 МГц. LoRa имеет собственную модуляцию, основанную на технологии расширения спектра и вариации линейной частотной модуляции с интегрированной прямой коррекцией ошибок. Чувствительность приемника составляет от 108 до -136 дБм. Дальность связи до 10 км. [3] Передача данных может осуществляться на несколько километров на открытом воздухе, что решает проблему прокладки кабелей на дальние расстояния, обслуживание площадки становится удобнее, важные проходы остаются свободными без обходов в виде подъема или спуска кабеля на определенные высоты.

Сокращаются затраты связанные с энергообеспечением, маленькое потребление дает возможность долговременной работы от батарей. Чтобы продлить срок службы батареи (аккумулятора) в конечном узле (end node) и оптимизировать общую пропускную способность сети, сетевой сервер LoRaWAN управляет скоростью передачи данных и мощностью радиочастотного выхода каждого конечного устройства по отдельности на основании расстояния от шлюза. Управление осуществляется с помощью алгоритма адаптивной скорости передачи данных ADR (от англ. Adaptive Data Rate). .[5] Обратим внимание, что с точки зрения расширения производства мы получим преимущество в виде легкой расстановки дополнительного оборудования. Необходимость конкретной расстановки оборудования и проводки кабеля как в традиционной автоматизации отпадает, а обслуживание проводится удаленно, не нужно тратить время персонала на поездки к кабельным трассам, снижаются риски для персонала.

Дальности действия технологии LoRaWAN достаточно для решения задач передачи данных для контроля процессов электрохимической защиты металлоконструкций на значительной части объектов добычи, хранения и переработки углеводородов. [6] АСУ скважины включает в себя уровнемеры, расходомеры, датчики давления и температуры, так же датчики загазованности. Так как сигналы по данной технологии приходят с большей задержкой, то нужно обращать внимание на конкретный параметр, критична ли будет большая задержка. При выборе устройства уточняется время передачи сигнала и производится оценка пригодности. Еще одним затруднением будет размер передачи данных. Существует ограничение на объем передаваемых данных в сети LoRa WAN, они не могут превышать 300 байт. [4] Данная проблема может сократить или полностью ограничить возможности использования сети для передачи больших объемов данных.

На Ново-Елховском месторождении внедрена модульная система телеметрии на базе LoRaWAN, которая обеспечила удалённый контроль и управление скважинами с дебитом свыше 5 т/сут при интеграции данных в АСУТП. Внедрение LoRaWAN позволило существенно сократить эксплуатационные расходы и трансформировать скважины в «интеллектуальные» объекты, обеспечив оперативное реагирование диспетчерских служб и уменьшение простоев. [7]

Рисунок 1. Схема работы системы с измерителями коммутатора ROSSMA

Успешно завершены очередные испытания оборудования ROSSMA IIOT-AMS. Испытания проводились на объектах нефтедобычи ООО «Газпром добыча Уренгой». (Рисунок 1) Испытания подтвердили, что измерители-коммутаторы ROSSMA IIOT-AMS обеспечивают совместимость с широким спектром аналоговых, дискретных и интерфейсных датчиков, простоту монтажа и интеграции по протоколу LoRaWAN, работоспособность при температурах до −55 °C и возможность передачи данных в контроллер автоматики через схему LoRa → Modbus; за период испытаний технологических отклонений не зафиксировано. [8]

ЛИТЕРАТУРА

1. Akyildiz, W. Cy, Ю. Шанкарасубраманиам, Э. Кайирджи Беспроводные сенсорные сети: обзор

Вычислительная техника. Netw., 38 (4) (2002), стр. 393-422[Электронный ресурс]. В наличии: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1389128601003024

2. Н.Б. Калиаскаров, В. П. Ивель, Ю. В. Герасимова, П. А. Петров, В. В. Югай Использование технологии Wi-Fi для сбора и передачи данных температуры и влажности Вестник АУЭС. – Алматы: АУЭС, 2020. № 4. – С. 60–69 https://www.researchgate.net/publication/351180678_Ispolzovanie_tehnologii_Wi-Fi_dla_sbora_i_peredaci_dannyh_temperatury_i_vlaznosti

3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕТЕЙ LORA В АВТОМАТИЧЕСКОМ ЦИФРОВОМ ДЕНДРОМЕТРЕ 2021 / Безбородов Ю. Н., Рубцов И. Н.

4 АНАЛИЗ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ТЕХНОЛОГИИ БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ LORA WAN В УСЛОВИЯХ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ Мартыненко С.В. международный научный журнал вестник науки №5(62)Т.4 май 2023 Россия Вологда https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-aktualnyh-

problem-tehnologii-besprovodnoy-peredachi-dannyh-lora-wan-v-usloviyah-promyshlennogo-predpriyatiya/viewer

5 Выдрин Д.Ф. Основные параметры беспроводной технологии LoRaWAN / Д.Ф. Выдрин, Д.Р. Ситдиков // Academy. – 2019. – Т. 42, № 2. – Р. 22–24.

6 Доклады ТУСУР, 2023, том 26, № 3 Применимость систем передачи данных с использованием технологии LoRaWAN А.Ф. Носов

7. В Татарстане расширяют сеть «умных» нефтяных скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://burneft.ru/main/news/42457

8 Испытания оборудования ROSSMA IIOT-AMS на объектах нефтедобычи ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://rossma.ru/news/испытания-оборудования-rossmaiiot-ams-на-объект-3/?ysclid=lnbsp56hfr673514619, свободный (дата обращения: 09.10.2023).

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО КОНТРОЛЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. Рассматриваются проблемы оценки результатов акустико-эмиссионного контроля на объектах нефтегазового комплекса. Дается анализ используемых критериев оценки результатов контроля, их достоинств и недостатков применительно к номенклатуре объектов нефтегазового комплекса. Приводится описание результатов контроля сосудов высокого давления при оценке их остаточного ресурса.

Ключевые слова: акустико-эмиссионный контроль, нефтегазовый комплекс, сосуды высокого давления, критерии оценки, диагностирование, дефекты, трубопроводы, критерий непрерывности.

Основные объекты нефтяной и газовой промышленности, на которых может быть осуществлен акустико-эмиссионный (АЭ) контроль, – это различные трубопроводы, резервуары, сосуды высокого давления и другое технологическое оборудование. Они имеют широкую номенклатуру по конфигурации и материалам, из которых изготовлены. Это открывает большие перспективы для применения метода АЭ и в то же время создает проблемы, связанные с оценкой выявленных сигналов АЭ. Невозможно использовать один и тот же критерий для оценки сосуда высокого давления и подземного трубопровода. Помимо этого, экономически целесообразно удалить выявленное отклонение (вырезать), чем вести мониторинг его развития.

ПБ 03-593-03 [1] рекомендует 7 критериев оценки результатов акустико-эмиссионного контроля, из которых только три последних можно реализовать без дополнительных экспериментов. Это критерии кода ASME, система классификации источников АЭ в технологии MONPAC и критерий непрерывности АЭ.

Критерии кода ASME относятся к сосудам и резервуарам и могут быть использованы только в режиме зонной локации вместе с технологией MONPAC

согласно этому же ПБ 03-593-03. На сосудах высокого давления, эксплуатирующихся газотранспортными предприятиями ОАО «Газпром», в соответствии с требованиями [5] не допускается использовать «зонный» способ определения местоположения развивающихся дефектов с неизвестными координатами. Таким образом, в настоящее время применение только этого критерия при диагностировании сосудов уже недостаточно.

Система классификации и технологии MONPAC является зарегистрированным товарным знаком, однако использование математических (статистических) выражений, на которых она основана, позволяет другим производителям АЭ-аппаратуры предоставлять возможность пользователям оценивать результаты контроля по этому критерию.

При оценке степени его опасности методом акустической эмиссии дефект признан развивающимся и опасным для эксплуатации. При этом наиболее высокая интенсивность сигналов АЭ соответствует наибольшему раскрытию дефекта.

Не менее важен, в том числе для резервуаров вертикальных стальных (РВС), критерий непрерывности, свидетельствующий о наличии течи в стенке контролируемого объекта. В статье [4] приводятся некоторые результаты АЭ-контроля РВС, где особенный интерес вызывают экспериментальные кривые затухания преобразователей акустической эмиссии (ПАЭ). Они позволяют предположить, что без коррекции амплитуды расстояние между ПАЭ не может превышать 4–5 м для низкочастотных, до 3–5 м – для высокочастотных преобразователей. Таким образом, можно утверждать, что при использовании АЭ-системы на подземных трубопроводах расстояние между ПАЭ должно быть еще меньше, так как в этом случае затухание и рассеяние сигналов от изоляционного покрытия, давления грунта и других факторов будет сказываться еще больше.

Все вышеперечисленные критерии реализуют аналитический подход (анализ формы волны, модальная АЭ). Другой, классификационный подход (массовая обработка данных формы волны) [2] более сложен для анализа, но в то же время позволяет выделять из общего потока сигналы, характерные для наиболее опасных трещиноподобных дефектов. В настоящее время один из таких критериев – «амплитудно-спектральный», разработанный ЦНИИ им. академика Крылова, рекомендован для включения в новую редакцию НБ-95-93-05 [3]. Отработка этого критерия велась на титановых трубопроводах судовых пневмосистем, поэтому его использование на объектах нефтяной и газовой промышленности будет недостаточно. Связано это в первую очередь с тем, что по данному критерию к наименее опасным сигналам относятся утечки (сигналы течи), поиск которых является одной из задач при АЭ-контроле РВС. Однако использование совокупности нескольких критериев оценки совместно с критерием непрерывности, когда выявленные сигналы делятся на два класса (1-й – отсутствие непрерывной АЭ и 4-й – регистрация непрерывной АЭ, превышающей заданный порог дискриминации), позволяет устранить данный недостаток.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 03-593-03. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов.

2. Руководство пользователя AMSY-5, Vallen, 2002.

3. Гулегин В.А., Калегов И.А., Яковлев А.В. Контроль технологических трубопроводов с применением многопараметрической системы классификации акустико-эмиссионных источников // Безопасность труда в промышленности. 2005. №10.

4. Алешин Н.П., Балуев Е.А. Применение акустических методов контроля при оценке остаточного ресурса резервуаров и трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2001. №11.

5. Временная методика. Экспертное техническое диагностирование сосудов, работающих под давлением на компрессорных и газораспределительных станциях. М.: ОАО «Газпром», 2005.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ И КОНТРОЛЯ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы оценки радиальной глубины исследования электрических методов каротажа в процессе бурения нефтегазовых скважин. Анализируются факторы, влияющие на глубину проникновения электромагнитного поля в околоскважинное пространство, такие как свойства бурового раствора, удельное сопротивление пласта и зоны проникновения, а также конструкция скважины. Приводится теоретические основы и математические модели, позволяющие оценить радиальную дальность зондирования на основе анализа электромагнитных полей.

Ключевые слова: электрический каротаж, радиальная глубина исследования, околоскважинная зона, каротаж в процессе бурения, зона проникновения, удельное сопротивление, геофизические исследования.

Современные технологии бурения нефтегазовых скважин требуют оперативного получения достоверной информации о геолого-геофизических характеристиках вскрываемых пород. Одной из ключевых задач геофизических исследований в процессе бурения является оценка фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазонасыщенности коллекторов в околоскважинной зоне. Электрические методы, основанные на измерении кажущегося удельного сопротивления, играют в этом ведущую роль. Однако интерпретация данных электрического каротажа невозможна без точной оценки радиальной глубины исследования, которая определяет объем породы, вовлеченный в процесс измерений.

Радиальная глубина исследования электрических зондов зависит от целого ряда факторов: удельного сопротивления пласта и зоны проникновения, диаметра скважины, свойств бурового раствора, а также частоты зондирующего сигнала и конструкции измерительного зонда. Невозможно использовать единый подход для оценки глубины исследования в высокоомных карбонатных и низкоомных терригенных коллекторах. Кроме того, наличие зоны проникновения фильтрата

бурового раствора, свойства которой могут значительно отличаться от свойств нетронутой зоны пласта, вносит существенные коррективы в результаты измерений.

Глубина проникновения электромагнитного поля в проводящую среду определяется скин-эффектом. Для однородной изотропной среды глубина проникновения, на которой амплитуда поля значительно уменьшается, может быть рассчитана по известным формулам, учитывающим частоту и электропроводность среды. [1]

Однако в реальных скважинных условиях картина существенно сложнее из-за неоднородности среды. Математическое моделирование становится ключевым инструментом для оценки радиальной дальности, решение задач о распространении электромагнитных полей в цилиндрически-слоистых средах требует применения специальных функций и численных методов. [2]

Для оценки напряженно-деформированного состояния породного массива необходимо знать истинное удельное сопротивление породы, что напрямую связано с задачей раздельного определения сопротивления зоны проникновения и нетронутого пласта. Глубина исследования при этом зависит от разноса измерительных электродов для методов постоянного тока или от частоты и конструкции индукционных зондов для высокочастотных методов. [3]

На радиальную глубину исследования электрического зондирования комплексно влияют несколько ключевых факторов. Свойства бурового раствора и параметры зоны проникновения фильтрата определяют, насколько сигнал будет сосредоточен в прискважинной области или сможет проникнуть к нетронутой зоне пласта. Глубина исследования также напрямую зависит от частоты зондирующего сигнала: низкие частоты увеличивают глубину проникновения поля, но снижают вертикальную детальность, что компенсируется в современных многозондовых системах. Наконец, конструкция зонда, в частности расстояние между излучающими и приемными элементами, является компромиссом между увеличением глубины исследования и ростом влияния помех от зоны проникновения и окружающих пород.

Для комплексной оценки радиальной глубины необходимо применять не одноэлементный, а многокритериальный подход. Вместо использования единого эмпирического коэффициента целесообразно применять совокупность методов: моделирование, анализ кривых зондирования, совместная интерпритация с другими методами. Связано это, в первую очередь, с сильным влиянием динамически меняющихся параметров бурового раствора и высокой скоростью проведения измерений. Однако использование адаптированных математических моделей в совокупности с оперативным мониторингом параметров бурения позволяет устранить данный недостаток и повысить достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. [4]

Оценка радиальной глубины исследования электрического зондирования околоскважинной зоны представляет собой сложную, но необходимую задачу для корректной интерпретации данных каротажа. Современные теоретические модели и математический аппарат позволяют с достаточной точностью прогнозировать глубину исследования с учетом основных влияющих факторов. Перспективы развития метода связаны с совершенствованием многозондовых и многочастотных систем, а также с интеграцией систем математического моделирования в реальном

времени в процесс принятия технологических решений при бурении и освоении скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дахнов В.И. Электрические и магнитные методы исследования скважин. М.: Недра, 1981, 343 с.
2. Арсений Г. Математические методы и физика. М.: Атомиздат, 1970. 712 с.
3. Кузнец М.В., Ондрий В.Н. Скважинные геофизические методы диагностики и контроля напряженно-деформированного состояния массивов горных пород. Новосибирск: Наука, 1999. 28 с.
4. Чеверда В.А., Дружинин В.И., Ампилов Ю.П. Геофизические исследования скважин. М.: Изд-во МГУ, 2010.

ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ХОРДОВОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СТЫКОВ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.А. Мельникова , С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы применения хордовых ультразвуковых преобразователей для неразрушающего контроля сварных стыков трубопроводов. Анализируются ключевые характеристики данных преобразователей, такие как чувствительность, разрешающая способность и глубина контроля, в контексте их влияния на достоверность выявления дефектов. Приводятся теоретические основы метода и особенности его практической реализации в соответствии с действующими нормативно-техническими документами. Особое внимание уделено факторам, определяющим эффективность контроля при использовании хордовой схемы прозвучивания.

Ключевые слова: ультразвуковой контроль, хордовый преобразователь, сварные стыки, трубопроводы, дефектоскопия, неразрушающий контроль, чувствительность.

Контроль качества сварных соединений трубопроводов является критически важной задачей для обеспечения надежности и безопасности объектов нефтегазовой, энергетической и химической промышленности. Среди методов неразрушающего контроля ультразвуковой метод занимает одно из ведущих мест благодаря высокой чувствительности, производительности и возможности обнаружения внутренних дефектов. В случаях контроля толстостенных труб и соединений с ограниченным доступом к поверхности эффективное применение находят хордовые ультразвуковые преобразователи, обеспечивающие сканирование по хорде сечения трубы [1].

Принцип действия хордового преобразователя основан на введении ультразвуковых колебаний под таким углом, при котором упругие волны распространяются по хорде сечения трубы, пересекая зону сварного шва. Это позволяет осуществлять контроль в одной плоскости, минимизируя влияние кривизны поверхности, и выявлять дефекты, ориентированные вдоль шва [2]. Однако эффективность данного метода напрямую зависит от ряда факторов: геометрических

параметров трубы (толщины стенки, диаметра), акустических свойств материала, угла ввода и частоты ультразвуковых колебаний.

Чувствительность хордового преобразователя является комплексной характеристикой, определяющей его способность обнаруживать дефекты заданных типоразмеров. На чувствительность значительное влияние оказывает затухание ультразвукового сигнала при распространении по хорде, которое зависит от микроструктуры металла и наличия рассеивающих включений [3]. Кроме того, кривизна поверхности трубы приводит к искажению акустического пучка и изменению угла ввода, что требует тщательного выбора и настройки преобразователя в соответствии с контролируемым объектом [4].

Конструкция хордового преобразователя, в частности, тип призмы, угол ввода и размер пьезоэлемента, подбирается исходя из толщины стенки трубы и требуемой глубины контроля. Для повышения достоверности результатов применяются многорежимные методики, сочетающие хордовое прозвучивание с другими схемами (например, эхо-методом или дельта-методом), а также использование сканеров с автоматизированным перемещением преобразователей, что позволяет снизить влияние человеческого фактора [4].

Перспективы развития хордового метода контроля связаны с совершенствованием математических моделей распространения ультразвука в цилиндрических конструкциях, что позволяет более точно прогнозировать амплитудные и временные характеристики сигналов от дефектов [3]. Интеграция систем компьютерного моделирования в процесс настройки и проведения контроля позволяет оптимизировать параметры прозвучивания и повысить точность определения координат и размеров дефектов.

Таким образом, применение хордовых ультразвуковых преобразователей представляет собой эффективный метод контроля сварных стыков трубопроводов, особенно в сложных геометрических условиях. Комплексный учет факторов, влияющих на характеристики преобразователя, и строгое соблюдение требований нормативной документации позволяют обеспечить высокую достоверность и воспроизводимость результатов неразрушающего контроля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гизбург Г.А., Мозольников Л.Ю. Ультразвуковые хордовые преобразователи в дефектоскопии сварных стыков трубопроводов // В мире неразрушающего контроля. 2000. №2(8). С. 18-20.

2. Ермолов И.Н., Ланге Ю.В. Ультразвуковой контроль. Справочник по неразрушающему контролю. Т.3 / Под ред. Клюева В.В. М.: Машиностроение, 2004, 864 с.

3. Умников В.М., Михайлов В.В., Довиденко Д.М. О чувствительности дефектоскопии при ультразвуковом контроле хордовыми преобразователями // Дефектоскопия. 2008. №10. С. 41-46.

4. СКАН 2.01.00.000 М. Методика применения установки измерительной ультразвуковой серии «СКАНЕР» для ультразвукового контроля сварных соединений и основного металла трубопроводов. М., 2001. 84 с.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ С КОМПЬЮТЕРНОЙ ОБРАБОТКОЙ СИГНАЛОВ

Д.А. Мельникова , К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы применения вихретокового метода с компьютерной обработкой сигналов для неразрушающего контроля сварных соединений. Анализируются ключевые особенности использования преобразователей с П-образным магнитопроводом и алгоритмы пространственной фильтрации сигналов, позволяющие повысить достоверность контроля. Особое внимание уделено методам подавления мешающих факторов и визуализации результатов диагностики.

Ключевые слова: вихретоковый контроль, сварные соединения, компьютерная обработка, неразрушающий контроль, П-образный магнитопровод, пространственная фильтрация.

Обеспечение качества сварных соединений является критически важной задачей для промышленной безопасности. Использование вихретоковых методов контроля в сочетании с традиционными способами позволяет значительно повысить оперативность диагностики и эффективность выявления дефектов [1]. Однако широкое внедрение этих методов сталкивается с трудностями, обусловленными влиянием мешающих факторов: перекоса датчика, вариаций зазора, неоднородности электрофизических параметров материала.

Для контроля качества сварных соединений применяются накладные дифференциальные датчики с П-образным магнитопроводом [2]. Конструкция такого преобразователя обеспечивает локальную зону контроля, что позволяет проводить диагностику в труднодоступных местах и достигает высокой чувствительности к электрофизическим параметрам соединения в малом испытуемом объеме. Одним из перспективных подходов является импульсный вихретоковый метод, при котором в контролируемом изделии возбуждаются нестационарные вихревые токи. Анализ амплитудно-временных характеристик сигнала преобразователя позволяет определять контролируемые параметры изделия с высокой точностью [3].

Для подавления мешающих факторов разработан специальный алгоритм пространственной фильтрации сигналов, основанный на физических предпосылках. Основные положения алгоритма заключаются в том, что площадь дефектных зон значительно меньше площади бездефектных областей, а мешающие воздействия имеют случайный характер с симметричным законом распределения. Алгоритм обработки включает операции мультидифференциального сравнения сигналов, вычисления средних значений и дисперсии, а также пороговую обработку для выделения аномальных зон. Это позволяет эффективно компенсировать случайные неинформативные изменения сигналов и выделять дефектные области на фоне однородной структуры материала [4].

Экспериментальные исследования проводились на ферромагнитных образцах, имитирующих сварные соединения труб для бурения нефтяных скважин. Результаты показали, что чувствительность метода сильно зависит от частоты контроля, причем зависимости для амплитудных и фазовых параметров различны. Это позволяет

выбирать оптимальные частоты контроля для максимальной чувствительности к определенным типам дефектов.

Компьютерная обработка сигналов открывает новые возможности в области вихретокового контроля, существенно расширяя его диагностический потенциал. Помимо базовой визуализации результатов контроля, современные программно-аппаратные комплексы позволяют проводить многопараметрический анализ измерительной информации с использованием современных алгоритмов обработки данных.

Ключевые аспекты компьютерной обработки включают:

1) Многоуровневую фильтрацию сигналов - применение каскада цифровых фильтров (Бесселя, Калмана, адаптивных) позволяет эффективно подавлять низкочастотные помехи, связанные с неидеальностью прилегания преобразователя, и высокочастотные шумы измерительной аппаратуры.

2) Пространственно-временной анализ - корреляционная обработка сигналов от соседних точек сканирования позволяет выявлять протяженные дефекты с высокой точностью позиционирования.

3) Спектральное разложение - разделение сигнала на гармонические составляющие обеспечивает возможность избирательного выделения особенностей, характерных для конкретных типов дефектов (трещины, поры, включения).

4) Интеллектуальную классификацию - использование методов машинного обучения (нейросетевые алгоритмы, метод опорных векторов) позволяет автоматизировать процесс распознавания дефектов по совокупности признаков.

Практическая реализация этих подходов демонстрирует повышение отношения сигнал/шум на 15-20 дБ и увеличение вероятности обнаружения дефектов на 25-30% по сравнению с традиционными методами обработки. Особенно значительный эффект достигается при контроле сварных соединений из разнородных материалов и в условиях сильных электромагнитных помех. Таким образом, использование вихретокового метода с компьютерной обработкой сигналов представляет собой эффективный подход к контролю сварных соединений. Комплексное применение специализированных преобразователей и алгоритмов обработки позволяет обеспечить высокую достоверность и воспроизводимость результатов неразрушающего контроля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Приборы неразрушающего контроля материалов и изделий. Справочник / Под ред. В.В. Клюева. М.: Машиностроение, 1995.

2. Искров С.Г. Методы контроля качества сварных соединений. М.: Машиностроение, 1994.

3. Ганделли Г.Д.Л., Тихонова А.В. Расчет электромагнитного поля промышленного ВТП при вихревом контроле проводящих сред // Межвузовский сборник научных трудов. Самара, 2007.

4. Ганделли Г.Д.Л., Куппалапати Е.Т., Дитто Дж.Е. Восприятие и обработка синтезированных изображений в вихретоковой компьютерной дефектоскопии металлов // Дефектоскопия. 1997. №12.

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЦЕССОВ В РАМКАХ КОНЦЕПЦИИ INDUSTRY 4.0

Л.Ю. Демина, Е.Е. Ярославкина

СамГТУ, г. Самара, Россия, Liliya.Demina.97@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются современные тенденции и перспективы внедрения технологий цифровой трансформации в нефтегазовом секторе на основе концепции «Oil and Gas 4.0». Анализируются этапы развития автоматизации и интеллектуализации отрасли, ключевые инновационные решения и подходы, такие как использование интеллектуальных датчиков, систем машинного обучения, анализа больших данных и виртуальной реальности. Особое внимание уделяется роли цифровых технологий в повышении эффективности, безопасности и устойчивости нефтегазовых процессов, а также перспективах создания интеллектуальных месторождений и современных систем транспортировки.

Ключевые слова. Нефтегазовый комплекс, индустрия 4.0, нефть и газ 4.0, самокалибровка, промышленный интернет вещей, концепция цифровизации.

Современный этап развития технологий характеризуется прогрессом в области промышленной автоматизации и управления, в соответствии с чем наблюдается тенденция к созданию более интеллектуальных технических решений. Термины «Industry 4.0» или промышленный интернет вещей (IIoT) характеризуют текущую фазу развития техники и технологий. «Industry 4.0» - это концепция четвертой промышленной революции, которая возникла как идея революционной модернизации промышленности за счет интеллектуальных систем, объединенных в умные фабрики. Она характеризуется интеграцией цифровых технологий, автоматизации и интеллектуальных систем в производственные процессы. Эти технологии опираются на данные, генерируемые на различных уровнях производственного цикла, чтобы в дальнейшем повысить качество продукции, гибкость производственных процессов и увеличить общую производительность.

По аналогии с «Industry 4.0» в сфере разработки датчиков так же произошло несколько этапов изменений, итогом которых стали современные интеллектуальные датчики, которые характеризуются как «Sensor 4.0». Такие датчики позволяют выполнять самотестирование и самокалибровку. Они находят применение в различных областях благодаря обширному спектру измеряемых величин.

Концепция «Industry 4.0» является довольно популярной в последние десятилетия. В то время, как в нефтегазовой отрасли только в последние годы начала развиваться специализированная модель «Oil and Gas 4.0». Эксперты в этой отрасли сходятся во мнении, что используемая модель «Oil and Gas 4.0», основанная на цифровизации, интеллектуализации и автоматизации нефтегазовой отрасли обладает высоким потенциалом для существенного повышения эффективности, оптимизации процессов. Модель «Oil and Gas 4.0» все еще находится в зачаточном состоянии, однако ее внедрение становится особенно актуальным в таких направлениях, как обработка больших данных (Big Data Analytics), промышленный интернет вещей (IIoT) и анализ типовых сценариев применения в нефтегазовой цепочке, включая примеры умных нефтяных месторождений, интеллектуальных трубопроводов и современных нефтеперерабатывающих заводов.

Таким образом, суть модели «Oil and Gas 4.0» заключается в создании интеллектуальных систем, управляемых данными, которые опираются на высокий уровень цифровизации и автоматизации процессов.

Ключевые элементы разработки и применения технологических инноваций в нефтегазовой отрасли за последние полвека [1]:

1980–1990 годы: Разработка и внедрение механизмов электропривода для буровых аппаратов, использование верхних приводов, проведение измерений во время процесса бурения, внедрение методов направленного бурения, установка расходомеров для контроля процесса бурения, использование воздушных транспортных средств, автоматизация процессов механизированной сварки.

1990–2000 годы: Внедрение автоматизированных систем бурения, автоматический ведение журналов и протоколов буровых операций, автоматизация вертикального сверления, управление вращательными сверлами с возможностью маршрутизации, численное моделирование параметров коллекторов, диспетчерский контроль и сбор данных в реальном времени, автоматизация трубопроводных систем.

2000–2010 годы: Внедрение трехмерной виртуальной реальности для планирования и моделирования, интеллектуальные системы завершения скважин, цифровая модель масляной пленки, автоматизированное управляемое бурение с гидравлическим давлением, мониторинг состояния оптоволоконных линий, динамическая оптимизация технологических процессов, моделирование трубопроводных систем, автоматическая сварка, использование технологий неразрушающего контроля, разработка подводных робототехнических систем.

2010–2020 годы: Внедрение технологий виртуальной реальности для обучения и планирования, быстрый рост использования управляемого вращательного бурения с высокой скоростью, инспектирование объектов с помощью беспилотных летательных аппаратов, анализ больших данных (Big Data) для оптимизации процессов, разработка трубороботов, использование интеллектуальных датчиков, геоинформационные системы (ГИС) для мониторинга геолого-геофизических параметров.

2020–2030 годы: Формирование интеллектуальных нефтяных месторождений с использованием систем искусственного интеллекта, автоматизация конвейерных линий, интеллектуальных нефтеперерабатывающих заводов, дистанционно управляемое буровое оборудование, развитие наноробототехники для операций в труднодоступных зонах, внедрение систем принятия решений на базе искусственного интеллекта, автоматизация и роботизация процессов разведки, добычи и переработки нефти.

При анализе этапов развития нефтегазовой индустрии можно выделить следующие основные части: разведка, добыча и хранение ресурсов, транспортировка на большие расстояния, а также переработка и реализация нефтегазовых продуктов [1].

Рис. 1

Для первичной комплексной модели «Industry 4.0», применимой к модели «Oil and Gas 4.0», текущая концепция цифровизации, лежащая в её основе, включает ряд ключевых мероприятий (BDO, 2022): сейсмическая разведка и регистрация при бурении, цифровизация процесса бурения.

Сейсмическая разведка практикуется давно и поддерживается современными методами трехмерного моделирования и симуляции. В настоящее время активно внедряются передовые сейсморазведочные технологии, такие как 4D-модели, способные объединять данные добычи из скважин для отображения изменений уровней нефти и газа. Такие инновации позволяют точнее оценить запасы и определить сроки эксплуатации каждого скважинного объекта, что является критически важным для данного направления исследований.

Цифровизация процесса бурения основывается на использовании интеллектуальных датчиков, которые анализируют параметры бурового процесса и подбирают оптимальные параметры для получения максимальных показателей производства. Эти датчики позволяют определить наиболее подходящую смесь песка, воды, химикатов и других веществ, способствуя повышению эффективности и снижению операционных затрат. Интеллектуальное буровое оборудование, оснащенное встроенными датчиками, интегрируется с различными инструментами, что обеспечивает всесторонний анализ и моделирование производственных процессов компании [2].

Важной частью цифровой трансформации также является хранение. При хранении используется управление данными для систем мониторинга таких параметров как: уровни запаса, температуры и состояние транспорта. То есть необходимо использование интеллектуальных датчиков в вагонах и на путях, которые будут предоставлять данные о геолокации в режиме реального времени и отслеживать ключевые параметры транспортной безопасности, позволяющие свести к минимуму риск схода с рельсов. Также интеллектуальные датчики могут своевременно обнаружить утечки и контролировать следующие параметры трубопроводной инфраструктуры: давление, температуру и деформацию [3].

Направление, связанное с нефтеперерабатывающими заводами и химической промышленностью, предполагает использование интеллектуальных датчиков для

повышения мониторинга безопасности и оптимизации работы всех процессов. В области дистрибуции готовой продукции особое значение приобретает прогнозный анализ, который позволяет компаниям более точно предположить спрос. Это достигается за счет постоянного обмена данными по цепочке поставок и автоматизации уровней производства, что способствует повышению эффективности и снижению издержек.

Важно отметить, что цифровизация цепочек поставок также улучшает процессы и снижает затраты организации. Основная ценность цифровизации и ключевая особенность концепции Индустрии 4.0 заключается в том, как отдельные компании могут эффективно применять цифровые технологии, обмениваться данными и взаимодействовать друг с другом [4]. Это создает новую интегрированную экосистему данных, которая лежит в основе модели «Нефть и Газ 4.0».

В рамках интеллектуализации систем транспортировки нефти предлагается модернизировать информационно-измерительную систему определения толщины асфальто-смоло-парафиновых отложений в нефтепроводах.

В работе [5] рассматривается прибор, позволяющий определять толщину отложений на трубопроводах различного диаметра с применением акустического метода неразрушающего контроля. Суть данного метода в следующем: встроенный в прибор передатчик с определенным интервалом спускает периодический импульс по внешней стенке трубопровода. Приемник, расположенный непосредственно на прямом участке от передатчика производит измерение принятого сигнала. Параметры измерения, такие как амплитуда возбуждения сигнала, его длительность, частота следования, количество импульсов и период проведения измерений, передаются на микроконтроллер в блок управления [5]. По измеренным параметрам система определяет толщину отложений в рамках концепции 4.0. Актуальным является вопрос модернизации датчика с функцией метрологического самоконтроля.

Применяемый в ИИС адаптивный акустический датчик позволит производить измерения с высокой точностью и надежностью на различных объектах нефтегазовой отрасли. Автоматическая проверка метрологической исправности датчика должна проводиться с помощью встроенного алгоритма имитационного акустического сигнала с различными вариантами толщины АСПО на внутренних стенках трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Vidosav D. Majstorovic, Application of industry 4.0 model in oil and gas companies [Text] // Journal of engineering management and cumulativeness (JEMC) – 2022. - Vol.12. – No.1. – p. 77–84.

2. Ismail W.R. Taifa, Exploring the applicability of industry 4.0 technologies in oil and gas pipeline leakage monitoring: Results from an empirical study [Text] // Journal of Industrial Information Integration – 2025. – Vol. 46. -

3. Дукъянок П.П., Жиронкина О.В. Факторы инновационного развития нефтегазовой отрасли в условиях перехода к индустрии 4.0 // Экономика и управление инновациями, 2023. №4, с 77-85.

4. Черевко М.А., Лукъянок П.П., Лигай А.А. Анализ инновационного развития предприятий нефтедобывающего сегмента в контексте глобальных отраслевых вызовов // Экономика и управление инновациями, 2023. №4, с 77-85.

5. Суслов, А.В. Информационно-измерительная система определения толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепроводах на основе акустического

метода измерений: автореф. дис. на соискание научной степени кандидата технических наук : 2.2.11 / Суслов Антон Владимирович; ФГБОУ ВО СамГТУ. – Самара, 2025. – 89 с.

УДК 331.45:658.5

МОДЕЛЬ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЧЕЛОВЕКА ПРИ УПРАВЛЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ НА НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

А.А. Сидоров

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: ArtemSidorov97@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются подходы к математическому моделированию деятельности человека-оператора в нефтегазовой отрасли для повышения безопасности технологических процессов. Основное внимание уделено методам идентификации по принципу «черного ящика». Особое внимание уделяется проблеме упрощения моделей и обеспечению их адекватности при минимальной сложности. Представлены математические основы методов и их практические ограничения.

Ключевые слова: математическое моделирование, человеческий фактор, психофизиологические характеристики, безопасность, «черный ящик», идентификация систем, операторская деятельность.

Обеспечение безопасности технологических процессов в нефтегазовой отрасли остаётся одной из наиболее актуальных задач промышленности. Человеческий фактор, как показывает статистика является одним из ключевых элементов, влияющих на надежность и безопасность производственных систем. Однако формализация психофизиологических характеристик деятельности оператора представляет значительную сложность из-за многогранности и изменчивости человеческого поведения [1].

При проектировании безопасности технологических процессов в нефтегазовой отрасли проблема формализации психофизиологических характеристик деятельности человека решаются созданием математических моделей его деятельности [2]. Принято считать, что разработка математических моделей деятельности человека способствует созданию автоматизированной системы управления, т.к. в ряде случаев целесообразно заменить функции человека технологическими устройствами.

В основу цели моделирования деятельности человека положен учет влияния ее свойств на качество выполнения человеком основных этапов управляющей деятельности к ним относят восприятие и дешифровку получаемой информации о ходе выполнения операции, структурирование и стратификацию полученных данных в соответствии с решаемыми задачами, отклонение процесса от требований технологии, оценку необходимости и способов вмешательства в цель человека, сравнение альтернативных действий и выбор из них конкурентоспособных,

определение принципов их пригодности, эффективность исключения ошибочных действий.

Математическое моделирование деятельности человека позволяет не только уточнить имеющиеся представление а закономерностях возникновения происшествий и решить задачу оценки априорной количественной оценки уровня безопасности, но и оценить эффективность организационной технических мероприятий по их предупреждению.

Основными достоинствами моделирования являются высокая гибкость и целенаправленность, возможность учета сколь угодно большого числа факторов, оперативность оценки характера реакции системы на предполагаемое изменение отдельных свойств ее элементов или свойств совокупностей.

Цель моделирования деятельности человека заключается в исключении ошибочных действий для предупреждения наиболее вероятных и тяжелых по последствиям инцидентов и оценке частоты их появления. При реализации ее руководствуются доступностью исходных данных и имеющимся в распространении ресурсам.

При разработке математической модели деятельности человека необходимо исходить из возможности возникновения его ошибочных действий, общих закономерностей функционирования человеко-машинных систем оптимальности метода, используемого для построения моделей, целесообразно ограничится минимально необходимых и достаточных исследуемых свойств и параметров технологической системы и характеристик технологических процессов. В качестве учитываемых факторов происшествий обычно используют ошибочные действия человека и связанные с ними отказы технологического оборудования, которое в совокупности с параметрами технологического процесса, изменяющимися во времени учитываются при моделировании.

Движение любого объекта обусловлено его собственными свойствами и действием на него управляющих сил. В целом объект и система управления им образуют динамическую систему, движение которой может быть описано дифференциальными уравнениями. Класс таких дифференциальных уравнений определяется динамикой конкретной системы. Обычно динамическая система описывается сложной системой нелинейных уравнений высокого порядка со случайными параметрами, аналитического решения для которых до сих пор не существует.

Для всех систем, за исключением простейших, истинное явление можно описать с помощью уравнений лишь приближенно. Это обусловлено тем, что мы или не знаем всех факторов, влияющих на систему, или получаем слишком громоздкие уравнения, которые современными методами решить не просто. В обычных задачах рассматривается лишь небольшое число аспектов поведения системы. Поэтому математическую модель следует делать возможно более простой, чтобы сосредоточить усилия на изучении параметров, наиболее сильно влияющих на поведение системы. Этот подход привлекателен и сточки зрения применения вычислительной техники, поскольку упрощение задачи уменьшает вероятность ошибок в решении. Следовательно, в качестве первого шага исследования мы должны убедиться в том, что математическая модель адекватна реальной действительности.

Основной принцип построения математических моделей заключается в том, что результаты, получаемые с помощью моделей, должны соответствовать экспериментальным данным и, кроме того, модель должна давать возможность

получить новую информацию об объекте. Например, если получена модель оператора, отслеживающего сигнал данной формы, то эта модель должна быть справедлива и для других сигналов из определенного множества. Учитывая особенности работы на то, что одна и та же модель в одинаковой степени будет удовлетворительной и в задаче слежения, и в задаче выделения полезного сигнала из шумов, Поэтому речь идет не о комплексной модели человека рассчитанной на все случаи его многообразной деятельности, а о модели выполнения конкретной операции. Далее следует предположить, что оператор достаточно тренирован для выполнения именно этой операции. Известно, что показатели качества выполнения рабочих операций имеют тенденцию сходиться к определенным значениям в процессе обучения человека. При построении большинства моделей принимаются во внимание предположения о неизменных параметрах уравнений движения технической части системы, а также о неизменности условий внешней среды.

Наиболее часто процедура применяемая для моделирования строится по принципу «черного ящика». [3]

В рассматриваемом методе «черного ящика» применительно к исследуемому объекту принимаются лишь наиболее общие допущения, например, линейность, стационарность системы. Неизвестный объект, таким образом, для исследователей представляет «черный ящик», имеющий некоторое число входов и выходов. Подавая специальным образом выбранные сигналы на входы этого объекта и регистрируя сигналы на его выходах, исследователь должен вычислить искомые характеристики объекта.

Если предположить, что объект идентификации линеен и имеет постоянные параметры, такой характеристикой может служить весовая функция объекта $K(t)$. Подавая на вход стационарный случайный сигнал g (t) с корреляционной функцией $K_g(t)$ и измеряя взаимную корреляционную функцию сигнала $g(I)$ и сигнала x (t) па выходе объекта, можно найти K (t) из уравнения Винера – Хопфа. [4]

$$K_{xg}(t) = \int_{-\infty}^{\infty} K(t-\tau)K_g(\tau)d\tau \ . \qquad (1)$$

При этом обеспечивается минимум среднеквадратической ошибки между процессом x (t), полученным экспериментальным путем, и процессом x^* (t), полученным с использованием построенной модели.

Если объект нелинеен, для его описания может быть использована модель, представляющая собой ряд Вольтерра [3]:

$$x(t) = \int_0^t K_1(t_1,\tau)g(\tau)d\tau + \int_0^t\int_0^t K_2(t_1,\tau_1,\tau_2)g(\tau_1)g(\tau_2)d\tau_1 d\tau_2 + ... + \\ + \int_0^t\int_0^t ... \int_0^t K_n(t_1,\tau_1,\tau_2,...,\tau_n)\prod_{i=1}^{n} g(\tau_i)d\tau_i \qquad (2)$$

Это — обобщение линейной модели, составляющей первое слагаемое ряда. Для такой системы существует аналог уравнения Винера— Хопфа — система уравнений, позволяющих определить ядра ряда $K_1(t, \tau)$, $K_2(t, \tau_1, \tau_2)$, …, $K_n(t, \tau_1, \tau_2, …, \tau_n)$ в зависимости от моментов случайных процессов $g(t)$ и x (t) высших порядков. Достоинством метода является то, что при усложнении модели (повышении степени

функционального полинома) повышается ее точность. Таким образом, если только объект допускает описание в виде рассматриваемой модели, последняя может быть получена с любой заданной точностью. Ее недостаток в чрезмерной, даже для современной вычислительной техники, сложности математического описания и вычислений, необходимых для построения модели.

В связи с этим часто используются и другие, более простые методы «черного ящика». Например, в модели, предложенной Шериданом [4] предполагается, что входной сигнал имеет вид

$$g(t) = \sum_{i=1}^{N} A_i \sin \omega_i t \,, \tag{3}$$

а выходной –

$$x(t) = \sum_{i=1}^{N} B_i(t) \sin(\omega_i t + \varphi_i(t)) \,, \tag{4}$$

т. е. человек изменяет амплитуду и фазу гармонических сигналов, поступающих на вход. Предполагая, что $B_i(t)$, $\varphi_i(t)$ меняются достаточно медленно, составляющие сигнала $x(t)$ можно получить с помощью фильтров, настроенных на частоты ω_i.

Более общая процедура такого типа предполагает представление входного и выходного сигналов в ряд по системе ортогональных полиномов с весом $W(t)$ функций $\varphi_i(t)$. Обычно используются системы ортогональных полиномов Лагерра—Чебышева [3] и тогда получим

$$g(t) = \sum_{i=1}^{N} c_i \varphi_i(t) \,, \; x(t) = \sum_{i=1}^{n} d_i \varphi_i(t) \,, \tag{5}$$

где $c_i = \int_0^{\infty} g(t)\varphi_i(t)W(t)dt$, $d_i = \int_0^{x} x(t)\varphi_i(t)W(t)dt$, причем функции $\{\varphi_i(t)\}$ ортогональны на полупрямой $[0, \infty]$. Если предположить, что объект линеен, то его передаточная функция равна

$$W(S) = \frac{\sum_{i=1}^{n} d_i \phi_i(S)}{\sum_{i=1}^{n} c_i \phi_i(S)}; \tag{6}$$

$$\phi(S) = L\{\varphi_i(t)\} \,. \tag{7}$$

Если система нелинейная, то использование ортогональных рядов приводит к рядам Винера, получаемым путем ортогонализации функциональных полиномов Вольтерра.

Другой подход к идентификации по методу «черного ящика» заключается в задании дифференциального уравнения объекта

$$g(t) = a_0 x(t) + a_1 x'(t) + a_2 x''(t) + \ldots + a_n x^{(n)}(t) \tag{8}$$

и его коэффициенты находятся методом наименьших квадратов для полученных экспериментально сигналов $x(t)$, g (t).

При этом для значений $t= t_j$, $j= 0, 1, ..., n$ определяют значения g (t_j) и $x(t_i)$ из эксперимента, затем минимизируют показатель среднеквадратической ошибки:

$$L = \sum_{j=0}^{n} \rho(t_j) \left[g(t_j) - \sum_{i=0}^{n} a_i x^{(i)}(t_j) \right]^2, \quad (9)$$

где $\rho(t_j)$ — весовые коэффициенты;

$$\sum_{j=0}^{n} \rho(t_j) = 1. \quad (10)$$

Необходимое условие минимума L представляет собой алгебраическую систему $n + 1$ уравнений, из которой и определяются неизвестные коэффициенты a_i, $i=0, 1, ..., n$

$$\frac{\partial L}{\partial a_i} = 2\sum_{j=0}^{n} \rho(t_j)[g(t_j) - \sum_{i=0}^{n} a_i x^{(i)}(t_j)](-x^{(i)}(t_j)) = 0. \quad (11)$$

Однако такой метод можно использовать только для случая, когда действия человека описываются дифференциальным уравнением невысокого порядка, так как метод связан с вычислением производных экспериментально полученного сигнала $x(t)$.

Таким образом, применение рассмотренных математических моделей позволяет существенно повысить безопасность технологических процессов в нефтегазовой отрасли. Несмотря на существующие ограничения и вычислительные сложности, методы идентификации по принципу «черного ящика» демонстрируют эффективность для формализации и прогнозирования человеческого фактора. Дальнейшее развитие этого подхода способствует уменьшению ошибочных действий человека при работе в технологической системе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рахимова, Н.Н. Безопасность нефтяной и газовой промышленности: учебное пособие / Н.Н. Рахимова – Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2019 – 211 с.

2. Математическое моделирование процессов и технологических систем: учебное пособие / А. В. Шафрай, Д. М. Бородулин, И. А. Бакин, С. С. Комаров. — Кемерово: КемГУ, 2020. — 119 с.

3. Drenick R. A mathematical organization theory. Acad. press, 1986. - 340 с.

4. Рейзлин, В. И. Математическое моделирование : учебник для среднего профессионального образования / В. И. Рейзлин. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2025. — 126 с.

ЭКОНОМИКА ТЭК

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ

А.А. Истомина, М.А. Шейкина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, РФ, fanastasia279@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрена эффективность использования цифровых технологий в нефтегазовой отрасли. Обозначена необходимость в развитии научно-технической сферы.

Ключевые слова: инновации; технологические инновации; нефтегазовая отрасль; инновационное развитие; цифровые технологии.

Нефтегазовый сектор играет ключевую роль в экономике страны, внося существенный вклад в валовый внутренний продукт. Современная ситуация требует постоянного повышения производительности труда, сокращения издержек и обеспечения устойчивости производства перед внешними рисками.

Нефтяные и газовые компании России в настоящий момент функционируют в рамках ограничений. Чтобы сохранить стабильность и авторитет на мировом рынке, компаниям нужно принимать серьёзные решения, касающиеся внедрения новых технологий. Для поддержания конкурентоспособности компании должны использовать технологии «Индустрии 4.0».

О важности цифровой трансформации говорится в распоряжении Правительства РФ от 12.03.2024г. № 581-р «Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года». Целью стратегического направления является достижение высокого уровня цифровой зрелости основных участников отрасли, ускоренный переход энергетического сектора Российской Федерации на новый управленческий и технологический уровень, способствующий достижению технологического суверенитета, обеспечивающий условия для развития топливно-энергетического комплекса и долгосрочного устойчивого социально-экономического развития Российской Федерации путем оптимизации и трансформации бизнес-процессов с применением общих информационных моделей, "сквозных" цифровых технологий и платформенных решений в условиях высокой динамики изменения внешних и внутренних факторов[1].

В связи с утверждением государственной программы цифровой трансформации в области топливно-энергетического комплекса, компании используют новые технологии и прописывают их в своих стратегиях развития на годы вперёд. Так наиболее популярными являются [2]:

Облачные сервисы: Их использует более 19% современных нефтяных компаний [2]. Одной из крупнейших компаний является ПАО «Газпромнефть», они сотрудничают с VKCloud для создания облачной платформы для разработки ИТ-решений [3].

Геоинформационные системы (ГИС): более 18% компаний применяют ГИС [2]. Это компьютерные технологии, включающие в себя геодезические данные, инструменты для работы с ними и прочее. Например, в АО «Татнефть» используется интегрированная система прогноза и анализа разработки нефтяных месторождений [3].

Цифровые платформы: 13-17% компаний внедрили цифровые платформы [2]. В частности, в компании ПАО «Транснефть» в 2025 году заработал электронный

магазин, позволяющий приобретать материалы и услуги, затрачивая на это минимум времени [4].

RFID-технологии: Также более 13% компаний используют RFID-технологии [2]. Это системы, позволяющие отслеживать людей и объекты при помощи радиоволн.

SCAD: Это платформа, разрабатываемая компанией ПАО «Транснефть» позволяющая систематизировать, собирать и обрабатывать данные для диспетчерского управления [4].

В начале 2025 года рынок нефтяных компаний РФ продолжил активно развиваться и внедрять новые технологии, например, компания ПАО «НК «Роснефть» не так давно запустила проект «Цифровое месторождение», при его разработке применялось создание «цифровых двойников», что позволило достичь серьёзного роста производственных показателей добычи [5].

Несмотря на очевидную пользу инновационных технологий, существуют объективные препятствия для их широкого распространения:

- высокие капитальные затраты на внедрение нового оборудования;
- недостаток квалифицированных кадров, способных эффективно использовать современные технические средства;
- сложности стандартизации технологических решений, препятствующие унификации подходов разных компаний.

Тем не менее, прогнозируемые тенденции указывают на дальнейшее увеличение доли высокотехнологичных производств в общей структуре нефтегазовой промышленности, что обусловлено необходимостью адаптации к меняющимся условиям внешней среды и требованиям повышения экологической безопасности производства.

Таким образом, эффективное использование инновационных технологий является важнейшим фактором обеспечения долгосрочной устойчивости российских нефтегазодобывающих компаний на фоне усиления глобальной конкуренции и усложнения геополитической обстановки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства РФ от 12.03.2024 N 581-р «Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года»[электронный ресурс] – Режим доступа. – https://www.consultant.ru/ (Дата обращения 06.04.2025г).

2. Цифровая трансформация: ожидания и реальность: докл. к XXIII Ясинской (Апрельской) междунар. науч. конф. по проблемам развития экономики и общества, Москва, 2022 г. [Текст] / Г.И. Абдрахманова, С.А. Васильковский, К.О. Вишневский, М.А. Гершман, Л.М. Гохберг и др.; рук. авт. кол. П. Б. Рудник; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». — М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2022.

3. NEXTGIS: [электронный ресурс] – Режим доступа. – https://nextgis.ru/gis-po-otraslyam/gis-dlya-neftyanikov/ (Дата обращения 06.04.2025г);

4. Официальный сайт компании ПАО «Транснефть»: [электронный ресурс] – Режим доступа. – :https://транснефть.рф (Дата обращения 06.04.2025г).

5. Официальный сайт компании ПАО «НК «Роснефть»: [электронный ресурс] – Режим доступа. – https://www.rosneft.ru (Дата обращения 06.04.2025г).

ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГОРЮЧИХ И ВЗРЫВООПАСНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ВНУТРИ И ВНЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ УХТИНСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Е.В. Алекина, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

Самарский государственный технический университет
Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.r

Аннотация. Авторами оценена возможность образования горючих и взрывоопасных концентраций внутри и вне технологического оборудования Ухтинского нефтеперерабатывающего завода

Ключевые слова: горючие, взрывоопасные, концентрации, технологическое оборудование

Известно [1], что пожаро- и взрывоопасные концентрации внутри технологического оборудования могут образовываться при условии, что:

- имеется паровоздушное пространство;
- рабочая температура жидкости находится между нижним и верхним пределами воспламенения с учетом коэффициента безопасности Δt=10 °С.

$$\mathbf{t_{НТП} - \Delta t < t_p < t_{ВТП} + \Delta t}$$

где: $\mathbf{t_p}$ – рабочая температура жидкости,

$\mathbf{t_{НТП}}$ **-** нижний температур воспламенения;

$\mathbf{t_{ВТП}}$ **-** верхний температур воспламенения.

В насосах, трубопроводах, работающих полным сечением, взрывоопасные концентрации не образуются из-за отсутствия паровоздушного пространства.

А вот в резервуарах, возможность создания взрывоопасных концентраций весьма вероятна и зависит от: пожароопасных свойств хранимых веществ, температуры окружающей среды и продукта, вида и способа проведения технологических операций.

Поэтому представляло интерес оценить возможность образования горючих и взрывоопасных концентраций на УНПЗ [2].

В таблице 1 приведены пожароопасные свойства типичных продуктов, хранимых в резервуарных парках УНПЗ [3]. Видно, что бензин, обладающий высокой испаряемостью, имеющий низкие значения температурных и концентрационных пределов воспламенения, особенно в летний период хранения, имеет все возможности для создания взрывоопасных ситуаций особенно при его откачке, связанной с массовым поступлением в РВС воздуха.

Горючая концентрация в резервуарах с бензином может образовываться и при их остановке на ремонт и осмотр в случае не полного удаления ЛВЖ, негерметичном отключении напорных трубопроводов, отсутствия или недостаточности продувки. В резервуарах с керосином и дизельным топливом за счет разбавления паров воздухом концентрация их в газовом пространстве становится, как правило, ниже нижнего концентрационного предела и смесь становится не взрывоопасной [4]. Вне аппаратов горючие концентрации могут образовываться при утечке паров или жидкостей через сальники насосов, при «больших» и «малых» дыханиях резервуаров, а также при повреждениях, авариях и катастрофах.

Пожарная опасность насосных станций характеризуется в значительной степени свойствами жидкостей, перекачиваемых насосами. Наибольшую опасность представляют бензиновые насосы, т. к. температурные пределы воспламенения этих продуктов сравнимы с температурой окружающего воздуха.

Таблица 1

Пожароопасные свойства хранимых продуктов

Продукт	$T_{всп}$, ^0C	$T_{сам.вос.}$, ^0C	Температурный предел распространения пламени	
			нижний	верхний
Авиа.бензин 91/115	35	38	5	35
Авиа.бензин 95/130	37	80	-10	37
Бензин Б-70	34	90	5	79
Керосин осветиительный	57	238	35	75
Дизельное топливо ДТ-1	110	370	99	137
Дизельное топливо ДТ-1	110	370	91	155

Вследствие того, что насосы имеют сальниковые уплотнения, утечка перекачиваемых нефтепродуктов может происходить как через сальники этих насосов, так и через неплотности фланцевых соединений.

Объем, в котором за 1 час может образовываться горючая концентрация паров нефтепродуктов, определяется по формуле:

$$\mathbf{V_t = V_0 \cdot \frac{t_p+273}{273} \cdot \frac{P_0}{P_p}}$$

где $\mathbf{V_0}$ – мольный объем газа (22,4 м^3/кмоль);

$\mathbf{t_p}$ – рабочая температура среды;

$\mathbf{P_0}$ **–** давление при н.у. (760 мм.рт.ст.);

$\mathbf{P_p}$ – рабочее давление.

Таким образом, в помещении насосной резервуарного парка УНПЗ, при неработающей вентиляции, в течение одного часа, может образоваться местная горючая концентрация паров в объеме 6,4 м^3. Для контроля загазованности воздуха в насосной целесообразно применение газоанализаторов довзрывоопасных концентраций.

Значительную опасность для резервуарного парка представляют «большие» и «малые» дыхания резервуаров, поскольку при выдохе в атмосферу может выходить значительное количество паров нефтепродукта, при вдохе в резервуары поступает воздух, который может разбавлять пары до горючих концентраций. Оценка горючести среды в РВС приведена в таблице 2.

Таким образом, в РВС УПНЗ в ряде случаев пожаро и взрывоопасная среда возникает. Для ликвидации подобной ситуации необходима не только установка улавливающих систем, но и переход на работу под газовой (азотной) подушкой [5, 6].

Таблица 2

Оценка горючести среды в РВС УНПЗ

Тип резервуара и продукта	Наличие паро-воздушного пространства	Рабочая темп - ра, ^{0}C	Температурные пределы воспламенения, ^{0}C		Заключение
			$t_{НПВ}$-10	$t_{ВПВ}$+10	
Лето ($t_р$=20^{0}C)					
РВС бензин	есть	+ 20	-45	+15	Горючая концентрация не образуется ($t_р >> t_{ВПВ}$+10)
РВС керосин	есть	+ 20	+14	+35	Концентрация паров врывоопасна ($t_{НПВ}$-10 < $t_р$ < $t_{ВПВ}$+10)
РВС дизельное топливо	есть	+ 20	+64	+108	Горючая концентрация не образуется ($t_р << t_{НПВ}$-10)
Зима ($t_р$= - 20^{0}C)					
РВС бензин	есть	- 20	-45	+15	Горючая концентрация образуется ($t_{НПВ}$-10 < $t_р$ < $t_{ВПВ}$+10)
РВС керосин	есть	- 20	+14	+35	Концентрация паров не врывоопасна ($t_р << t_{НПВ}$-10)
РВС дизельное топливо	есть	- 20	+64	+108	Горючая концентрация не взрывоопасна ($t_р << t_{НПВ}$-10)

ЛИТЕРАТУРА

1. Горение и свойства горючих веществ/ Демидов П.Г. и др. -М.: Химия, 1981.-272 с.

2. Захваткин А.В. Реализация программы экологической безопасности ОАО «Лукойл-Ухтанефтепереработка» / А.В. Захваткин, И.В. Жевне- ренко // Нефтепереработка и нефтехимия.-2004.- №7.-С.20-22.

3. Новоселов В.Ф. Методика расчета потерь нефтепродуктов от испарения нефти и нефтепродуктов из наземных резервуаров /В.Ф. Новоселов, Ф.Ф. Абузова, Е.И. Дизенко —Уфа: НИИ, 1974 (исправленная версия «Методики расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров», разработанной НИИтранснефть, 1965).

4. Горицкий В.М. Безопасность и развитие нормативной базы для вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов /В.М. Горицкий, Г.П. Кондаков // Безопасность труда в промышленности. - 2002.-№11.-С.39-40.

5. Коршак А.А. Системы улавливания легких фракций нефти и нефтепродуктов из резервуаров: Учебное пособие/ А.А. Коршак, И.Г. Блинов,- Уфа: Изд. Уфим. нефт. института, 1991.-80с.

6. Перспективные методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах / И.Г. Блинов, В.В. Герасимов, А.А. Коршак, В.Ф. Новоселов, Ю.А. Седелев //М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1990 (Тем. Обзор).

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА УХТИНСКОГО НПЗ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. В статье проанализировано состояние противопожарной защиты резервуарного парка Ухтинского НПЗ.

Ключевые слова: резервуарный парк, противопожарная защита, нефть.

Известно, что ООО «Ухтинский нефтеперерабатывающий завод» (УНПЗ) является одним из старейших в стране и относится к объектам категории особой важности, так как характеризуется высшим уровнем пожаро и взрывоопасности.

Поэтому представляло интерес проанализировать состояние противопожарной защиты его наиболее уязвимой части резервуарного парка.

Плотность застройки территории объекта составляет 62%.

Основной продукцией УНПЗ являются: бензин различных марок; дизельное топливо; топочный мазут; керосин (осветительный); сжиженный газ; и нефтебитум.

На объекте имеется более 100 резервуаров для хранения ЛВЖ и ГЖ, общей вместимостью свыше 620 тыс. м^3, снабженных сливо-наливными эстакадами, насосными станциями и другим штатным оборудованием. Сырьевые парки рассчитаны для хранения 5-ти суточного запаса нефти, товарные парки для хранения 10-15 суточного запаса продукции.

В комплекс УНПЗ также входят 96 насосных, 17 компрессорных установок, 10 складских зданий, нефтеуловители и трубопроводы общей протяженностью более 300 км, с находящимися в них нефтепродуктами объёмом до 20 тыс. м^3, 5 складов с сжиженными газами емкостью по 8,3 тыс. м^3 каждый.

На УНПЗ постоянно находится около 700 тыс. м^3 ЛВЖ и ГЖ, из них 160 тыс. м^3 сырой нефти и более 500 тыс. м^3 бензина, керосина, дизельного топлива, мазута и масла. Нефть и нефтепродукты поступают на хранение с температурами: бензин 10 - 15 °С; нефть 7 - 10 °С; мазут 80 - 90 °С; керосин 40 - 50 °С; дизельное входе топливо 50 - 60 °С. Причём температуры бензинов и нефти выше температуры вспышки их паров.

Резервуарный парк УНПЗ представляет собой комплекс наземных и подземных резервуаров различной емкости от 5 тыс. м^3. до 20 тыс. м^3 и относится к первой группе и 1 категории по вместимости (согласно 123-ФЗ) [1-7].

Все имеющиеся резервуары размещены по группам (согласно конструкции резервуаров, их вместимости и хранящегося в них нефтепродукта).

Резервуарный парк состоит из: 6-ти РВСПК вместимостью по 20 тыс. м^3 каждый, по два резервуара в каждой группе (для хранения сырой нефти приходящей по трубопроводу); 17-ти РВС вместимостью по 20 тыс. м^3 каждый, 12 из них с

понтонами, 6 резервуаров с нефтью, 5 резервуаров с дизельным топливом (без понтона) и 6 резервуаров с бензином; 5-ти РВС вместимостью по 10 тыс. м^3 каждый (с понтонами) - с бензином; 17-ти подземных резервуаров вместимостью по 10 тыс. м^3 каждый - с мазутом; 12-ти РВС вместимостью по 5 тыс. м^3 каждый (без понтона) с ТС-1; 2-х наземных резервуаров (с понтонами) вместимостью по 1 тыс. м^3 с остаточным продуктом после чистки резервуаров.

Расположение групп резервуаров различное. Каждая группа резервуаров, имеет разное обвалование в зависимости от суммарной емкости резервуаров.

В резервуарном парке стационарными установками пенотушения (генераторы ГПСС) оборудованы только резервуары объемом 10000 м^3 и 20000 м^3 с плавающей крышей.

Стационарной системой охлаждения оборудованы все наземные резервуары объёмом от 1000 м^3. Стационарная установка охлаждения резервуаров состоит из горизонтального кольца орошения (оросительного трубопровода с устройством для распределения воды - перфорации) и подходящего к кольцу сухого стояка (рис.1).

Кольцо орошения размещено в верхнем поясе стенок резервуара и поделено на четыре равных части. Диаметр (внутренний) кольца орошения 80 мм, отверстия в кольце орошения диаметром 5 мм, расстояние между отверстиями от 315 до 335 мм (в зависимости от диаметра резервуара). Отверстия расположены по направлению к стенке резервуара под углом. К каждой четверти кольца орошения подходит сухой стояк диаметром 80 мм, соединенный горизонтальным водопроводом (проложенным под землей на глубине l, 5 м) с наружным противопожарным водопроводом резервуарного парка, через задвижку с ручным приводом для обеспечения подачи воды при пожаре. Кольцо орошения и сухие стояки, подходящие к нему, выполнены из стальной электросварной трубы (сталь-3, 89/3 ГОСТ 3262).

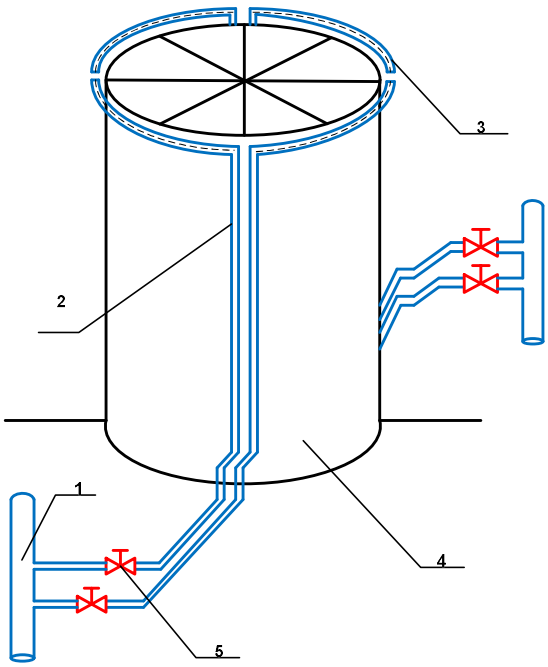


Рис.1. Конструктивные элементы установки охлаждения резервуара:
1. Противопожарный водопровод; 2.Сухой стояк; 3. Кольцо орошения с орошающими отверстиями;
4. Резервуар; 5. Ручная задвижка (РУ)

На территории УНПЗ проложен кольцевой хозяйственно-питьевой - противопожарный водопровод низкого давления диаметром от 200 до 500 мм, общей протяженностью 40,6 км, на котором оборудовано 480 пожарных гидрантов.

Максимальное расстояние между пожарными гидрантами - 100 м, в районе резервуарного парка (ТСБ) - 80 м. В обычном режиме напор в водопроводе 20 метров с водоотдачей от 90 до 400 л/с. Для поднятия давления в водопроводной сети имеется насосная станция с установленными в ней двумя насосами-повысителями производительностью 1350 м^3/час каждый, которые могут поднять напор в сети до 80 метров с водоотдачей от 205 до 600 л/с.

Кроме того, на сети оборотной воды производственного водоснабжения, установлено 29 приемных камер объемом 50 м^3; 3 водоема объемом 500 м^3 практически с неограниченной подпиткой воды; 10 водоемов объемом 500 м^3; 3 водоема кассеты объемом 250 м^3 на хозяйственно-питьевой сети.

В случае недостатка воды для целей пожаротушения можно использовать оборотную воду, производственного водоснабжения от блоков очистки воды (БОВ), к которым имеются подъезды с твердым покрытием. Запас воды на: БОВ-1 - 9600 м^3; БОВ-2 - 5400 м^3; БОВ-3 - 5400 м^3; БОВ-4 - 800 м^3.

В районе резервуарного парка расположены два естественных водоема объемом 3000 м^3 и 15200 м^3, к которым также имеются подъезды с твердым покрытием.

От наружного противопожарного водопровода, проходящего по территории УНПЗ запитываются стационарные установки тушения и охлаждения технологических аппаратов.

Территорию УНПЗ охраняет 2-ой отряд Федеральной противопожарной службы г. Ухта, состоящий из трех пожарных частей №13,14,15, имеющих в боевом расчете следующие автомобили:

АЦ-40 (130) 63Б - 3 шт.; АЦ-40 (131) 137 - 2 шт.; АЦ-40 (557) 002-ПС - 1 шт.; ПНС-110 (131) 131А - 1 шт.; АЛ-30 (131) ПН506 - 1 шт.; АТТ-39 с установленными на них башенными механизмами от АЛ-30 и ГПС-600 по 8 шт. на каждый тягач - 2 шт.

В резерве:

АЦ-40 (130) 63Б - 5 шт.; АЦ-40 (131) 137 - 2 шт.; АР-2 (131) 133А - 1 шт.; АТС-59 - 1 шт.; АП-5 (53213) 196 - 1 шт.; ДЛК-53 «Метц» Мерседес Бенс - 1 шт.; АЦ-40 (433104) 001-ММ - 1 шт.

Все пожарные автоцистерны заполнены пенообразователем. Время следования до самой дальней точки резервуарного парка составляет 3 минуты. Полное сосредоточение и расстановка сил и средств из города происходит через 25 минут. Для проведения пенной атаки необходимо 45-60 минут.

Так же установками пенотушения оснащены все насосные станции по перекачке бензинов и нефти. Некоторые из резервуаров РВС-20000 оснащены устройством подслойного пенотушения.

Таким образом, состояние противопожарной защиты резервуарного парка находится в хорошем состоянии, плановый осмотр и ремонт систем тушения и охлаждения проводится регулярно. Наружное водоснабжение полностью удовлетворяет нужды пожаротушения. Пожарные подразделения, обслуживающие предприятие отлично оснащены и подготовлены к возможному возникновению аварийной ситуации и ЧС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арзунян А.С. Сооружение нефтегазохранилищ / А.С. Арзунян. - М.:Недра, 1966.-312с.
2. Горицкий В.М. Безопасность и развитие нормативной базы для вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов /В.М. Горицкий, Г.П. Кондаков // Безопасность труда в промышленности. - 2002.-№11.-с.39-40.
3. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
4. ГОСТ 17032-71. Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Типы и основные размеры.
5. НПБ 107-97. Определение категорий наружных установок по пожарной опасности.-М., 1997.-23с.
6. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов: Курс лекций /Ю.Д. Земенков, Н.А. Малютин, Л.М. Маркова и др.// Тюмень: ТюмГНГУ, 1998.
7. Суворов А.Ф. Сооружение крупных резервуаров / А.Ф. Суворов, К.В. Лялин. - М.: Недра, 1979.-315с.

УДК 614.8.084

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

В.Е. Соколов, Л.В. Сорокина

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: chenskaja@mail.ru

Аннотация. Актуальность вопроса промышленной безопасности на газоперерабатывающих предприятиях обусловлена повышенными рисками возникновения аварийных ситуаций, вызванных спецификой работы с опасными веществами и условиями эксплуатации сложного технологического оборудования. Настоящая статья посвящена изучению современных методов и технологий, используемых для контроля и мониторинга процессов и оборудования на газоперерабатывающих предприятиях. Представлены описания методов, рассмотрены их преимущества и недостатки, определены перспективы их дальнейшего применения и совершенствования.

Ключевые слова: промышленная безопасность, газоперерабатывающее предприятие, контроль, мониторинг, системы наблюдения, промышленная безопасность, техника безопасности, инженерные системы, охрана труда, профилактические мероприятия, аварийные ситуации, управление рисками, технологии контроля, датчики, интеллектуальные системы, программное обеспечение, прогнозирование аварий.

Газоперерабатывающие предприятия относятся к объектам повышенного риска, поскольку производство связано с переработкой природного газа, который обладает значительной химической активностью и пожароопасностью. Для

поддержания высоких стандартов безопасности необходим систематический контроль всех этапов технологического цикла, начиная от поступления сырья и заканчивая обработанными продуктами.

Проблематика состоит в выборе оптимальных способов контроля и мониторинга, которые позволят эффективно выявлять и устранять факторы риска, снижать вероятность возникновения аварийных ситуаций и улучшать качество продукции.

Основными методами контроля и мониторинга промышленной безопасности на газоперерабатывающих предприятиях являются:

1. Система автоматического мониторинга

Это совокупность автоматизированных систем, регистрирующих параметры работы оборудования и технологических процессов в режиме реального времени. Данные поступают на диспетчерские пункты, где осуществляется анализ текущих значений, выявление аномалий и принятие необходимых мер.

Основные элементы автоматической системы мониторинга:

- датчики давления, температуры, расхода, уровня жидкости, состава газа.
- программное обеспечение для анализа поступающей информации.
- средства отображения данных (мониторы, панели).

Преимущества: быстрое получение актуальной информации, высокая точность измерений, оперативное устранение неполадок.

Недостатки: необходимость постоянного технического обслуживания, зависимость от стабильности энергоснабжения.

2. Геофизические методы контроля

Применяются для изучения изменений геологической обстановки вокруг подземных хранилищ газа, трубопроводных магистралей и скважин. Используются сейсмоакустические, магнитометрические и гравиметрические методы, позволяющие выявить зоны напряженности грунта, сдвиги пластов и опасные участки трубопровода.

Преимущества: объективность данных, независимость от погодных условий, возможность глубокого проникновения в подземные слои.

Недостатки: сложность интерпретации результатов, высокие затраты на организацию исследований.

3. Лабораторный химический контроль

Представляет собой регулярные анализы химического состава продуктов переработки и промежуточных потоков. Проводится с целью подтверждения соответствия выпускаемых продуктов требованиям ГОСТ и международным стандартам.

Преимущества: точное определение качественных характеристик продукта, возможность выявления некачественных партий.

Недостатки: относительная длительность процедуры, ограниченность объема исследуемых проб.

4. Экспертиза технического состояния оборудования

Заключается в проведении регулярных обследований агрегатов, аппаратов и трубопроводов на предмет выявления дефектов, повреждений и износа. Применяется инструментальный контроль (ультразвуковое тестирование, рентгенография, эндоскопия), позволяющий выявить микротрещины, коррозию, деформации.

Преимущества: выявление скрытых дефектов, продление срока службы оборудования.

Недостатки: значительные временные затраты, ограничение обзора внутреннего пространства оборудования.

5. Профилактические испытания и тренировки

Включают учебные тревоги, тренировочные занятия по действиям в экстренных ситуациях, проверку работоспособности систем противопожарной защиты и противоаварийных комплексов. Осуществляются регулярно, согласно утвержденным планам и графикам.

Преимущества: повышение готовности персонала к возможным инцидентам, проверка исправности защитного оборудования.

Недостатки: временная остановка отдельных участков производства, отвлекаемость ресурсов на проведение учений.

Перспективы развития методов контроля и мониторинга

Перспективными направлениями развития методов контроля и мониторинга промышленной безопасности на газоперерабатывающих предприятиях являются:

Развитие и широкое внедрение сенсорных сетей с применением Интернета вещей (IoT);

Интеграция данных с системами видеонаблюдения и навигационного позиционирования;

Создание централизованных центров оперативного управления предприятиями;

Внедрение интеллектуальных систем прогнозирования аварийных ситуаций на основе искусственного интеллекта и big data-аналитики.

Вопросы обеспечения промышленной безопасности на газоперерабатывающих предприятиях приобретают особую значимость в условиях роста масштабов производства и усложнения технологий. Комплексный подход к выбору методов контроля и мониторинга позволяет существенно снизить риски возникновения аварийных ситуаций, защитить персонал и окружающие территории от негативного воздействия. Внедрение инновационных решений, таких как сенсорные сети, IoT и AI, создает предпосылки для качественного скачка в уровне промышленной безопасности и повышении общей устойчивости работы предприятий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белов П.Г., Щепкин А.В. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов. Москва: Академия, 2020.

2. Морозова Е.А. Совершенствование систем контроля и мониторинга промышленной безопасности. Диссертация кандидата технических наук. Москва, 2021.

3. Гордеев О.И., Федоров Н.Н. Методология комплексной оценки рисков аварий на объектах газовой промышленности // Проблемы современной науки и образования. № 8 (138). 2022.

4. Кузнецов Ю.П., Козленко А.С. Мониторинг промышленной безопасности на предприятиях нефтегазового комплекса // Нефть и капитал. № 3. 2023.

5. Кириченко Г.Е. Управление безопасностью на газовых промыслах и перерабатывающих предприятиях. Учебное пособие. Новосибирск: Издательство Новосибирского госуниверситета, 2021.

6. Николаев С.К., Жаров В.Б. Современные методы диагностики и прогнозирования состояния сложных энергетических установок // Вестник машиностроения. № 6. 2022.

7. Сергеев А.М., Соколов В.А. Надежность и диагностика технологических процессов добычи нефти и газа. Учебное пособие. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020.

8. Федеральный закон РФ № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

9. СТО Газпром 2-2.3-536-2010. Требования промышленной безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов ПАО «Газпром».

УДК 614.8.084

ИЗМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ДЕЙСТВИЙ ПЕРСОНАЛА НЕФТЕГАЗОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В СЛУЧАЕ ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ

А.Д. Вишневский, М.И. Мамонова, Л.В. Сорокина

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: chenskaja@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема модернизации существующей методики действий персонала нефтегазового предприятия в условиях чрезвычайных ситуаций (ЧС). Исследуются недостатки действующей практики и предлагаются эффективные инструменты, способствующие улучшению реакции сотрудников на подобные события. Акцент сделан на интеграции современных цифровых технологий, повышении психологической подготовленности персонала и внедрении механизмов быстрой мобилизации ресурсов в условиях ограниченного времени.

Ключевые слова: чрезвычайные ситуации, уровень риска, персонал нефтегазовых предприятий.

Актуальность рассматриваемого вопроса связана с высоким уровнем риска возникновения ЧС на предприятиях нефтегазовой отрасли вследствие уникальных характеристик производства: эксплуатация высокотехнологичного оборудования, повышенная опасность транспортировки энергоносителей, значительное количество сотрудников, работающих в зонах риска. Современная обстановка диктует необходимость переосмысления стандартных процедур реагирования и внедрения обновленных схем действий персонала в чрезвычайных ситуациях.

Целью исследования является предложение оптимизированной модели поведения сотрудников нефтегазового предприятия в условиях ЧС, направленной на сокращение числа жертв, уменьшение экономического ущерба и ускорение восстановления нормального рабочего цикла.

Традиционная схема реагирования предполагает строгую иерархичность и пошаговую последовательность действий. Оповещается руководство, проводится эвакуация, осуществляется привлечение спасательных служб и производится локализация очага происшествия. Однако такая система обладает рядом существенных недостатков:

- высокая зависимость от централизованного руководства, что замедляет реакцию;

- недостаточный учет индивидуальных способностей сотрудников;
- сложность оперативного привлечения необходимых ресурсов и специалистов.

Современные чрезвычайные ситуации отличаются внезапностью, непредсказуемостью и быстротой распространения. Именно поэтому классическая модель реагирования перестала соответствовать требованиям текущего момента. Устаревшие схемы управления тормозят процесс принятия решений, снижают готовность сотрудников действовать эффективно и самостоятельно.

Кроме того, традиционные методы не предусматривают интеграцию современных цифровых технологий, что существенно снижает скорость передачи важной информации и затрудняет оперативное принятие решений.

Новая концепция предусматривает отказ от жесткой вертикали власти и переход к сетевым структурам управления. Ключевыми элементами предлагаемого подхода являются:

Распределение ответственности среди сотрудников разного уровня компетенции;

Формирование автономных мобильных команд, способных оперативно реагировать на возникшую ситуацию;

Автоматизация сбора и обработки информации о развитии инцидента;

Интеграция мобильных приложений и IoT-технологий для быстрого информирования и ориентации сотрудников.

Применение цифровых технологий способно радикально изменить процесс реагирования на ЧС. Например, использование GPS-навигации помогает быстрее определить местоположение пострадавших, датчики дыма и температуры позволяют вовремя выявить очаг возгорания, приложения для связи облегчают передачу оперативной информации и синхронизацию действий сотрудников.

Помимо технических аспектов важна психологическая составляющая. Большинство сотрудников испытывают сильный стресс в условиях чрезвычайной ситуации, что негативно влияет на способность адекватно оценивать обстановку и своевременно предпринимать необходимые действия. Поэтому особое внимание уделяется тренировкам по психоэмоциональному контролю, развитию уверенности в собственных силах и готовности к принятию быстрых решений.

Переход на новую концепцию действий персонала имеет значительные преимущества:

- сокращение времени реакции на инцидент благодаря децентрализации управления;
- увеличение скорости эвакуации и спасения пострадавших;
- оптимальное распределение ресурсов в условиях нехватки времени и возможностей;
- повышение общей психологической готовности сотрудников к работе в экстремальных условиях.

Однако реализация новой концепции сопряжена с определенными трудностями, такими как необходимость инвестиций в цифровизацию, обучение персонала и адаптацию к новым правилам работы. Несмотря на это, очевидные выгоды перевешивают затраты и открывают новые возможности для повышения уровня безопасности на предприятиях нефтегазовой отрасли.

Представленная в исследовании новая концепция действий персонала в условиях ЧС отличается гибкостью, мобильностью и эффективностью, что соответствует современным требованиям нефтегазовой отрасли. Предложенные

изменения позволяют сократить временные издержки, повысить точность принимаемых решений и минимизировать негативные последствия ЧС. Дальнейшие шаги должны быть направлены на детализацию разработанных моделей и апробацию их в реальных условиях с целью дальнейшего улучшения и оптимизации действующих методов реагирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев А.Г. Особенности обеспечения безопасности в нефтегазовой отрасли. Российский журнал промышленной безопасности, 2021.
2. Быстров К.П. Современные тенденции цифровой трансформации предприятий нефтегазовой отрасли. Экономика и управление предприятиями, 2022.
3. Гаврилова Ю.Ю. Психология поведения человека в экстремальных ситуациях. Педагогика и психология образования, 2023.
4. Петров В.К. Современные технологии для борьбы с пожарами и авариями на нефтегазовых предприятиях. Вестник Московского государственного технического университета имени Н.Э. Баумана, 2024.

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ: СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Д.А. Мельникова, Р.Ю. Беляй, Н.В. Степанян

СамГТУ, г. Самара, Россия
melnikovada1988@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена вопросам внедрения цифровых технологий в систему безопасности предприятий нефтегазового комплекса. Рассматриваются актуальные тенденции цифровизации процессов обеспечения безопасности, включая использование искусственного интеллекта, машинного обучения и больших данных. На основе анализа деятельности ООО «Белоруснефть-Сибирь» предложены конкретные решения по модернизации системы безопасности с применением цифровых технологий. В работе описаны преимущества внедрения автоматизированных систем мониторинга, интеллектуальных систем видеонаблюдения и предиктивной аналитики рисков. Представлены рекомендации по поэтапному внедрению цифровых решений и оценке их эффективности. Особое внимание уделяется вопросам кибербезопасности при цифровизации систем защиты нефтегазовых объектов.

Ключевые слова: цифровая трансформация, система безопасности, нефтегазовый комплекс, искусственный интеллект, машинное обучение, большие данные, автоматизация, кибербезопасность, мониторинг, предиктивная аналитика.

В современных условиях цифровизация систем безопасности становится ключевым фактором эффективного функционирования нефтегазовых предприятий. Рост угроз безопасности, усложнение технологических процессов и необходимость повышения эффективности защиты объектов требуют внедрения инновационных цифровых решений [3].

Цифровая трансформация безопасности представляет собой комплексную модернизацию систем защиты нефтегазовых объектов с использованием современных цифровых технологий. Этот процесс включает интеграцию различных систем безопасности в единую цифровую платформу, внедрение автоматизированных систем мониторинга, применение методов предиктивной аналитики, развитие систем кибербезопасности и использование технологий искусственного интеллекта.

Концепция цифровой безопасности базируется на принципах проактивного выявления угроз, автоматизации процессов реагирования, интеграции данных из различных источников, использования алгоритмов машинного обучения и обеспечения кибербезопасности всех компонентов системы [1].

Ключевые компоненты цифровой системы безопасности включают системы видеонаблюдения с функцией распознавания объектов, датчики различных типов для мониторинга состояния оборудования, центры обработки данных, системы управления инцидентами и платформы для анализа больших данных.

На примере ООО «Белоруснефть-Сибирь» проведен анализ эффективности внедрения цифровых технологий в систему безопасности. Результаты исследования показывают значительное улучшение показателей работы системы.

Таблица 1.

Анализ эффективности внедрения цифровых технологий в систему безопасности

Показатель	**До внедрения**	**После внедрения**
Время реагирования на угрозы	15-20 минут	2-3 минуты
Количество ложных срабатываний	45%	5%
Процент предотвращенных инцидентов	65%	92%
Затраты на обслуживание системы	12 млн руб.	9,5 млн руб.
Количество персонала в службе безопасности	120 человек	85 человек

Анализ эффективности внедрения цифровых технологий демонстрирует впечатляющие результаты: сокращение времени реагирования на инциденты на 85%, снижение количества ложных срабатываний на 90%, увеличение эффективности предотвращения инцидентов на 27%, оптимизация расходов на 20% и сокращение штата службы безопасности на 30%.

Одним из перспективных направлений развития систем безопасности является внедрение технологии блокчейн для обеспечения целостности данных и защиты от несанкционированного доступа. Блокчейн-технология позволяет создать децентрализованную систему хранения данных, где каждое событие регистрируется в неизменяемом реестре. Это обеспечивает:

1. Невозможность фальсификации данных о состоянии оборудования;
2. Защиту от несанкционированного доступа к критически важным системам;
3. Автоматическое реагирование на инциденты через смарт-контракты;
4. Надежное хранение истории событий и инцидентов;
5. Прозрачность всех операций в системе безопасности [4].

Искусственный интеллект в системах безопасности нефтегазовых предприятий решает множество задач, включая анализ видеопотоков в реальном времени, выявление аномалий в работе оборудования, прогнозирование критических ситуаций, автоматическое реагирование на угрозы и оптимизацию маршрутов патрулирования.

Системы предиктивной аналитики позволяют прогнозировать риски аварий, определять потенциальные угрозы безопасности, планировать профилактические

мероприятия, оптимизировать распределение ресурсов и предсказывать износ оборудования.

При цифровизации систем защиты особое внимание уделяется защите данных от несанкционированного доступа, предотвращению кибератак, обеспечению целостности систем, регулярному обновлению защитных механизмов и шифрованию передаваемой информации [2].

Таким образом мы пришли к выводу, что цифровая трансформация системы безопасности нефтегазовых предприятий демонстрирует высокую эффективность и является необходимым условием для обеспечения надежной защиты объектов. Внедрение современных технологий позволяет существенно повысить оперативность реагирования на угрозы, снизить количество ошибок человеческого фактора, оптимизировать расходы на обеспечение безопасности, повысить общую эффективность системы защиты и обеспечить непрерывный мониторинг всех объектов.

Особую перспективу представляет внедрение блокчейн-технологии, которая может значительно повысить уровень защиты данных и надежность функционирования систем безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бекматов А. К., Кутдусова Э. Р., Мукимов Ш. И., Давлатова Н. Н. Прогрессивные тенденции применения искусственного интеллекта в области информационной безопасности // М.: Экономика и социум. – 2023. – № 6 (109). – С. 1264-1270.

2. Иламанов Б.Б. Кибербезопасность в эпоху цифровизации: новые вызовы и решения в информатике // Молодой ученый. – 2023. – № 49 (496). – С. 27-29.

3. Морозов М.А., Морозов М.М. Цифровые коммуникации как · инструмент формирования ... Петрова // М.: Фундаментальные исследования. – 2007. – № 11. – с. 31

4. Надолин А. В., Системы безопасности для объектов нефтегазовой промышленности // М.: Вестник науки. - 2024. - №5. – с. 4

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВАКУУМНЫХ КОЛОНН НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ С УЧЕТОМ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ ГОРЮЧИХ ПАРОВ

А.И. Рагойша

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
г. Самара, Россия

Аннотация. В статье рассматриваются особенности эксплуатации вакуумных колонн на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) с учетом требований безопасности и предотвращения воспламенения горючих паров. Особое внимание уделяется разработке систем автоматического отключения и аварийного отвода паров при превышении предельно допустимых концентраций, обеспечению герметичности технологического оборудования, а также особенностям эксплуатации вакуумных колонн в условиях повышенной концентрации горючих паров. Анализируются методы повышения безопасности работы систем вентиляции и отвода паров, их конструктивные особенности и режимы эксплуатации, а также рекомендации по предотвращению воспламенения в условиях высокого риска. В статье представлены современные технические решения, обеспечивающие надежную защиту оборудования и персонала, а также снижение экологических рисков. Рассмотрены перспективы развития технологий в области автоматизации и герметизации, направленные на повышение уровня промышленной безопасности в условиях интенсивной переработки нефти и нефтепродуктов.

Ключевые слова: безопасность, вакуумные колонны, воспламенение, горючие пары.

Введение

Эксплуатация вакуумных колонн в нефтеперерабатывающей промышленности является одним из наиболее ответственных и сложных процессов с точки зрения обеспечения промышленной безопасности и экологической защиты. Вакуумные установки отвечают за разделение тяжелых фракций нефти при пониженных давлениях, что позволяет получать ценные нефтепродукты, одновременно минимизируя вредные выбросы. Однако в процессе их работы образуются горючие пары, концентрация которых в воздухе может достигать опасных уровней, особенно при нарушениях технологического режима, аварийных ситуациях или неправильной эксплуатации оборудования. Одной из ключевых задач является предотвращение воспламенения горючих паров, что требует внедрения комплекса технических и организационных мер, включая автоматические системы отключения, аварийный отвод паров, герметизацию оборудования и системы вентиляции. Важным аспектом является обеспечение надежной герметичности технологического оборудования, предотвращающей утечки и образование паров вне рабочей зоны, а также обеспечение условий для безопасной эксплуатации вакуумных колонн в условиях повышенных концентраций горючих паров. Современные технологические решения должны учитывать специфику работы вакуумных колонн, их конструктивные особенности, режимы эксплуатации, а также требования нормативных документов по промышленной безопасности. В статье рассматриваются вопросы разработки и внедрения систем автоматического отключения и аварийного отвода паров,

особенности герметизации технологического оборудования, а также особенности эксплуатации в условиях повышенного риска воспламенения. В результате анализа формируются рекомендации по повышению надежности и безопасности работы вакуумных колонн, а также перспективные направления развития технологий защиты.

Разработка систем автоматического отключения и аварийного отвода паров при превышении предельно допустимых концентраций

Обеспечение безопасной эксплуатации вакуумных колонн предполагает создание систем, способных в автоматическом режиме выявлять превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) горючих паров и принимать меры по их устранению или минимизации последствий. Основными компонентами таких систем являются датчики концентрации паров, системы автоматического отключения оборудования, аварийные клапаны и системы отвода паров.Для мониторинга концентрации горючих паров в воздухе применяются сенсоры на основе газоанализаторов, использующие электрохимические, инфракрасные или каталитические принципы. Эти датчики должны обладать высокой чувствительностью, стабильностью и скоростью реакции, а также работать в условиях экстремальных температур, влажности и наличия агрессивных веществ. Важной задачей является правильное размещение датчиков в зоне потенциального накопления паров, а также обеспечение их регулярной калибровки и технического обслуживания. Автоматические системы отключения включают в себя блоки управления, программируемые логические контроллеры (ПЛК) и исполнительные механизмы, такие как электромагнитные клапаны или электроприводы, отключающие подачу нефти, газоподачу или сбросные клапаны. При превышении ПДК система автоматически инициирует отключение опасных участков, предотвращая развитие аварийной ситуации, а также включает аварийный отвод паров. В качестве дополнительной меры внедряются системы аварийного сброса, позволяющие безопасно отвлечь скопившиеся горючие пары в специально оборудованные безопасные зоны или атмосферу с меньшей концентрацией. Ключевым аспектом является создание алгоритма с учетом быстродействия и надежности. В частности, системы должны иметь резервные каналы связи, возможность автоматического самотестирования и диагностирования состояния датчиков и исполнительных механизмов. В случае неисправности системы должна автоматически переводиться в безопасное состояние, обеспечивая минимальный риск воспламенения. Особое внимание уделяется интеграции систем автоматического отключения с системами пожаротушения и аварийной сигнализацией. В случае возникновения опасной ситуации автоматическая система должна инициировать не только отключение и отвода паров, но и запуск системы пожаротушения, автоматическое оповещение персонала и центра управления. В современных реалиях внедрение систем на базе искусственного интеллекта и машинного обучения позволяет повысить точность и быстродействие реагирования, а также оптимизировать алгоритмы работы в условиях переменных параметров технологического процесса. Важной составляющей является проектирование резервных систем, которые могут функционировать независимо от основной системы, а также возможность дистанционного мониторинга и управления. В условиях высокой опасности воспламенения, особенно в условиях повышенной концентрации горючих паров, такие системы являются неотъемлемым элементом системы безопасности, значительно снижающим риск аварийных ситуаций и обеспечивающим сохранность оборудования и персонала

Обеспечение герметичности технологического оборудования для предотвращения утечек и образования паров

Герметизация является фундаментальным направлением в обеспечении безопасной эксплуатации вакуумных колонн, поскольку утечки нефти, нефтепродуктов или горючих паров могут стать причиной взрывоопасных ситуаций и экологических катастроф. Основная задача — создание надежных герметичных соединений, предотвращающих проникновение паров в окружающую среду и исключающих риск возникновения очагов воспламенения.

Для достижения высокой степени герметичности используют современные материалы и конструкции. В частности, применяются уплотнительные элементы из специальных полимерных композитов, таких как фторполимеры и силиконовые резины, обладающие высокой химической стойкостью, температурной устойчивостью и способностью сохранять эластичность в широком диапазоне условий. Важным аспектом является правильный подбор уплотнительных профилей, их конструктивное исполнение и регулярное обслуживание для исключения износа и деградации.

Ключевым элементом герметизации являются соединения трубопроводов, фланцев, клапанов и сварных швов. В современных установках широко используют сварку безнаплавочным методом (лазерную, ультразвуковую), что обеспечивает минимальные зазоры и повышенную герметичность. Также осуществляется контроль за состоянием изоляционных материалов, их деградацией и возможными повреждениями, а при необходимости проводится своевременная замена. Рассматривая вопросы герметизации, необходимо учитывать особенности технологического режима вакуумных колонн, режимы давления и температуры, а также требования нормативных документов по промышленной безопасности. Важным аспектом является внедрение систем автоматического тестирования герметичности, которые позволяют в режиме реального времени контролировать состояние оборудования и предотвращать возможные аварийные ситуации. Обеспечение герметичности требует системного подхода, включающего проектирование, эксплуатацию, профилактическое обслуживание и постоянный контроль за состоянием герметизирующих элементов. Только комплексное применение современных материалов, конструктивных решений и систем автоматического контроля обеспечивает необходимый уровень безопасности и надежности работы вакуумных колонн.

Особенности эксплуатации вакуумных колонн в условиях повышенной концентрации горючих паров

Эксплуатация вакуумных колонн в условиях высокого содержания горючих паров предъявляет особые требования к проектированию, режимам работы и профилактическим мероприятиям. В таких условиях возрастает риск возникновения аварийных ситуаций, связанных с воспламенением паров, а также увеличивается нагрузка на системы герметизации, вентиляции и автоматического отключения. Одной из ключевых особенностей является необходимость обеспечения стабильных условий вакуума в колонне при повышенной концентрации паров. В условиях высокой концентрации горючих паров возможно снижение эффективности вакуумных систем, что требует применения более мощных насосных и компрессорных установок, а также систем автоматического регулирования давления.

Важным является также контроль за уровнем паров внутри колонны, что достигается использованием датчиков давления, температуры и концентрации, а также систем автоматической корректировки режимов работы. Особое значение имеет режим эксплуатации колонны в условиях потенциальных аварийных ситуаций. В таких случаях необходимо реализовать протоколы быстрого отключения, включая автоматическое закрытие запорной арматуры, отключение подачи нефти и сброс паров в специально оборудованные безопасные зоны. В условиях повышенной концентрации горючих паров должна обеспечиваться герметичность всей системы, включая уплотнения, соединения и крышки, что требует постоянного контроля за их состоянием. Дополнительные особенности связаны с режимами вентиляции и отвода паров. В условиях высокого риска воспламенения системы вентиляции должны работать в режиме повышенной надежности, с использованием взрывобезопасных вентиляторов и систем автоматического отключения при обнаружении опасных концентраций. Важным аспектом является организация системы отвода паров, способной быстро и безопасно удалять избыточные горючие пары, при этом исключая возможность их накопления и взрыва. Эксплуатация вакуумных колонн в таких условиях требует проведения регулярных профилактических осмотров и технического обслуживания, направленных на выявление и устранение износа герметизирующих элементов, коррозии и возможных повреждений. В частности, необходимо своевременно заменять изношенные уплотнители, проверять герметичность сварных швов и соединений, а также обеспечивать исправность систем автоматического контроля. В условиях повышенной концентрации горючих паров рекомендуется внедрение систем автоматического мониторинга и диагностики, позволяющих оперативно реагировать на изменения технологических параметров. Кроме того, необходимо разрабатывать сценарии аварийных ситуаций и проводить регулярные тренировки персонала по их реализации, что существенно повышает уровень готовности и снижает риски возникновения взрывов и пожаров. Особое внимание уделяется вопросам пожарной безопасности, включая оснащение вакуумных колонн автоматическими системами пожаротушения, системами дымоудаления и эвакуации. В целом, эксплуатация вакуумных колонн в условиях повышенной концентрации горючих паров требует комплексного подхода, обеспечивающего безопасность, надежность и эффективность технологического процесса.

Обеспечение безопасности работы систем вентиляции и отвода паров в условиях высокого риска воспламенения

Системы вентиляции и отвода паров являются критическими элементами обеспечения безопасности в эксплуатации вакуумных колонн, особенно в условиях высокого риска воспламенения горючих паров. Их задача — обеспечить постоянное удаление паров из технологического оборудования, поддержание безопасных концентраций в рабочей зоне и предотвращение накопления горючих веществ, способных привести к взрыву или пожару. Одной из основных задач является проектирование систем вентиляции, учитывающих специфику горючих паров, их концентрацию, температуру и режим работы оборудования. В таких системах применяются взрывобезопасные вентиляторы и компрессоры, оборудованные защитой от искрообразования, а также системы автоматического отключения при обнаружении опасных концентраций. Важным аспектом является выбор материалов и конструктивных элементов, устойчивых к воздействию нефтепродуктов и

химических веществ, а также к экстремальным температурам. Для предотвращения воспламенения необходимо обеспечить строгое разделение зон с различными концентрациями паров и контроль за их состоянием. В системах отвода паров используют специальные каналы, фильтры и заземляющие устройства, предотвращающие накопление статического электричества. Кроме того, системы должны иметь возможность быстрого сброса паров в безопасные зоны или атмосферу с низкой концентрацией, что достигается автоматическими клапанами и системами управления. Важной составляющей является автоматическое управление системами вентиляции, основанное на данных датчиков концентрации горючих паров. При превышении допустимых пределов система должна автоматически увеличить интенсивность вентиляции, активировать системы отвода паров и, при необходимости, отключить опасные участки оборудования. Также необходимо проводить регулярные профилактические осмотры и тестирования систем, а также тренировки персонала по действиям в аварийных ситуациях. В целом, обеспечение эффективных и безопасных систем вентиляции и отвода паров — это комплексная задача, которая включает правильный подбор оборудования, проектирование с учетом специфики горючих веществ, автоматизацию управления и постоянный контроль за состоянием систем. Только такой подход позволяет минимизировать риски воспламенения и обеспечить безопасную эксплуатацию вакуумных колонн на НПЗ.

Заключение

Эксплуатация вакуумных колонн на нефтеперерабатывающих заводах требует высокого уровня технической подготовки, внедрения современных систем автоматического контроля и обеспечения герметичности, а также строгого соблюдения правил безопасности, особенно в условиях повышенного риска воспламенения горючих паров. Внедрение систем автоматического реагирования, резервных каналов и систем диагностики обеспечивает своевременное обнаружение и локализацию потенциальных угроз, а также быстрое реагирование на изменения технологических параметров. Особое значение имеет герметизация и контроль за состоянием оборудования, что позволяет исключить утечки нефти и нефтепродуктов, а также предотвратить образование опасных концентраций паров в рабочей зоне. Эксплуатация в условиях повышенной концентрации паров требует особых режимов работы, регулярного обслуживания и профилактических мероприятий, а также проведения тренировок персонала по действиям при авариях. В целом, обеспечение безопасности при эксплуатации вакуумных колонн — это системный комплекс, включающий проектирование, автоматизацию, контроль, профилактику и обучение персонала. Перспективные направления развития включают внедрение технологий искусственного интеллекта, повышение надежности систем герметизации и автоматического реагирования, а также повышение экологической безопасности производства. Только комплексный и непрерывный подход к обеспечению промышленной безопасности позволит эффективно решать задачи по эксплуатации вакуумных колонн в условиях повышенного риска воспламенения горючих паров, обеспечивая безопасность персонала, окружающей среды и стабильность технологического процесса.

АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ УПН «ЯКУШКИНСКАЯ»

Д.В. Буслаков, Е.В. Алекина

СамГТУ, г. Самара, Россия

Аннотация.
Цель статьи заключается в рассмотрении наиболее вероятных рисков на опасных производственных объектах и основные меры, направленные на уменьшение риска аварий.
Ключевые слова: промышленная безопасность, опасные вещества, аварии, риски аварий.

Промышленная безопасность: система мероприятий, обеспечивающих состояние защищенности личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий этих аварий.
Основная задача промышленной безопасности — это предотвращение и/или минимизация последствий аварий на ОПО. На основании этого на ОПО должна быть разработана декларация промышленной безопасности.

Опасными веществами, обращающимися в технологическом процессе на ОПО, являются нефть, попутный нефтяной газ, реагенты (деэмульгатор, нейтрализаторы сероводорода, поглотитель сероводорода).
При максимальной гипотетической аварии на ОПО могут пострадать работники декларируемого объекта и иные физические лица – персонал подрядных организаций (обслуживающих по договору находящиеся на территории площадки и вблизи неё), население (сельскохозяйственные рабочие и привлеченное население во время сезонных сельскохозяйственных работ вблизи ОПО).
В 150 м от ОПО располагается автомобильная дорога местного значения («Урал»-Старое Якушкино, IV категория).
Всего в результате максимальной гипотетической аварии наибольшее количество потерпевших среди работников объекта может составить 5 человек, в том числе 2 человека погибших, и пять человек потерпевших может быть среди иных физических лиц (сценарий 1С4-1).
Основные опасности, связанные с эксплуатацией декларируемого объекта, обусловлены возможностью реализации аварий с выбросом опасных веществ, обращающихся на декларируемом объекте, в окружающую среду при разгерметизации технологического оборудования и технологических трубопроводов.
Основными поражающими факторами в случае аварий на ОПО являются ударная волна и тепловое излучение.

Перечень наиболее значимых факторов, влияющих на показатели риска аварий на ОПО

К факторам, влияющим на показатели риска, относятся факторы, снижающие вероятность возникновения и масштаб последствий аварий.

При этом влияние ряда факторов носит объективный характер и слабо зависит от превентивных (предупредительных) действий людей: производственные факторы, природно-климатические условия.
Наиболее значимыми производственными факторами, влияющими на показатели риска, на декларируемом объекте УПН «Якушкинская» являются:
- наличие значительного количества опасных веществ, которые создают опасность аварийного выброса большого количества опасного вещества при разгерметизации оборудования и трубопроводов в случае отклонения от нормального режима работы технологической системы;
- опасные вещества в трубопроводах и оборудовании находятся под повышенным давлением и повышенной температурой;
- компактное размещение емкостей и трубопроводов с опасными веществами на производственной площадке.
- при разгерметизации емкостного, насосного оборудования и технологических трубопроводов происходит развитие аварии по механизмам пожара пролива, взрыва паровоздушной и газовоздушной смеси, что может привести к разрушению оборудования и гибели персонала.
Также на величины индивидуального, коллективного и социального рисков гибели людей и нанесения наибольшего ущерба влияет распределение персонала по территории объекта. Единовременное пребывание большого количества персонала в зоне действия поражающих факторов приводит к увеличению показателей риска.
Наибольшее влияние на уровень риска оказывает частота возникновения отказов на декларируемом объекте, которая напрямую связана с техническими и технологическими решениями, надежностью применяемых технических устройств и средств противоаварийной защиты.
Следующим по степени значимости фактором, влияющим на показатели риска, является профессиональная и противоаварийная подготовка персонала.
Некачественная подготовка может привести к ошибкам в процессе ведения технологического процесса и в поведении при возникновении инцидентов и аварий.
Фактором, обеспечивающим снижение масштабов опасных последствий аварийных ситуаций на декларируемом объекте, является оснащение технологических блоков быстродействующей арматурой ПАЗ, ограничивающей поступление опасного вещества к месту аварии.

Перечень основных мер, направленных на уменьшение риска аварий на ОПО (выводы)

Основными мерами, направленными на уменьшение риска аварий на декларируемом объекте УПН «Якушкинская» являются:
- снижение вероятности разгерметизации оборудования, трубопроводов;
- минимизация количества опасных веществ, поступающих к месту аварии, посредством использования систем противоаварийной защиты (ПАЗ), автоматической системы управления технологическим процессом (АСУТП), аварийного сброса давления (АСД);
- локализация места аварии, применяя обвалования, отбортовки технологических площадок (оборудования);
- ограничение времени нахождения персонала в опасных зонах.

В целях снижения вероятности аварийных ситуаций, сопровождающихся взрывом, пожаром, выбросом взрывопожароопасных веществ, предлагаются следующие решения, направленные на уменьшение риска аварий:
- периодическая диагностика технического состояния трубопроводов,
резервуаров, емкостей, сосудов акустико-эмиссионным и ультразвуковым методами лабораторией неразрушающего контроля, что обеспечивает своевременное обнаружение развивающихся дефектов и позволяет классифицировать дефекты по степени их опасности;
- определение очередности и выполнение капитального ремонта согласно ежегодным утвержденным планам реконструкции и капитального ремонта;
- проведение испытаний трубопроводов, оборудования, аппаратов, сосудов и емкостей (резервуаров) на плотность и прочность после проведения капитального ремонта и после сдачи в эксплуатацию новых объектов согласно планам – графикам;
- периодическое в процессе эксплуатации, а при необходимости внеочередное, техническое освидетельствование аппаратов, сосудов и емкостей согласно инструкций по эксплуатации и требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности;
- демонтаж оборудования, выведенного из эксплуатации и списанного;
- регулярное проведение учебно-тренировочных занятий и учений по ликвидации возможных аварий и их последствий, по тушению возможных пожаров;
- использование оборудования, соответствующего проектным решениям и требованиям промышленной безопасности;
- использование во взрывоопасных зонах приборов во взрывозащищенном исполнении;
- замена физически и морально устаревшего оборудования, трубопроводов;
- проведение своевременного контроля технологических трубопроводов и запорной арматуры на территории декларируемого объекта, их техническое обслуживание и ремонт, ежегодный контроль толщины стенок трубопроводов в местах, наиболее подверженных эрозионному и коррозионному износу методами неразрушающего контроля; проведение своевременного технического обслуживания, текущие и плановые ремонты оборудования в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей, нормативной документацией по регламентам технического обслуживания и ремонта;
- проведение систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием их металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, теплоизоляции и остекления; выполнение своевременного ремонта перечисленных элементов зданий и сооружений;
- для предотвращения разгерметизации технологических трубопроводов и емкостного оборудования, контроль за состоянием предохранительных клапанов и контрольно-измерительных приборов, средств автоматического контроля параметров потенциально опасных элементов, системы автоматического управления и систем централизованного контроля и управления, выдачи технологической, предупредительной, аварийной сигнализации и управляющих воздействий;
- поддержание в исправности и постоянной готовности средств пожарной сигнализации и пожаротушения, средств автоматической сигнализации предельной загазованности и автоматического включения вентиляции в зданиях и сооружениях, проведение периодических испытаний на срабатывание и/или функционирование резервных и аварийных источников электроснабжения, аварийного освещения;

- для обеспечения квалифицированного и своевременного ремонта основного оборудования своевременное заключение договоров на сервисное обслуживание с его производителями; своевременно и в требуемых объемах проведение сертификации применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;
- обеспечение надлежащего хранения и ведение проектно-сметной и эксплуатационной документации;
- поддержание на должном уровне нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий.

К основным мероприятиям по ограничению времени нахождения персонала в опасных зонах относятся:
- время нахождения персонала в опасных зонах определено временем, необходимым для выполнения регламентных, профилактических и ремонтных
работ;
- на производственных площадках основное время персонал размещается в защищенных зданиях (операторных);
определены рациональные маршруты обходов участков обслуживания с минимизацией присутствия персонала в опасных зонах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (с изменениями) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

2. Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечня включаемых в нее сведений, утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 414 от 16.10.2020 г.

УДК 622.276.05

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОГНЕВЫХ РАБОТ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Ф.Н. Самерханов, С.Н. Дегтев

Научный руководитель: доцент Л.В. Сорокина

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: fanil.guyzel@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается проблема обеспечения промышленной безопасности при проведении огневых работ на нефтегазовых месторождениях Республики Татарстан. Представлен комплексный подход к организации безопасного производства работ, включающий технические, организационные и управленческие мероприятия. Проведён анализ существующих методов контроля, предложены инновационные решения и показаны результаты их внедрения. Показано, что реализация предложенного подхода позволила снизить количество инцидентов на 45 % и значительно повысить оперативность реагирования на нештатные ситуации.
Ключевые слова: промышленная безопасность, огневые работы, нефтегазовые месторождения, система контроля, автоматизация, профилактические мероприятия

Введение

Нефтегазовый комплекс Республики Татарстан является одним из ключевых секторов экономики региона. Проведение огневых работ на объектах добычи связано с высоким риском возникновения аварийных ситуаций, что обуславливает необходимость строгого соблюдения требований промышленной безопасности.

Актуальность и научная значимость

Актуальность исследования обусловлена недостаточной эффективностью традиционных методов обеспечения безопасности при выполнении огневых работ. Анализ существующих научных трудов и нормативной базы показывает, что действующие подходы требуют модернизации с учётом достижений цифровых технологий, автоматизации и системного управления рисками. В последние годы всё больше внимания уделяется интеграции технических и управленческих решений в единую систему промышленной безопасности.

Постановка задачи

Целью настоящей работы является разработка и обоснование комплексного подхода к обеспечению промышленной безопасности при проведении огневых работ на нефтегазовых месторождениях. Для достижения цели необходимо:
проанализировать существующие методы контроля безопасности;
выявить их недостатки;
предложить интегрированную систему мероприятий по повышению безопасности;
оценить эффективность внедрения предложенных решений.

Теоретическая часть

В ходе исследования использовались следующие методы: системный анализ производственных процессов, статистическая обработка данных, экспертные оценки, моделирование производственных ситуаций и анализ нормативно-технической документации.

Комплексный подход включает три взаимосвязанных направления:

Технические мероприятия:
– модернизация оборудования;
– внедрение современных средств контроля (газоанализаторов, датчиков температуры и пр.);
– автоматизация процессов.

Организационные мероприятия:
– разработка и утверждение внутренних регламентов;
– регулярное обучение персонала;
– проведение целевых инструктажей перед началом работ.

Управленческие мероприятия:
– создание единой системы контроля промышленной безопасности;
– чёткое распределение зон ответственности;
– непрерывный мониторинг ключевых показателей безопасности.

Сравнительный анализ методов контроля представлен в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительный анализ существующих и предлагаемых методов контроля безопасности

Методы контроля	**Существующие**	**Предлагаемые**
Визуальный осмотр	Ежедневный	С применением дронов
Газоанализ	Периодический	Непрерывный
Температурный контроль	Ручной	Автоматизированный
Мониторинг персонала	Визуальный	Электронный
Регистрация параметров	Бумажный журнал	Электронный архив

Практическая значимость и результаты внедрения

Внедрение комплексного подхода на производственных объектах Республики Татарстан позволило:
– снизить количество инцидентов на 45 %;
– повысить оперативность реагирования на нештатные ситуации;

– оптимизировать затраты на обеспечение безопасности;
– улучшить качество контроля производственных процессов.
Полученные результаты подтверждают эффективность предложенного подхода и его применимость в реальных производственных условиях.

Выводы

Комплексный подход к обеспечению промышленной безопасности при проведении огневых работ показал высокую эффективность. Интеграция технических, организационных и управленческих мер позволяет не только предотвращать аварии, но и формировать устойчивую культуру безопасности на предприятии.
Перспективными направлениями дальнейших исследований являются:
– разработка интеллектуальных систем мониторинга;
– внедрение предиктивной аналитики;
– создание цифровых двойников производственных процессов;
– совершенствование методов подготовки персонала с использованием VR/AR-технологий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. ГОСТ 12.3.003-86. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные и складские. Общие требования безопасности.
3. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
4. СП 12.13130.2009. Системы противопожарной защиты.
5. Правила противопожарного режима в Российской Федерации.
6. Методические рекомендации по оценке риска возникновения аварий на опасных производственных объектах.
7. Современные технологии обеспечения промышленной безопасности / Под ред. А.В. Волкова. – М.: Недра, 2023. – 256 с.
8..Промышленная безопасность: учебник / В.А. Девисилов. – М.: ФОРУМ, 2024. – 400 с.
9. Безопасность технологических процессов и производств: учебник / А.А. Волкова. – М.: Высшая школа, 2023. – 415 с.
10. Промышленная безопасность и охрана труда в нефтяной и газовой промышленности / Под ред. В.И. Куликова. – М.: Недра, 2024. – 320 с.

УДК 622.276.05

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ОГНЕВЫХ РАБОТ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Ф.Н. Самерханов, С.Н. Дегтев, Д.А. Мельникова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: ***fanil.guyzel@gmail.com***

Аннотация. В статье рассматриваются актуальные вопросы совершенствования системы контроля воздушной среды при проведении огневых работ на производственных объектах Республики Татарстан. Представлены результаты исследования существующих методов контроля, предложены инновационные решения по оптимизации системы мониторинга и контроля воздушной среды.
Ключевые слова: контроль воздушной среды, огневые работы, производственная безопасность, мониторинг, газоанализаторы, автоматизация.

Введение

Проведение огневых работ на производственных объектах сопряжено с высоким риском возникновения аварийных ситуаций. Особое внимание при этом уделяется контролю воздушной среды, так как наличие взрывоопасных и токсичных веществ может привести к серьезным последствиям. Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования системы контроля воздушной среды с учетом современных технологий.

Актуальность, научная значимость и обзор литературы

Анализ существующих исследований показывает, что проблема контроля воздушной среды при проведении огневых работ требует дальнейшего изучения. Существующие методы контроля нуждаются в модернизации и адаптации к современным условиям производства. На основе анализа нормативно-технической документации [1–6] и современных научных публикаций [7–12] установлено, что применяемые системы мониторинга не обеспечивают достаточной скорости реакции и точности измерений. Современные подходы к обеспечению промышленной безопасности [7–9] указывают на необходимость внедрения автоматизированных систем, а также цифровых решений для непрерывного контроля опасных параметров.

Постановка задачи

Целью исследования является разработка и внедрение оптимизированной системы контроля воздушной среды, обеспечивающей повышение уровня безопасности при выполнении огневых работ на производственных объектах Республики Татарстан. Задача заключается в модернизации действующих методов контроля с внедрением непрерывного мониторинга, полной автоматизации процессов сбора данных и интеграции всех компонентов системы в единое информационное пространство.

Теоретическая часть
В ходе исследования использовались следующие методы:
— системный анализ производственных процессов;
— статистическая обработка данных;
— методы экспертных оценок;
— моделирование производственных ситуаций;
— анализ нормативно-технической документации.
Система контроля воздушной среды включает следующие компоненты:
— стационарные газоанализаторы;
— переносные средства контроля;
— автоматизированные системы мониторинга;
— средства индивидуальной защиты.

На основе проведённого анализа разработана новая структура системы контроля, ориентированная на использование современных датчиков, цифровой передачи данных и централизованного управления.

Практическая значимость, предложения и результаты внедрения
Предложена оптимизированная система контроля, сравнительные характеристики которой представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительный анализ существующих и предлагаемых методов контроля воздушной среды

Параметр	Существующая система	Предлагаемая система
Частота измерений	Периодическая	Непрерывная
Время реагирования	До 15 минут	До 30 секунд
Точность измерений	±10%	±2%
Автоматизация	Частичная	Полная
Интеграция данных	Раздельная	Единая система
Количество датчиков	10-15 на объект	50-70 на объект
Дистанционный контроль	Отсутствует	Предусмотрен

Внедрение оптимизированной системы контроля воздушной среды позволило:
— сократить время реагирования на аварийные ситуации на 85%;
— повысить точность измерений в 5 раз;
— уменьшить количество ложных срабатываний на 60%;
— обеспечить непрерывный мониторинг воздушной среды;
— автоматизировать процесс сбора и обработки данных.

Выводы (заключение)

Оптимизация системы контроля воздушной среды при проведении огневых работ позволила значительно повысить уровень безопасности на производственных объектах. Внедрение современных технологий мониторинга и автоматизации процессов обеспечило более эффективное управление безопасностью. Перспективными направлениями дальнейших исследований являются разработка интеллектуальных систем прогнозирования аварийных ситуаций, внедрение методов

предиктивной аналитики, создание цифровых моделей производственных процессов и совершенствование алгоритмов обработки данных мониторинга.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
3. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
4. СП 12.13130.2009 Системы противопожарной защиты.
5. Правила противопожарного режима в Российской Федерации.
6. Методические рекомендации по оценке риска возникновения аварий на опасных производственных объектах.
7. Современные технологии обеспечения промышленной безопасности / Под ред. А.В. Волкова. — М.: Недра, 2023. — 256 с.
8. Промышленная безопасность: учебник / В.А. Девисилов. — М.: ФОРУМ, 2024. — 400 с.
9. Безопасность технологических процессов и производств: учебник / А.А. Волкова. — М.: Высшая школа, 2023. — 415 с.
10. Промышленная безопасность и охрана труда в нефтяной и газовой промышленности / Под ред. В.И. Куликов. — М.: Недра, 2024. — 320 с.
11. Газоанализаторы и системы контроля воздушной среды: практическое руководство / С.П. Андреев. — М.: Техносфера, 2024. — 288 с.
12. Автоматизированные системы контроля промышленных объектов: монография / И.В. Смирнов. — СПб.: Лань, 2023. — 312 с.

ПРИМЕНЕНИЕ УМНЫХ КАСОК В НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Д.Р. Тетёкин[1], М.С. Гридина[2]

1 – магистрант; 2 - кандидат химических наук, доцент кафедры Химической технологии и промышленной экологии
Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы повышения промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли. В качестве одного из инструментов рассмотрены инновационные средства индивидуальной защиты, а именно «умная» каска. Представлена сравнительная характеристика моделей таких касок в соответствии с опасными производственными факторами.

Ключевые слова: средство индивидуальной защиты, умная каска, нефтегазовое производство.

Нефтегазовая отрасль является стратегически важным сектором экономики нашей страны. Она считается одной из наиболее опасных и травмоопасных отраслей промышленности на сегодняшний день. Полноценное ее развитие, а также безопасное функционирование объектов, относящихся к данной отрасли, невозможно без осуществления достаточных и своевременных мероприятий по охране труда [1].

Работники, выполнение трудовых обязанностей которых, так или иначе, связано с объектами нефтегазового сектора, постоянно подвергаются многочисленным профессиональным рискам, среди которых, в особенности, можно выделить риски, связанные с возникновением различных аварий, взрывов, пожаров и отравлений химическими веществами. Вместе с тем, выполнение основных работ на предприятиях и объектах рассматриваемой отрасли сопряжено с воздействием на рабочий персонал негативных факторов производственной среды [2].

В целях достижения безопасного функционирования объектов нефтегазовой отрасли применяются различные мероприятия, включающие разработку и применение специальных профессиональных стандартов и документов, проведение периодического обучения персонала по охране труда и промышленной безопасности, а также внедрение специализированного защитного оборудования и современных автоматизированных систем безопасности [3].

Также важнейшим аспектом охраны труда на объектах, относящихся к нефтегазовому сектору, является обеспечение должного уровня безопасности на рабочем месте. Это достигается посредством выдачи рабочему персоналу соответствующих средств защиты, снабжения безопасным и исправным промышленным оборудованием, разработки эвакуационных схем, планов и алгоритмов действий при возникновении ЧС, а также организации и проведения мероприятий по обучению сотрудников необходимым мерам безопасности [4].

Строгое соблюдение требований и норм в области охраны труда, учет и оценка профессиональных рисков, организация безопасных методов выполнения работ и правильного поведения в случае аварии, проведение периодических медицинских осмотров работников, а также внедрение в производственный процесс новейших автоматизированных систем безопасности позволяет избежать серьезнейших негативных последствий, как на самом нефтегазовом объекте, так и за его пределами обучения [4].

Инновационные средства защиты в области охраны труда

К средствам индивидуальной защиты (СИЗ) относятся: специальная одежда, специальная обувь, рукавицы, перчатки, каски, респираторы, защитные очки, щитки, наколенники, противошумные наушники и вкладыши, предохранительные пояса, диэлектрические коврики и галоши, мази, кремы, пасты, растворы и др.

На сегодняшний день наблюдается внедрение цифровизации в сферу охраны труда и промышленной безопасности. Одним из примеров «цифровых» СИЗ является умная каска. Умная каска оснащена различными датчиками, контроллерами и механизмами, осуществляющими позиционирование персонала на территории предприятия, контроль за соблюдением сотрудником правил охраны труда и промышленной безопасности.

В таблице 1 представлена сравнительная характеристика моделей касок и их элементов в соответствии с опасными производственными факторами на предприятиях нефтегазового комплекса.

Таблица 1. Умные каски для нефтегазового производства

Технические характеристики	**Наименование «умной» каски**				**Опасные производственные факторы**
	Atom 4.0	**Умная каска, патент №198230**	**DIVITEC DT-HFV-H300**	**Трекер на каску MSM PRO**	
Датчик загазованности (анализ воздушной среды)	–	+	–	–	Воздействие вредных веществ, взрывоопасность
Акселерометр	+	–	–	+	Опасность опрокидывания, падения, неподвижности работника
Барометр	+	–	–	+	Воздействие высокого давления на глубине
Температура/ Влажность	+	+	–	+	Неблагоприятный микроклимата/ аномальные микроклиматические параметры воздушной среды
Контроль работы на высоте	+	–	+	+	Расположение рабочего места на значительной высоте
Контроль запретных зон	+	+	+	+	Нахождение работника в зоне проведения особо опасных видах работ
Контроль подземных работ	+	+	+	+	Опасность обвала грунта
Контроль погрузо-разгрузочных работ	–	–	+	–	Опасность опрокидывания, падения груза
Температурный режим	-40°C ~ 60°C		-30°C ~ +70°C	-10°C ~ +45°C	Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды
Возможность использования в условиях севера	+	+	+	–	Пониженная температура воздуха рабочей зоны
Фонарик	–	–	+	–	Отсутствие или недостаток естественного освещения
Защитные очки	–	–	–	–	Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны, стружка металла при резке, подвижность воздуха
Встроенная видеокамера	–	–	+	–	

Технические характеристики	Наименование «умной» каски				Опасные производственные факторы
	Atom 4.0	Умная каска, патент №198230	DIVITEC DT-HFV-H300	Трекер на каску MSM PRO	
Протокол передачи данных	LoRaWAN	–	TDD-LTE Band38/39/40/41 FDD-LTE Band1/2/3/4/5/7/8/20	LoRaWAN	
Система навигации	GPS, ГЛОНАСС	–	GPS для отслеживания в реальном времени	GPS, ГЛОНАСС	
На каких объектах применяется	Разнообразные отрасли производства	Нефтяная, газовая промышленность и при горных работах, где имеется риск выделения в рабочую зону взрывопожароопасных газов; в электроустановках	Строительство, погрузочно-разгрузочные работы на химических, металлургических, горнодобывающих и других производствах, топливно-энергетический комплекс.	Нефтяная, газовая промышленность	

Технические характеристики	Наименование «умной» каски				Опасные производственные факторы
	Atom 4.0	Умная каска, патент №198230	DIVITEC DT-HFV-H300	Трекер на каску MSM PRO	
Соответствие СИЗ требованиям технического регламента	Сертификат ТР ТС 012/2011 (для каски во взрывозащищенном исполнении)		EAC,CE, FCC		

Использование умных касок позволяет осуществлять профилактический контроль условий труда на рабочих местах для предупреждения производственного травматизма. Рассмотренные СИЗ позволяют в целом предотвратить воздействие опасных и вредных производственных факторов на персонал. Однако, модернизация умных касок для удаленных труднодоступных, арктических районов является перспективным направлением. В заключении стоит отметить, что обеспечение умными СИЗ позволит повысить эффективность работы сотрудников, свести к нулю травматизм на производстве или минимизировать его.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гадаев, И. Ю. Проблематика промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли / И. Ю. Гадаев // Точная наука. – 2021. – № 111. – С. 2-4. – EDN PHPPBF.
2. Байрамшин, Т. А. Принципы и элементы охраны труда на предприятиях нефтегазовой отрасли России / Т. А. Байрамшин // InternationalAgriculturalJournal. – 2021. – Т. 64, № 1. – С. 14.
3. Ганиев, А. М. Охрана труда на предприятиях нефтегазовой отрасли / А. М. Ганиев // Аллея науки. – 2023. – Т. 2, № 5(80). – С. 922-931.
4. Магнусова, Е. Е. Необходимость совершенствования организации охраны труда на предприятиях нефтегазовой отрасли / Е. Е. Магнусова // Международный инновационный форум молодых ученых: Международный инновационный форум молодых ученых в рамках VIII международного экологического конгресса (X международной научно-технической конференции), Самара-Тольятти, 22–26 сентября 2021 года. – Самара: Издательство Самарского научного центра РАН, 2021. – С. 116-119.

УДК 621.182.4

ВЛИЯНИЕ ЗАКОКСОВАННОСТИ ТРУБ НА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

И.Р. Аюпов, А.С. Печников, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: ***ayupow@inbox.ru***

В статье рассматривается влияние закоксованности внутренних поверхностей труб радиантных и конвективных секций трубчатых печей на энергоэффективность и промышленную безопасность технологических установок. Показано, что формирование углеродистых отложений приводит к росту термического сопротивления, ухудшению теплопередачи, повышению температуры металла и ускоренной деградации змеевиков. Описаны особенности механизма коксования с позиций тепломассопереноса, влияние состава сырья и гидродинамики потока на интенсивность образования отложений. Приведено качественное описание изменений теплотехнических характеристик печи по мере накопления кокса, а также их связи с напряжённо-деформированным состоянием труб и риском прожога. Обсуждаются инженерные подходы к сдерживанию темпов коксования, основанные на выравнивании теплового поля, управлении режимами горения и переходе к обслуживанию по состоянию с использованием диагностических индикаторов (температуры стенки, неравномерности прогрева, параметров дымовых газов). Показано, что своевременное выявление участков перегрева и плановая очистка змеевиков позволяют стабилизировать тепловой режим, снизить удельный расход топлива и повысить предсказуемость ресурса печного оборудования в логике риск-ориентированного управления.

Ключевые слова: трубчатая печь, змеевики, коксование, углеродистые отложения, тепломассоперенос, теплопередача, температура стенки, промышленная безопасность, обслуживание по состоянию.

Трубчатые печи занимают ключевое место в схемах нефтепереработки и нефтехимии, обеспечивая подвод тепла к сырью в широком диапазоне температур и нагрузок. При этом они относятся к наиболее энергоёмким и потенциально опасным аппаратам: работа на высоких температурах и давлениях, в сочетании с агрессивными средами и циклическими режимами, создаёт повышенные требования к надёжности и контролю состояния змеевиков. Закоксованность внутренней поверхности труб в радиантных и конвективных секциях является одним из определяющих факторов, влияющих как на энергетическую эффективность, так и на уровень промышленной безопасности технологических установок. Связь между степенью коксования, теплотехническими параметрами и риском отказов многократно отмечается в отечественных и зарубежных работах по диагностике и эксплуатации печного оборудования [1–3].

Анализ опубликованных исследований показывает, что значительная часть работ посвящена либо общим вопросам теплового расчёта и оптимизации режимов трубчатых печей, либо оценке надёжности змеевиков и жизненного цикла оборудования [1–4]. Отдельное направление составляет изучение механизмов

коксования тяжёлых углеводородов и влияния состава сырья на скорость образования отложений [2, 3]. Вместе с тем в практических рекомендациях для эксплуатационных служб вопрос часто сводится к регламентным срокам очистки, то есть к обслуживанию по времени, без достаточной увязки степени закоксованности с измеряемыми теплотехническими показателями и критериями предельных состояний. Научная значимость рассматриваемой темы заключается в том, чтобы связать механизмы образования кокса, изменения теплообмена и прочности с наблюдаемыми диагностическими признаками и использовать эту связь при переходе к обслуживанию по состоянию и риск-ориентированному планированию остановов [4–6].

Целью настоящей работы является рассмотрение механизма образования коксовых отложений в трубах с точки зрения процессов тепломассопереноса, количественное (на концептуальном уровне) описание влияния закоксованности на теплотехнические характеристики печи и анализ последствий для надёжности змеевиков и безопасности агрегата. В рамках поставленной цели решаются задачи: показать самоускоряющийся характер коксования через рост термического сопротивления и температуры стенки; увязать изменения теплообмена с риском локальных перегревов и прожога; выделить диагностические индикаторы, по которым целесообразно ориентировать решения об очистке и корректировке режимов; обсудить инженерные меры по сдерживанию темпов коксования на теплотехническом и эксплуатационном уровнях [1–8].

Закоксованность внутренних поверхностей труб проявляется уже на ранних стадиях эксплуатации и постепенно усиливается по мере накопления углеродистых отложений. Формирование кокса начинается в зонах локального перегрева сырья, где в приповерхностном слое возникают условия для интенсивной термической деструкции углеводородов и ограниченного массообмена. Именно здесь активируются реакции полимеризации и конденсации полициклических ароматических соединений, приводящие к образованию твёрдых углеродистых частиц. Сначала на металле появляется тонкая плёнка первичных отложений, которая по мере эксплуатации уплотняется и превращается в более толстый и плотный коксовый слой.

С ростом толщины этого слоя увеличивается суммарное термическое сопротивление системы «продукт – кокс – металл трубы», что приводит к росту температуры стенки при той же внешней тепловой нагрузке. Повышение температуры, в свою очередь, ускоряет протекание деградационных реакций сырья и стимулирует дополнительное образование кокса, то есть процесс приобретает самоускоряющийся характер: чем горячее поверхность, тем быстрее идёт накопление отложений [2]. Существенное влияние на интенсивность коксования оказывает композиция перерабатываемого сырья. Тяжёлые остаточные фракции и потоки с высоким содержанием асфальтенов и смолистых компонентов дают более устойчивые углеродистые структуры, которые трудно удаляются при стандартных режимах выжигания и требуют более жёстких или частых очисток [2, 3].

Наряду с составом сырья важную роль играют гидродинамические параметры потока. Скорость движения, степень турбулизации и равномерность распределения по сечению трубы определяют характер тепломассопереноса и концентрацию активных радикалов в приповерхностной зоне. Снижение скорости, появление застойных зон или ухудшение промывки поверхности приводят к локальному перегреву и ускоренному осаждению кокса. Аналогичный результат даёт работа печи

в несбалансированных режимах горения, когда из-за неравномерного распределения теплового потока по поверхности змеевиков формируются участки с повышенной температурой стенки. Качество топлива, стабильность подачи воздуха, точность регулирования тяги и стехиометрии горения непосредственно влияют на темп накопления отложений и, как следствие, на частоту вынужденных ревизий [3].

По мере утолщения коксового слоя существенно меняется картина теплообмена в печи. Поскольку кокс обладает низкой теплопроводностью, увеличение его толщины ведёт к росту общего термического сопротивления стенки. При неизменной внешней тепловой нагрузке это проявляется в повышении температуры металла и перераспределении тепловых потоков вдоль змеевика. На уровне температурного профиля наблюдаются дрейф кривых по длине трубы, усиление продольных градиентов и смещение зоны максимальной температуры в сторону начала радиантной секции.

Чем больше толщина отложений, тем сильнее расхождение между расчётными и фактическими значениями температуры продукта на выходе. Операторы вынуждены компенсировать снижение эффективного коэффициента теплопередачи путём увеличения подвода тепла, то есть ростом расхода топлива, чтобы сохранить требуемую производительность. При этом неравномерность распределения кокса по длине и периметру труб создаёт локальные «горячие точки», которые могут не фиксироваться ограниченным набором точечных измерений, но приводят к скрытой перегрузке отдельных витков. В результате возрастает доля тепла, уходящего с дымовыми газами, снижается общий тепловой КПД установки, а внешне ситуация может выглядеть «нормальной» с точки зрения средних температурных показателей [4, 5].

В практической диагностике теплотехнические последствия коксования чаще всего проявляются через интегральные индикаторы: устойчивое повышение температуры стенки при сохраняющейся стехиометрии горения и неизменной внешней нагрузке; замедление выхода продукта на режим; необходимость систематического увеличения расхода топлива для удержания целевых технологических температур. С точки зрения теплового баланса очистка змеевиков возвращает системе исходные сопротивления теплопередаче, выравнивает температурное поле в радиантной камере и уменьшает потери с уходящими газами, поэтому своевременное удаление отложений рассматривается как прямой и ощутимый резерв восстановления проектного КПД и стабилизации режима горения [4–5].

Увеличение толщины коксового слоя непосредственно отражается и на механическом состоянии труб. Рост температуры стенки при ухудшении теплопередачи вызывает перераспределение напряжений в металле и ускоряет процессы ползучести. Длительная работа в таких условиях приводит к накоплению остаточных деформаций и снижению прочностных характеристик, на фоне чего повышается вероятность образования микротрещин и утонения стенки. Совместное действие термоциклических и силовых нагрузок формирует усталостные повреждения, которые увеличивают риск прожога и разгерметизации змеевиков.

Неравномерный прогрев и снижение интенсивности отвода тепла создают условия для развития термической нестабильности. При приближении температуры стенки к предельным значениям металл теряет пластичность и способность перераспределять внутренние напряжения, а присутствие химически активных компонентов дымовых газов дополнительно ускоряет коррозионные процессы. В

случае прожога труб или отказа секции печь подлежит немедленной остановке, что сопровождается значительными технологическими и экономическими потерями и создаёт угрозу безопасности персонала. Для предотвращения подобных сценариев применяются регламентированные методы контроля: тепловизионные обследования поверхности печи, акустико-эмиссионный мониторинг, анализ вибрационных характеристик и измерение толщины стенки при техническом освидетельствовании. Опыт эксплуатации показывает, что заблаговременное выявление участков перегрева и проведение химической очистки до достижения предельных температур существенно увеличивает ресурс змеевиков и снижает вероятность отказов оборудования [5–7].

С точки зрения практической значимости сдерживание темпов коксования требует комплексных действий на теплотехническом и эксплуатационном уровнях. На теплотехническом уровне ключевой задачей является выравнивание теплового поля радиантной камеры и поддержание режимов горения, исключающих локальные перегревы стенки при сохранении необходимой производительности. Это достигается балансировкой подачи топлива по горелкам, корректировкой настроек тягодутьевой системы, контролем стехиометрии по составу дымовых газов и своевременным устранением подсосов воздуха.

На эксплуатационном уровне целесообразен переход от жёстких календарных регламентов к обслуживанию по состоянию. Непрерывное наблюдение за температурой стенки и производными от неё индикаторами, такими как устойчивый дрейф при неизменной нагрузке, изменение характера прогрева витков, замедление выхода печи на режим, позволяет назначать очистку адресно – до достижения предельных температур металла. Выбор технологии удаления отложений зависит от свойств сырья и конструкции змеевиков: паровоздушное выжигание и химическая очистка проводятся в соответствии с требованиями промышленной и пожарной безопасности с обязательным контролем температуры, концентраций кислорода и оксида углерода в дымовых газах; механические методы применимы для доступных и разборных узлов. В отраслевых руководствах подобные мероприятия рассматриваются как часть наилучших доступных технологий и увязываются с системами мониторинга, показателями энергоэффективности и требованиями промышленной безопасности, что обеспечивает воспроизводимость результатов и документируемую прослеживаемость решений [8].

Совокупный эффект от описанного подхода проявляется в стабилизации теплообмена и восстановлении проектного КПД после каждой регламентированной очистки, снижении числа внеплановых остановок и вероятности прожога, а также в повышении предсказуемости ресурса змеевиков. Переход к риск-ориентированному обслуживанию по состоянию упрощает планирование простоев, уменьшает долю аварийных остановов и обеспечивает проверяемое соответствие требованиям надзорных органов: достижение установленных порогов по температуре стенки и параметрам дымовых газов становится формальным триггером для запуска корректных технологических действий и плановых работ по очистке. Для эксплуатационных служб это снижает неопределённость при управлении режимами, для энергослужб – даёт возможность контролируемо уменьшать удельный расход топлива, а для специалистов по промышленной безопасности повышает управляемость теплового режима при сохранении производительности агрегата.

Таким образом, закоксованность внутренних поверхностей труб трубчатых печей выступает не только локальной технологической проблемой, но и ключевым

фактором, определяющим надёжность и безопасность оборудования. Рассмотрение механизма коксования с позиций тепломассопереноса и напряжённо-деформированного состояния металла позволяет увязать наблюдаемые теплотехнические и диагностические показатели с рисками отказов и предложить обоснованные критерии обслуживания по состоянию. Своевременное выявление ранних признаков коксования, оптимизация режимов горения и адресное планирование очисток обеспечивают снижение аварийности, повышение энергоэффективности и соответствие современным требованиям риск-ориентированного управления опасными производственными объектами [1–8].

ЛИТЕРАТУРА

1. Лысова В.Н., Хайбулов Р.А. Компиляция данных по оптимизации работы трубчатых печей // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2023. – № 3. – С. 7-14. – DOI 10.24143/1812-9498-2023-3-7-14.

2. Иваненко А.Ю., Яблокова М.А., Пономаренко Е.А., Грабская Н.В. Математическое моделирование многокамерной печи установки гидроочистки бензина с целью определения зон перегрева и коксообразования // Современные наукоемкие технологии. – 2020. – № 2. – С. 12-19. – DOI 10.17513/snt.37907.

3. Кемалов Р. А., Кемалов А. Ф., Тухватуллина А. З., Юсупова Т. Н. Влияние состава высоковязких нефтей на процессы их коксования // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №7 (25). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-sostava-vysokovyazkih-neftey-na-protsessy-ih-koksovaniya (дата обращения: 15.11.2025).

4. Волощук А. А. Проблемы технологии замедленного коксования // Вестник магистратуры. – 2018. – №1-3 (76). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-tehnologii-zamedlennogo-koksovaniya (дата обращения: 15.11.2025).

5. Мухамадеев Д.Х., Валявин Г.Г., Запорин В.П. Способы очистки печных труб установок замедленного коксования от коксовых отложений // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – № 2. – С. 166-180.

6. Власова Г.В., Сальникова Т.В., Пивоварова Н.А. Участие химических реагентов в изменении физико-химических свойств мазута // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2023. – № 1. – С. 29-36. – DOI 10.24143/1812-9498-2023-1-29-36.

7. Ахундов Ф. Г., Милованов С.В. Опыт диагностики трубных змеевиков технологических печей // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – № 3(15). – С. 10-12.

8. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС-30 «Переработка нефти». – М.: Бюро НДТ, 2017. – 562 с. – URL: https://www.vo-da.ru/docs/show/its-30_pererabotka-nefti.pdf (дата обращения: 09.11.2025).

ТЕХНОЛОГИИ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

УДК 620.197.2

ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЗИРОВАНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ НА ОСНОВЕ МОНИТОРИНГА СКОРОСТИ КОРРОЗИИ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

М.А. Бондарь, Х.К. Джумабаев, Э.И. Исрафилов, В.В. Брундаков

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Уфа, Российская Федерация
mikhailbondar7@gmail.com

Аннотация

В статье рассмотрены вопросы повышения эффективности защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии методом ингибирования. Представлены результаты лабораторного исследования влияния концентрации ингибитора на скорость коррозии углеродистой стали в пластовой воде. Показано, что применение мониторинга скорости коррозии позволяет определить оптимальную концентрацию реагента и существенно сократить эксплуатационные затраты. Установлено, что оптимальная концентрация выбранного ингибитора составляет 10 единиц, при которой обеспечивается эффективность защиты до 98,35 %.

Ключевые слова: коррозия, ингибитор, нефтепромысловое оборудование, скорость коррозии, мониторинг, гравиметрический метод.

Введение

Коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования остаётся одной из ключевых проблем нефтедобывающей отрасли [1]. Рост агрессивности пластовых вод, повышение обводнённости продукции и усложнение условий эксплуатации приводят к интенсификации коррозионных процессов и снижению ресурса оборудования. Повреждения насосно-компрессорных труб, корпусов электроцентробежных насосов, подземного кабеля и элементов внутрискважинных устройств становятся причиной значительных эксплуатационных затрат и вынужденных простоев скважин.

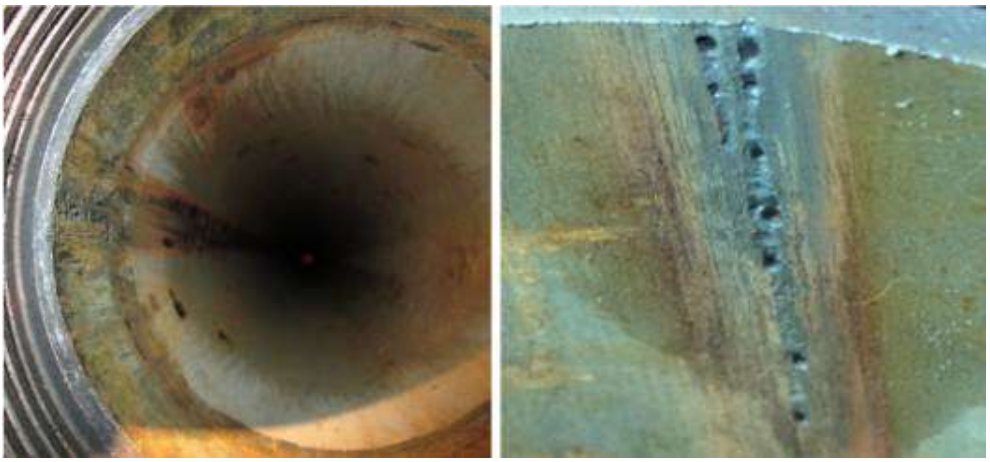


Рисунок 1 – Коррозия насосно – компрессорных труб

Несмотря на широкое применение ингибиторов коррозии, их эффективность существенно зависит от корректности дозирования и внешних условий. Традиционные подходы к выбору концентрации реагента нередко оказываются недостаточно точными, поскольку не учитывают динамику изменения коррозионной активности среды. В связи с этим возрастает роль систем мониторинга, позволяющих в реальном времени корректировать подачу ингибитора [2-4].

Целью настоящего исследования является определение оптимальной концентрации ингибитора коррозии на основе мониторинга скорости коррозии и экспериментальных данных гравиметрического анализа.

Для оценки эффективности ингибитора применялась углеродистая сталь Ст3 — наиболее распространённый материал нефтепромыслового оборудования. Исследования проводились в условиях лабораторной экспозиции образцов в пластовой воде в течение 14 суток.

Используемые материалы и оборудование включали: – лабораторные весы; – мерные цилиндры и колбы; – пластовую воду; – образцы стали Ст3 с контрольной площадью поверхности; – ингибитор коррозии в концентрациях от 0 до 10 единиц.

Таблица 1 – Результаты испытаний после экспозиции

Концентрация ингибитора	Масса до начала испытаний m_1,г	Масса после экспозиции m_2,г	Потеря массы по окончанию испытаний Δm,г
0	9,3803	8,9903	0,3900
1	9,3414	9,1333	0,2081
2	9,3271	9,1493	0,1778
3	9,3277	9,3124	0,0153
4	9,3128	9,2027	0,1101
5	9,3622	9,3486	0,0136
6	9,3407	9,3329	0,0078
7	9,2845	9,2785	0,0060
8	9,4145	9,4097	0,0048
9	9,4463	9,4438	0,0025
10	9,3140	9,3117	0,0023

На рисунке 2 изображен образец до и после экспозиции погруженный в пластовую воду без добавления ингибитора. После экспозиции на образце выявлена общая коррозия металла, а на локальных участках видна язвенная коррозия.

Рисунок 2 – Образец Ст3 после экспозиции без добавления ингибитора

На рисунках 3 – 6 изображены образцы после экспозиции в пластовой воде с добавлением ингибитора коррозии с концентрациями от 1 до 4. На образцах визуально видны следы общей коррозии с переходом в язвенную, что свидетельствует о недостаточной концентрации ингибитора для защиты металла от коррозии.

Рисунок 3 – Образец после экспозиции с концентрацией ингибитора 1

Рисунок 4 – Образец после экспозиции с концентрацией ингибитора 2

Рисунок 5 – Образец после экспозиции с концентрацией ингибитора 3

Рисунок 6 – Образец после экспозиции с концентрацией ингибитора 4

На образце с концентрацией ингибитора 10 визуально видно потемнение поверхности, что свидетельствует о зарождении процесса общей коррозии (рисунок 7).

Рисунок 7 – Образец после экспозиции с концентрацией ингибитора 10

Методом исследования являлся гравиметрический анализ, основанный на определении потери массы образцов после экспозиции. По измеренным значениям рассчитывали: 1. массовый показатель скорости коррозии; 2. глубинный показатель скорости коррозии; 3. эффективность действия ингибитора [5-6].

Параллельно проводилась визуальная оценка типа коррозионного поражения поверхности. Полученные данные показывают, что отсутствие ингибитора приводит

к интенсивной общей и локальной язвенной коррозии. Потеря массы составила 0,39 г, что соответствует глубинной скорости коррозии 0,4055 мм/год.

Увеличение концентрации ингибитора вызывает закономерное снижение скорости коррозии. Уже при концентрации 3–4 единицы скорость уменьшается более чем в три раза, однако визуальные признаки язвенной коррозии всё ещё присутствуют. Наиболее выраженный защитный эффект наблюдается при концентрациях 5–10 единиц, при которых скорость коррозии снижается до 0,0354–0,006 г/м²·ч.

Максимальная эффективность достигается при концентрации 10 единиц и составляет 98,35 %. В отсутствие ингибитора образцы демонстрируют выраженные язвенные очаги и значительную интенсивность разрушения.

При низких концентрациях (1–4) на поверхности образцов образуются пятна и язвы, что свидетельствует о недостаточной адсорбции ингибитора на поверхности металла. При концентрациях от 5 единиц поверхность становится более однородной, без глубоких дефектов. При 10 единицах проявляется лёгкое потемнение поверхности, что указывает на формирование пассивирующей плёнки.

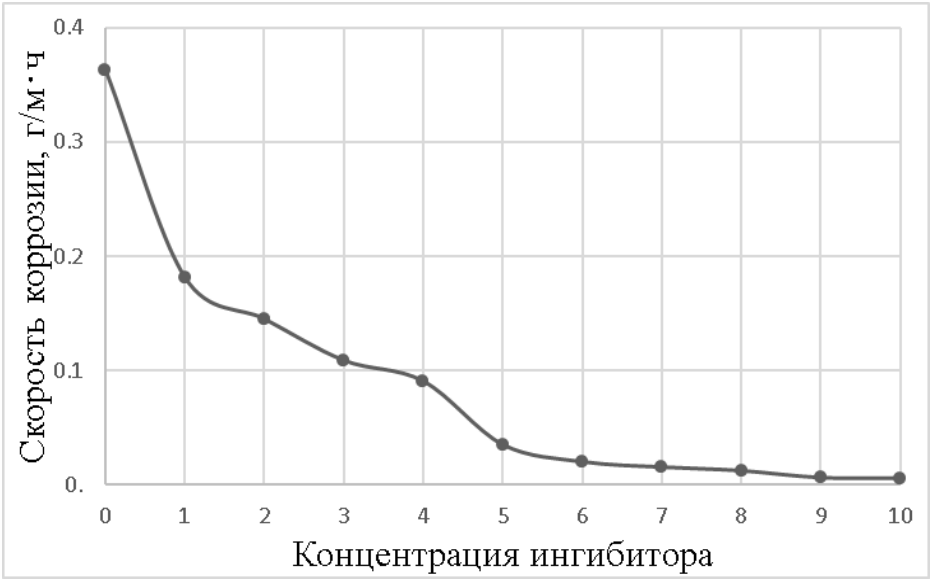


Рисунок 8 – Зависимость скорости коррозии от концентрации ингибитора

Анализ эксплуатационных затрат показывает, что внедрение ингибиторной защиты приводит к существенному снижению расходов на ремонт оборудования. При отсутствии ингибитора годовые затраты на обслуживание составляют 12,4 млн руб. При использовании оптимальной концентрации ингибитора — 6,24 млн руб. Годовой экономический эффект достигает 6,17 млн руб., что подтверждает высокую экономическую целесообразность применения мониторинга и оптимального дозирования.

Основные выводы по работе:

1.Проведённые исследования подтверждают высокую эффективность применения ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования.

2. На основании гравиметрического анализа установлено, что оптимальная концентрация ингибитора составляет **10 единиц**, обеспечивая снижение скорости коррозии до 0,0067 мм/год и эффективность 98,35 %.

3. Мониторинг скорости коррозии является ключевым инструментом для точного регулирования дозы реагента и предотвращения как недостаточную подачу, так и перерасхода ингибитора.

4. Экономический анализ показал, что внедрение системы ингибирования позволяет снизить эксплуатационные затраты почти в два раза, обеспечивая годовой экономический эффект свыше 6 млн рублей.

5. Оптимизация дозирования ингибиторов коррозии является эффективным направлением повышения надёжности оборудования и сокращения затрат на эксплуатацию нефтяных скважин

СПИСОК ПРИМЕНЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мальцева Г. Н. Под редакцией д. т. н., профессора С. Н. Виноградова. Коррозия и защита оборудования от коррозии / Мальцева Г. Н.; под ред. С. Н. Виноградова — .Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2000 — 55 с.

2. Клинов И. Я. Коррозия химической аппаратуры и коррозионностой кие материалы. – М.: Машиностроение, 1967. – 468 с.

3. Лужнов Ю. М., Калачёв Ю. Н., Александров В. Д., Морщилов М. В. Анализ видов изнашивания рабочих поверхностей деталей: учебно-методическое пособие / Ю.М. Лужнов [и др.]. – М.: МАДИ, 2018. – 48 с.

4. Позднякова Н. Н., Булчаев Н. Д. Методы проведения ингибирования погружного скважинного оборудования // Neftegaz.RU — URL:https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/540988-metody-provedeniya-ingibirovaniya-pogruzhnogo-skvazhinnogo-oborudovaniya (дата обращения: 01.11.2025)

5. Ившин Я. В. Защита нефтегазового оборудования ингибиторами коррозии. Методы испытаний эффективности и физико-химических параметров ингибиторов коррозии: учебно-методическое пособие / Я. В. Ившин, А. Е. Лестев; под ред. А. Ф. Дресвянникова; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань : Изд-во КНИТУ, 2022. — 92 с.

6. Сухотин А.М., Арчаков Ю.И. Коррозионная стойкость оборудования химических производств. Нефтеперерабатывающая промышленность: Справочное руководство. Л.: Химия. 1990. 400 с.

УДК 620.197.6

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ ПОКРЫТИЕ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ОТ КОРРОЗИИ

М.А. Бондарь, В.Е. Пудакова, О.Р. Латыпов, М.Е. Медведева, А.Р. Вафина

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Уфа, Российская Федерация
mikhailbondar7@gmail.com

Аннотация. В настоящее время решение вопроса защиты нефтеперерабатывающего оборудования от коррозии является крайне важный, который может предотвратить аварии техногенного характера, а также существенно снизить экономические потери на нефтеперерабатывающих заводах и предприятиях нефтехимического комплекса. Существующие методы защиты от коррозии, такие как химико-технологическая защита (например, использование ингибиторов коррозии или применение специальной обработки внутренних поверхностей оборудования), а также, рациональное конструирование, не способны в полной мере снизить уровень предотвращения разрушения оборудования от коррозии наряду с сохранением основных технологических свойств продуктов переработки. В качестве примера стоит отметить, что применение высокоэффективных ингибиторов коррозии оказывает влияние на технологические свойства продуктов переработки нефти в связи с образованием труднодиссоциируемых комплексов, а также имеют высокую стоимость.

Наилучший эффект достигается путем применения защитных покрытий, применяемых в противокоррозионной практике для изоляции металла от агрессивной среды. На практике, применение защитных покрытий при эксплуатации оборудования предприятий нефтепереработки и нефтехимии является основным способом его защиты в условиях воздействия температуры, агрессивных сред и высокого давления.

Для обеспечения наилучших защитных показателей нефтегазового оборудования, покрытие должно быть сплошным и непроницаемым для агрессивной среды, иметь высокую адгезию с металлической поверхностью, равномерную толщину по площади поверхности, обладать высокой износостойкостью и прочностью, а также в отдельных случаях — хорошей жаростойкостью (свыше 350°С). Важным условием формирования прочного антикоррозионного покрытия является смачивание металлической поверхности подложки жидким лакокрасочным материалом. Перед нанесением защитного покрытия на рабочую поверхность оборудования необходимо соблюдать строгую последовательность очистки металлической поверхности, которая заключается в механической обработке, обезжиривании поверхности и дальнейшим травлением.

На основании указанного следует отметить, что предлагаемый вариант защитного покрытия должен обеспечить работу в широком диапазоне температур с учетом особенностей технологических процессов, обеспечивать длительный срок эксплуатации (от 10 до 30 лет при соблюдении особенностей нанесения покрытия и технологии его нанесения), не оказывать химического воздействия на качество конечных продуктов нефтепереработки, обеспечивать высокую экономическую

эффективность. Результаты исследования показывают, что применение защитных покрытий является оптимальным методом защиты нефтеперерабатывающего оборудования от коррозии, который обеспечивает длительный срок эксплуатации, учитывает все особенности технологических процессов при относительно невысокой стоимости данного способа. В настоящее время рассматривается вопрос о проведении опытно-промышленных испытаний нового состава материала и полученного на его основе покрытия с учетом вводимых в состав материала добавок и пигментов, а также – сравнении данного состава с известными на рынке материалами.

Ключевые слова: коррозия, защитные покрытия, адгезия, нефтеперерабатывающий завод, оборудование нефтепереработки, состав защитного покрытия.

В современных условиях эксплуатации объектов нефтегазовой промышленности возрастают требования к долговечности, надёжности и безопасности металлических конструкций и резервуаров. Агрессивная среда — сочетание высоких температур, солей, морской воды, нефтепродуктов, условий повышенной влажности и коррозионно-активных веществ — предъявляет повышенные требования к защитным лакокрасочным покрытиям. Вытекает актуальность в разработке новых систем покрытий, обладающих улучшенными характеристиками: адгезией, химической стойкостью, атмосферостойкостью, технологичностью нанесения и соответствием отраслевым стандартам.

В последние годы наблюдается активное развитие направлений, связанных с внедрением многофункциональных систем покрытий. В классическом исполнении, для защиты от коррозии стальных конструкций используют системы покрытий, обеспечивающие высокую химическую стойкость и механическую прочность. на основе эпоксидных и полиуретановых грунтовок и эмалей, а также на основе цинкнаполненных грунтовок [1]. Эпоксидные составы эффективны для внутренней защиты резервуаров и трубопроводов, контактирующих с нефтью и нефтепродуктами, тогда как полиуретановые материалы чаще используются для наружных конструкций, подверженных воздействию ультрафиолета и резким климатическим перепадам. Всё большую популярность приобретают покрытия с высоким сухим остатком, позволяющие наносить материал толстым слоем за один проход, что сокращает время технологического цикла и снижает трудоёмкость работ.

Одним из ключевых направлений развития является повышение технологичности покрытий при нанесении в сложных условиях эксплуатации. В арктических регионах и на морских платформах важным становится использование составов, допускающих нанесение при отрицательных температурах и высокой влажности. В этих случаях традиционные системы показывают ограниченные результаты, что требует создания новых рецептур с модифицированными связующими и наполнителями. Дополнительным стимулом к совершенствованию технологий служит стремление снизить эксплуатационные расходы: увеличение срока службы покрытия и уменьшение частоты ремонтов напрямую влияют на экономическую эффективность предприятий нефтегазового сектора.

Помимо технологических и эксплуатационных аспектов, существенное значение имеет экологическая безопасность применяемых материалов. Современные тенденции направлены на снижение содержания токсичных компонентов и летучих органических соединений, а также на разработку составов, соответствующих требованиям пожарной и промышленной безопасности.

Несмотря на значительный прогресс в области антикоррозионных материалов, остаются нерешёнными задачи, связанные с повышением их долговечности и адаптацией к экстремальным условиям эксплуатации. На практике срок службы покрытий зачастую оказывается ниже заявленного, что объясняется как нарушениями технологии нанесения, так и несовершенством рецептурных решений. Кроме того, процедура допуска новых материалов к применению в нефтегазовой отрасли остаётся сложной и продолжительной, что сдерживает внедрение инновационных разработок.

В современной нефтегазовой отрасли Российской Федерации отказа технологического оборудования является одной из наиболее актуальных, требующих детального рассмотрения проблем. На предприятиях нефтепереработки и нефтехимии значительная часть оборудования работает в условиях воздействия коррозионно-активных сред, в которых находится большое количество щелочных соединений, солей, паро-и газоконденсата, содержащего кислоты. [5-7]. Результатом данного процесса является отказ технологического оборудования, который оказывает отрицательное влияние не только на производственные процессы и на экономические показатели предприятия, но и непосредственно влияет на человека [5-7]. Следует отметить, что в большинстве случаев на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) используется оборудование, изготавливаемое из углеродистых и низколегированных сталей (например, Ст3пс, 09Г2С, 16Г2АФ, 12ХГ2СМФ), которое не обладает достаточной коррозионной стойкостью по отношению к эксплуатируемым в нефтепереработке средам.

Процессы первичной переработки нефти являются основными на нефтеперерабатывающих заводах, на которые приходится основная доля капитальных и эксплуатационных затрат, в том числе связанных с коррозией технологического оборудования и трубопроводов. Коррозия аппаратуры, установок АТ и АВТ обусловлена в основном присутствием в перерабатываемой нефти небольшого количества солей, неорганических кислот, сернистых и хлорсодержащих органических соединений. Применяемые противокоррозионные мероприятия часто не обладают достаточной эффективностью и, к тому же, могут отрицательно влиять на эффективность технологических процессов и качество получаемых продуктов нефтепереработки и нефтехимии. В настоящее время для предприятий нефтепереработки и нефтехимии предоставляется огромное количество защитных покрытий. Так, перспективным направлением является применение металлизированных лакокрасочных покрытий, например, цинконаполненных грунтовок и эмалей или композиций, содержащих алюминиевую пудру, а также использование материалов, содержащих специальные добавки, которые придают покрытиям специальные ингибирующие (например, в покрытие вводится пигмент фосфат цинка, являющийся ингибитором коррозии) и барьерные свойства. Стоит учесть, что большое количество современных композиций лакокрасочных материалов позволяет производить технологические работы при отрицательных температурах, что позволяет увеличить зону эксплуатации данного вида коррозионной защиты, что является положительным моментом для климатических условий Крайнего Севера.

Основной задачей данной работы является подбор на базе известных составов на рынке Российской Федерации, сравнение химической стойкости полученных защитных покрытий в средах высокой агрессивности, например, 3%-раствором NaCl, имитирующим морскую воду, обладающей наибольшей коррозионной агрессивностью, определение адгезии лакокрасочного покрытий (далее, ЛКП) после выдержки в течение 7-ми календарных дней при статичном воздействии жидкости (1

этап) и при динамическом воздействии (перемешивание среды, 2 – этап), оценкой и прогнозированием наилучшей основы для разработки нового состава с заданными свойствами.

Результаты и обсуждения

Первым этапом при выполнении данной работы установлено определение химической стойкости двух типов покрытий - эпоксидного и кремнийорганического составов, адгезии, а также выдержке при отрицательных температурах (до -50°С) в криостате LOIP FT-311-80.

Для определения наиболее эффективного типа защитного покрытия, исходя из условий эксплуатации нефтеперерабатывающего оборудования, были проведены сравнения известных марок покрытий (всего 6 марок). Оценивали свойства эпоксидных и кремнийорганических покрытий. Сравнение технологических свойств покрытий проводилось по трем основным критериям: 1) температура — постоянная, пиковая; 2) время высыхания и полимеризации; 3) срок эксплуатации. В таблице 1 приведены результаты анализа свойств исследуемых защитных покрытий. Стоит отметить, что часть покрытий на данном этапе – иностранного производства, чья итоговая стойкость ниже российских аналогов.

Таблица 1.Анализ исследуемых защитных покрытий на первом этапе

Тип покрытия	Температуры		Время высыхания и полимеризации	Срок эксплуатации
	Постоянная	Пиковая		
Покрытие на эпоксидной основе 1	600	650	30 минут (t=20°С)	До 15 лет
Покрытие на кремнийорганической основе 1	800	1200	30 минут	До 15 лет
Покрытие на кремнийорганической основе 2	650	720	120 минут	До 15 лет
Покрытие на эпоксидной основе 2	600	650	120 минут	До 15 лет
Покрытие на кремнийорганической основе 3	650	700	120 минут	До 15 лет
Покрытие на эпоксидной основе 3	350	400	150 минут	До 15 лет

На основании данной таблицы, для проведения испытаний были отобраны образцы «Покрытие на кремнийорганической основе 1 - №1» и «Покрытие на эпоксидной основе 1 - №2».

Рисунок 1 – Исходный вид полученных образцов

Далее, на основании ГОСТ 31149-2014, подготовлены образцы из стали 09Г2С, которая является одной из основных, применяемых на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии Российской Федерации. Полученные образцы были исследованы:

1) в атмосферных условиях (при отрицательных температурах);

2) в агрессивной среде (3% раствор NaCl) в течение 7-ми дней.

Рисунок 2 – Образцы покрытия №1 после выдержи в агрессивной среде

При визуальном осмотре образца покрытия №1 можно выявить декоративные и защитные дефекты покрытия (рисунок 2):

1) Изменение цвета покрытия – изменение цветового оттенка хорошо заметно;

2) Меление покрытия - частицы пигмента легко отделяются при касании;

3) Покрытие вспучилось, местами образовались пузыри – происходит нарушение внешнего слоя покрытия.

4) Поражение всей поверхности образца продуктами коррозии.

При исследовании адгезионных свойств методом решетчатого надреза по ГОСТ 31149-2014 можно сделать вывод о том, что наблюдается отслаивание покрытия вдоль краев разреза, площадь отслаивания составляет около 65% сетки, балл – 4.

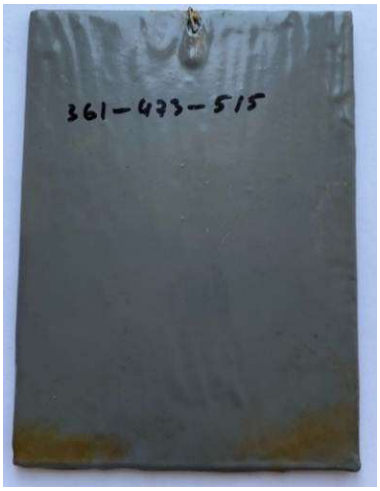


Рисунок 3 - Образец покрытия №2 после выдержи в агрессивной среде

При исследовании адгезионных свойств методом решетчатого надреза по ГОСТ 31149-2014 можно сделать вывод о том, что края надрезов полностью гладкие и все квадраты решетки остались без изменений. Балл 0. (Рисунок 3)

Рисунок 4 –Покрытие №2 и покрытие №1 после выдержки при отрицательных температурах

При оценке адгезионных свойств в балльной системе эпоксидному покрытию (покрытие №2) при низких температурах присвоен балл – 5.

При определении адгезионных свойств покрытия №1 методом решетчатых надрезов по ГОСТ 31149-2014 сделали вывод том, что наблюдается отслоение покрытия частично вдоль краев надрезов на различных частях квадратов. Площадь отслоения покрытия не превышает 35 % от всей площади решетки. Балл – 3 (Рисунок 4). Полученные результаты по этапу 1 исследования показали, что покрытия на эпоксидной основе более стойкие к химическому воздействию, но склонны к разрушению при отрицательных температурах. Обратный вывод – для покрытий на кремнийорганической основе.

Вторая часть исследований заключалась в большей выборке покрытий и испытаниях при перемешивании агрессивной среды (3%-раствор NaCl), при отрицательных температурах и в условиях образования конденсата. Суть сводится к работе состава лакокрасочного материала, нанесенного на металл (в данном случае – сталь марки 09Г2С, являющейся одним из основных конструкционных материалов в

нефтепереработке и нефтехимии), в среде, которая находится в постоянном перемещении с целью получения или прогнозирования свойств готового покрытия к истиранию.

В качестве среды выбран модельный раствор (3%-водный раствор NaCl), являющийся одной из агрессивных коррозионных сред. Среда подготавливается, заливается в специальные колбы, в которые параллельно установлены образцы с ЛКП. Далее, колба закрывается и дополнительно плотно изолируется с целью избежать разбрызгивания среды. Установленная емкость помещается на магнитную мешалку, и выбирается скорость работы мешалки. Время выдержки устанавливается 7 дней.

После чего образцы извлекаются, промываются, сушатся и проводится изучение адгезии по известным методам надрезов в зависимости от толщины покрытия – до 250 мкм применяется метод решетчатых надрезов, более 250 мкм – метод Х-образного надреза. После чего по отслоению покрытия делается вывод о стойкости покрытия в данной среде, а также дальнейшие рекомендации по испытаниям и выбору основной композиции ЛКМ.

Второй вид испытаний проводился в климатической камере с целью определения работы ЛКМ и полученных ЛКП в условиях холодного климата, а также с учетом наличия конденсата на поверхности образцов до проведения испытаний. После чего образцы извлекаются, промываются, сушатся и проводится изучение адгезии по известным методам надрезов в зависимости от толщины покрытия – до 250 мкм применяется метод решетчатых надрезов, более 250 мкм – метод Х-образного надреза. После чего по отслоению покрытия делается вывод о стойкости покрытия в данной среде, а также дальнейшие рекомендации по испытаниям и выбору основной композиции ЛКМ, исходя из второго метода проведения испытаний.

Рисунок 5 – Подготовленная выборка образцов

Выборка образцов (рисунок 5) лакокрасочных материалов следующая: эпоксидные композиции, кремнийорганические композиции, силиконоакриловое покрытие и композиция на основе полиуретанового лака. Отметим, что один из образцов получил своеобразный рисунок при процессе сушки покрытия, что является технологической особенностью для кремнийорганического покрытия с добавлением цинка в его состав.

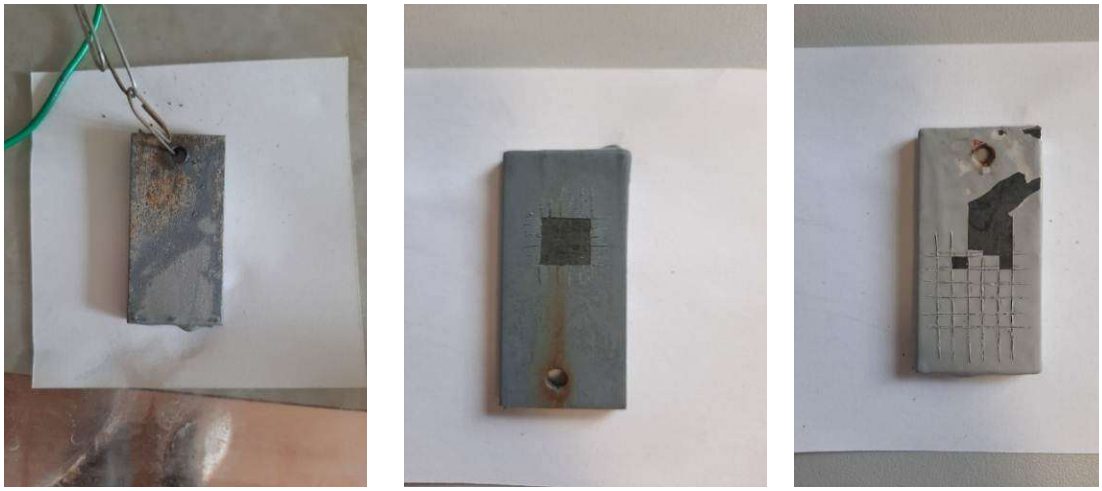


Рисунок 6 – Испытания кремнийорганических и силиконакрилового покрытия в перемешивающейся среде

На рисунке 6 показаны образцы после испытания кремнийорганических и силиконакрилового покрытия в перемешивающейся среде. Результатом для этих образцов является низкий балл по определению адгезии методом решетчатых надрезов – балл 5, изменения цвета и полное отслаивание покрытий.

Лучшим результатом для данного комплекса испытаний является покрытие на основе полиуретанового лака (рисунок 7). Покрытие после испытаний не поменяло цвет, не обнаружено продуктов коррозии, балл адгезии – 0. Подобные результаты для данного состава наблюдаются и при комплексе климатических испытаний.

Рисунок 7 – Испытания покрытия на основе полиуретанового лака в перемешивающейся среде, выдержке при отрицательных температурах, в условиях конденсата

При оценке двух проведенных этапов испытаний отмечено, что наилучшим покрытием является композиция на основе полиуретанового лака, которая станет базой для требуемого интеллектуального покрытия, основным свойством которого будет являться наличие в нем специального пигмента [2-4].

По результатам подготовки данной главы установлено, что лучшей базой для разработки нового состава будет являться полиуретановая композиция.

При разработке был рассмотрен синтез данного лакокрасочного материала покрытия. Проведённое исследование показало, что использование углеродных модификаторов в составе полиуретановой композиции значительно улучшает физико-механические, защитные и функциональные свойства покрытия. Разработанная технология предусматривает тщательную подготовку компонентов, включая предварительное диспергирование углеродных материалов и гомогенизацию всей системы.

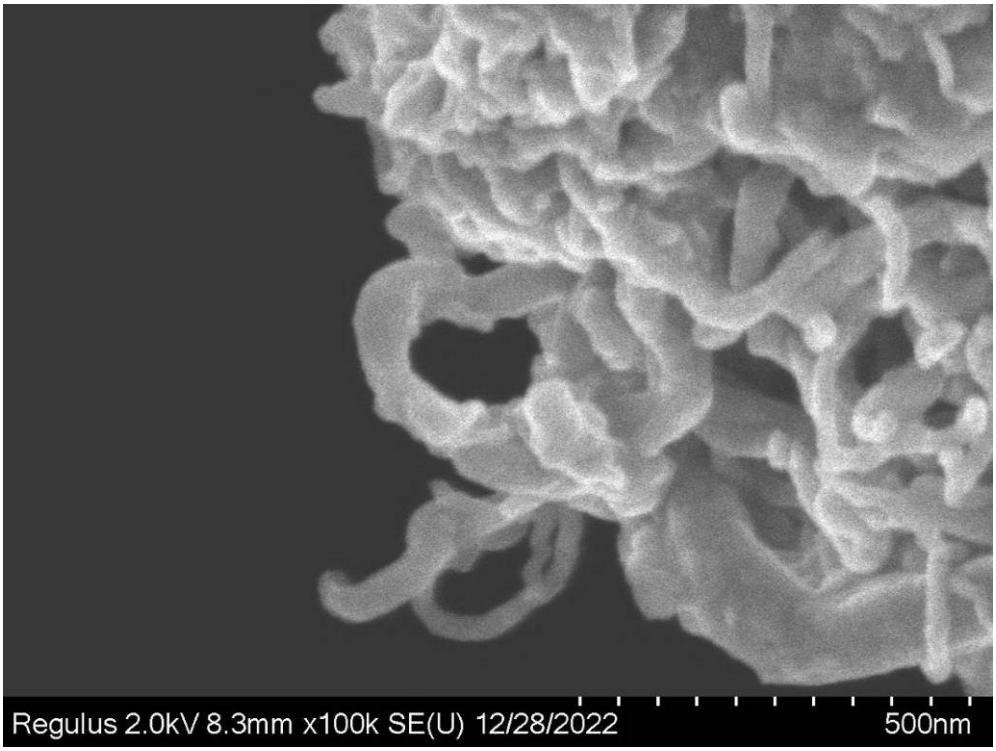


Рисунок 8 – Углеродсодержащий материал в структуре получаемого материала, добавка 1

Нанесение покрытия осуществляется с применением пневматического распыления или кистевого метода, обеспечивая оптимальное сочетание толщины слоя и качества покрытия. Выбор режимов отверждения позволяет получать прочные и долговечные покрытия с высокими показателями адгезии, твердости, устойчивости к ударам и коррозии. Полученные результаты открывают широкие возможности для практического применения разработанной композиции в промышленности, особенно там, где требуются высокоэффективные антикоррозионные материалы и покрытия с особыми функциональными характеристиками.

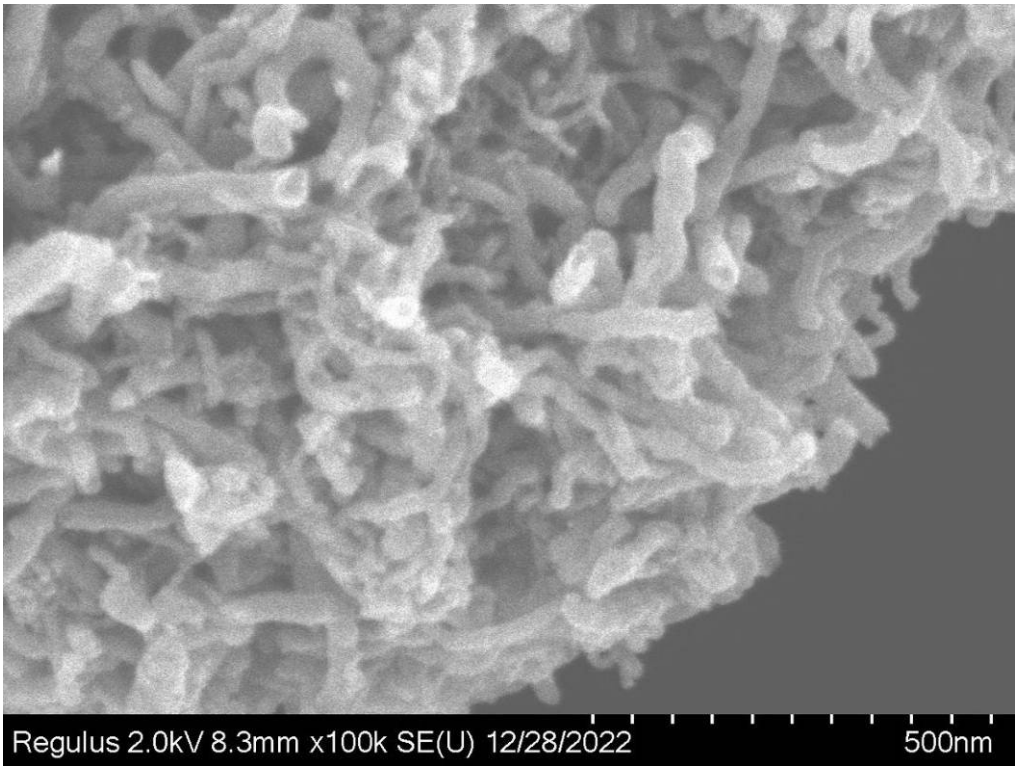


Рисунок 9- Углеродсодержащий материал в структуре получаемого материала, добавка 2

Основными моментами по данной главе являются:

- оптимизированный состав на основе преполимера, растворителей, пластификаторов и адгезионных добавок обеспечивает хорошую обрабатываемость и сцепление с подложкой;

- введение углеродных наноматериалов значительно улучшило: механическую прочность (твёрдость +25%, ударная стойкость 50 Дж); коррозионную стойкость (1000 часов без повреждений, импеданс до 10^7 Ом·см²); функциональные свойства (электропроводность, термостойкость до 200 °C). Эффективная технология нанесения (ультразвуковое диспергирование, пневматическое распыление) обеспечивает равномерное распределение компонентов и качественное покрытие. Также установлено, что гибкие режимы отверждения (при 20 °C или 60 °C) позволяют адаптировать процесс под производственные условия.

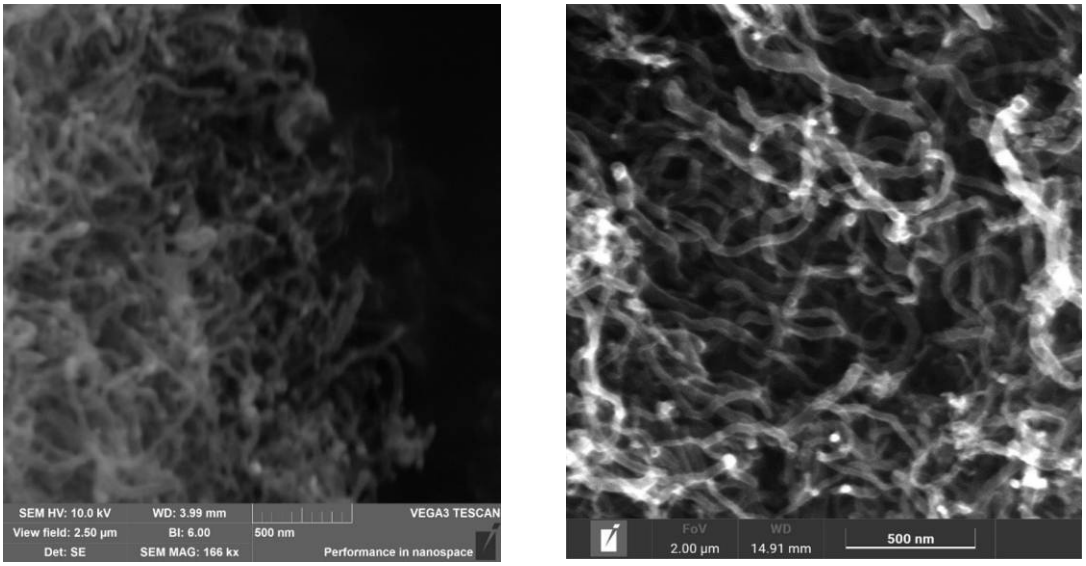


Рисунок 10- Углеродные нанотрубки в структуре полученного покрытия

Дополнительно были проведены основные испытания для готового состава покрытия на основе полиуретановой композиции с добавкой в неё углеродсодержащих материалов.

Проведено сравнение двух групп образцов: с добавлением углеродных модификаторов и контрольных образцов базовой полиуретановой композиции. Использованы различные методики тестирования: ускоренные испытания в солевом тумане, циклическое воздействие агрессивной среды, электрохимические измерения, измерение толщины покрытий, испытание адгезионных свойств. Испытания проводились в растворах NaCl различной концентрации (3%, 10%, 5%), а также в условиях соляного тумана.

Применялись методы решётчатого и Х-образного надрезов согласно стандартам, ГОСТ 31149-2014 и ГОСТ 32702 соответственно. Оценка влияния углеродных добавок.

Установлено положительное влияние углеродных добавок на эксплуатационные свойства защитных покрытий.

Защитные свойства: Добавки существенно повышают устойчивость покрытий к воздействию агрессивных сред, замедляя процессы коррозии и увеличивая срок службы изделий.

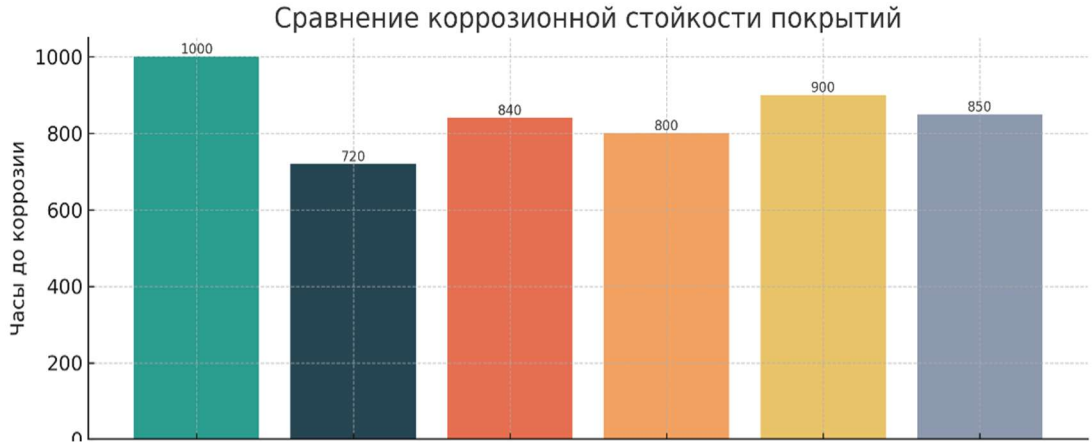


Рисунок 11 – Сравнительный анализ разработанного покрытия и известных покрытий, включая иностранный аналог

Адгезионные свойства: Улучшается сцепляемость покрытия с металлом благодаря наличию углеродных частиц, что подтверждено результатами экспериментов.

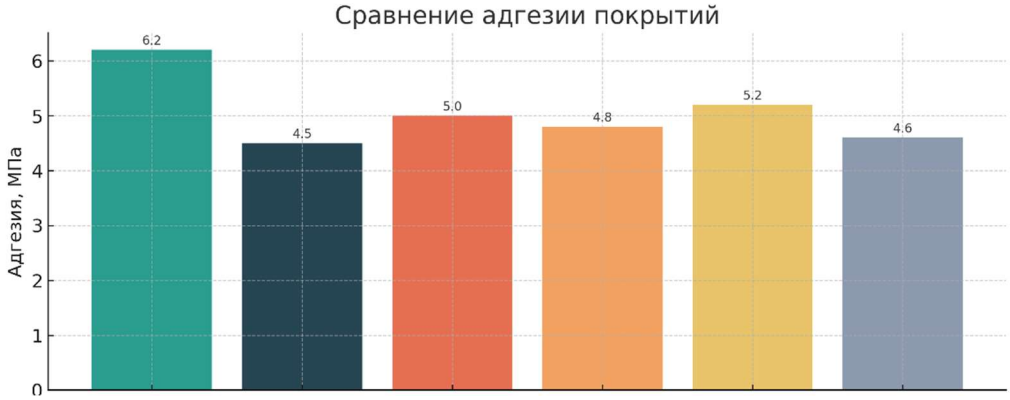


Рисунок 12 – Сравнительный анализ по адгезинной прочности разработанного покрытия и известных покрытий, включая иностранный аналог

Самозаживляющий эффект: Покрытие демонстрирует низкую склонность к разрушению при наличии дефектов, сохраняя свою структурную целостность.

Термическая стабильность: Температура деструкции увеличена на 40–50°C, скорость термического разложения снижена на 25–35%. Оптимальная концентрация модификаторов: Определены наиболее эффективные концентрации углеродных наполнителей для каждой разновидности композита. Разработаны рекомендаций по использованию модифицированных полиуретановых композиций в промышленности, таких как оборудование нефтепереработки, морские платформы и химические аппараты.

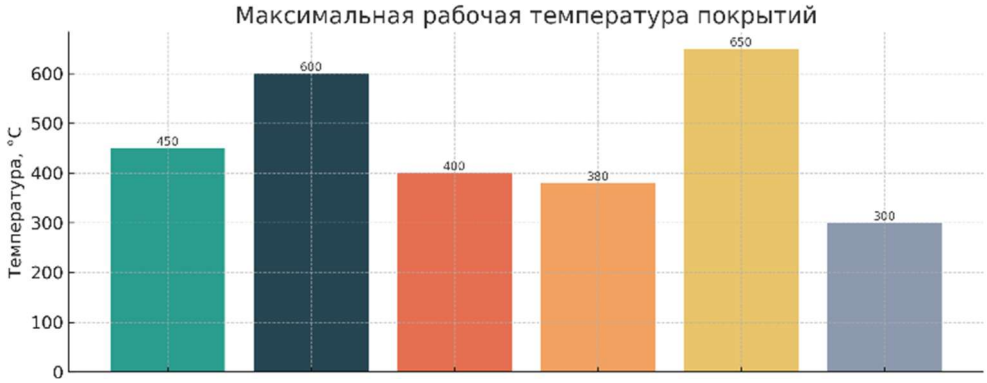


Рисунок 13 – Сравнительный анализ температурных характеристик разработанного покрытия и известных покрытий, включая иностранный аналог

Полученные результаты подтверждают эффективность разработки новых типов защитных покрытий с использованием углеродных модификаторов, что открывает широкие перспективы для их практического применения в различных отраслях промышленности.

Таким образом, текущее состояние защитных лакокрасочных покрытий для нефтегазовой промышленности можно охарактеризовать как этап устойчивого развития с выраженной тенденцией к переходу от традиционных систем к инновационным решениям, сочетающим эффективность, надёжность и экономическую целесообразность. Актуальность дальнейших исследований в этой области определяется необходимостью повышения ресурса металлических конструкций, сокращения затрат на обслуживание и обеспечения безопасной эксплуатации объектов в агрессивных средах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Эффективные системы покрытий для защиты от коррозии объектов нефтегазовой сферы // ВМП URL: https://vmp-holding.ru/blog/antikorrozionnye-materialy/effektivnye-sistemy-pokrytiy-dlya-zashchity-ot-korrozii-obektov-neftegazovoy-sfery/ (дата обращения: 29.10.2025).

2. Бондарь, М.А. Разработка состава интеллектуального покрытия для защиты нефтеперерабатывающег от оборудования от коррозии / М.А. Бондарь, О.Р. Латыпов, Д.Р. Латыпова [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20, No 2. – С. 111-119. – DOI 10.17122/ngdelo-2022-2-111-119.

3. Бондарь, М.А. Разработка состава интеллектуального покрытия для защиты от коррозии оборудования нефтепереработки / М.А. Бондарь, Д.Е. Бугай, О.Р. Латыпов// Инженерная физика. – 2023. – No 7. – С. 3-6.

4. Бондарь, М.А. Подбор технологической основы интеллектуального антикоррозионного покрытия для защиты нефтеперерабатывающего оборудования / М.А. Бондарь, О.Р. Латыпов // Вестник Югорского государственного университета. – 2024. – Т. 20, Вып. 2. – С. 47–53.

5. Кравцов В.В., Латыпов О.Р., Макаренко О.А., Ибрагимов И.Г. Коррозия и защита нефтезаводского и нефтехимического оборудования: Учебное пособие. – М.: Химия, 2010. – 344с.

6. Латыпов О.Р., Бугай Д.Е. Ингибиторы коррозии в нефтегазовой промышленности: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013 – 74 с.

7. Zeno W. Wicks, Jr., Frank N. Jones, S. Peter Pappas; consultant, Douglas A. Wicks. Organic coatings: science and technology - 2007 by John Wiley & Sons, Inc. Published by JohnWiley&Sons, Inc., Hoboken, NewJersey.

УДК 539.4

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ ДЕФЕКТА НА ХАРАКТЕРИСТИКУ ТВЕРДОСТИ МАТЕРИАЛА

Л.И. Мучкинова, В.Л. Савич

Ухтинский государственный технический университет
г. Ухта, Россия
vsavich@ugtu.net

Аннотация. При эксплуатации трубопроводного транспорта нефтегазовой промышленности происходят различные явления по накоплению повреждений, деградации механических свойств материала, вследствие чего возникают различного рода концентраторы напряжений. Одним из характерных концентраторов является трещина.

В предлагаемой работе рассматривается влияние несквозной трещины на физические свойства материала после разрушения стального образца марки 17Г1С, на который она была искусственно нанесена.

Ключевые слова: несквозная трещина, твердомер, твердость, образец.

Введение.

В процессе эксплуатации различных металлоконструкций, используемых во всех отраслях машиностроения, нефтегазовой промышленности, происходит процесс накоплений микроповреждений, которые с течением времени превращаются макроконцентратор. Он может быть представлен в любом виде и в любой геометрической форме. В частности, можно наблюдать различные виды вмятин, сквозных и несквозных трещин.

Одним из методов предварительной оценки состояния материала является метод твердометрии.

Общеизвестно, что существует техника взаимосвязи твердости и физико-механических характеристик материалов, по которым оцениваются прочностные параметры конструкции, ее живучесть [1, 2].

Достоверность взаимосвязи между твердостью и механическими свойствами для новых материалов или материалов, испытываемых в пределах упруго-пластических деформаций, без предварительно нанесенного дефекта является достаточно изученным объектом. Другие задачи возникают при исследовании указанной взаимосвязи на материалах, имеющих яркий концентратор напряжений.

Научная значимость поставленных задач возникает при специфике оценки качества материала в трассовых условиях, одним из которых является метод твердометрии, реализуемый методами неразрушающего контроля.

В настоящее время, когда общий процент эксплуатируемого трубопроводного транспорта имеет серьезный срок эксплуатации, превышающий 30-40 лет, возникает

серьезная проблема оценки остаточного ресурса на участках трубопровода с целью грамотной организации ремонтных работ с минимальными потерями производственных мощностей и экономических затрат.

Методы неразрушающего контроля основаны на ультразвуковых и электромагнитных принципах получения информации по развитию дефектной структуры материала.

В трассовых условиях измерение твердости, как один из методов экспресс оценки деградации материала, производится с помощью компактных переносных твердомеров. Например, УЗИТ-2М или УЗИТ-3М (рис. 1), принцип действия которых основан на ультразвуковой передачи сигнала. Наконечник чаще всего представляет алмазную пирамидку.

Измерение твердости производится через специальные участки трубопровода, освобожденные от защитной изоляции.

Рис.1. Ультразвуковой твердомер УЗИТ-3М

Задачи исследований заключались в возможности реализации получения достоверных сведений по твердости разрушенного образца, на который были предварительно нанесены искусственные дефекты в виде несплошной трещины (рис.2). При этом достоверность результатов во многом определяется точностью искусственно созданных дефектов с реальными дефектами, а также техническими средствами измерения твердости. Следовательно, существуют задачи по влиянию не только нанесенного дефекта, но и последствий разрушения образца на характеристику твердости с целью последующих исследований по корректировке существующих математических моделей взаимосвязи твердости и механических характеристик.

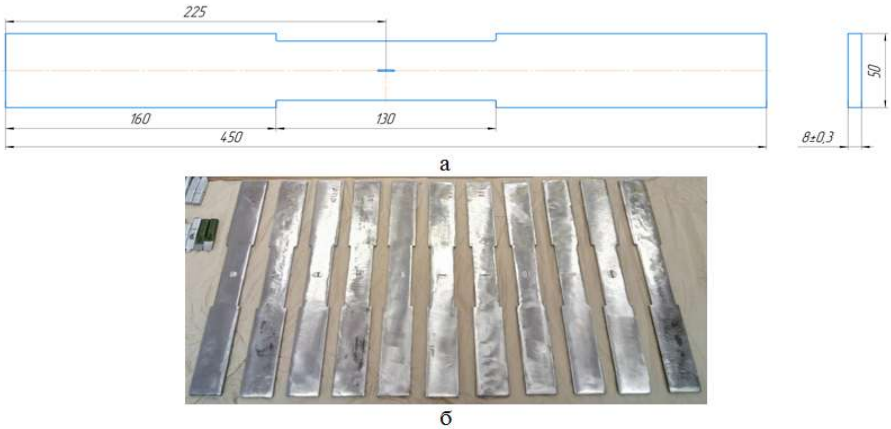


Рис. 2. Иллюстрация испытательных образцов
а – эскиз образца; б – фотография готовой партии испытательных образцов

Особенности изучения дефектной структуры образца по характеристики твердости материала заключались в повторении испытаний, продемонстрированных в работе [3], с дополнением последующих исследований характеристики твердости. В

рамках эксперимента проводились испытания на осевое растяжение плоских стальных образцов из стали 17Г1С с искусственными дефектами продольной и поперечной ориентации относительно центральной большей оси образца. Искусственные дефекты изготовлены различной длины – от 2 до 20 мм с шагом 2 мм и постоянной глубиной 2 мм. (рис.2).

Техника изучения характеристики твердости материала.

1. Разрушенный образец располагался на миллиметровой бумаге;
2. Производилась его схематизация и градация точек между лапками с шагом 10 мм
3.В каждой точке градации вдоль оси растяжения выполнялись измерения твердости с помощью УЗИТ-2М или УЗИТ-3М в количестве 3 уколов.
4. Определялось среднее значение характеристики точки для каждой точки градации.
5. Строился график зависимости среднего значения твердости в зависимости от конечной длины разрушенного образца.

При этом стоит отметить, что в области разрушения технически измерить твердость невозможно используемым устройством, поэтому твердость в области разрушения принималась равной 500 НВ.

Геометрическая подготовка для измерения твердости продемонстрирована на рис.3.

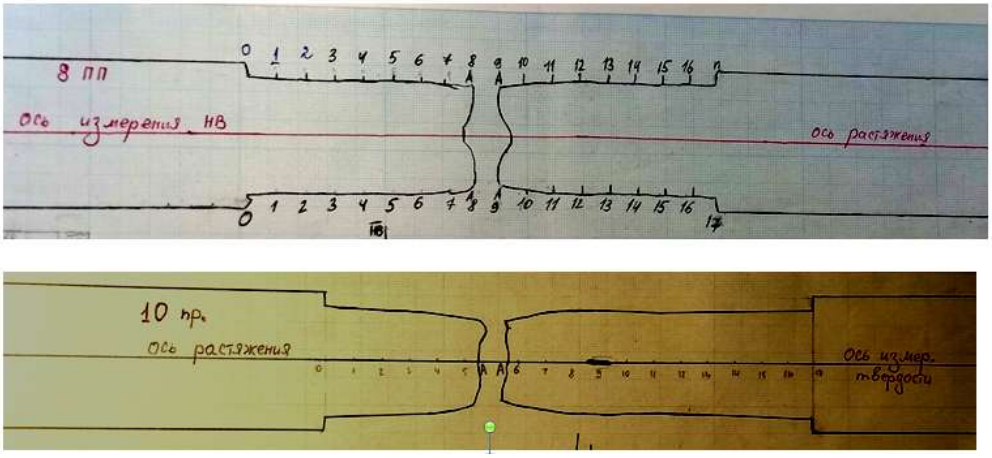


Рис.3. Схематизация разрушенных образцов для измерения твердости
для искусственно нанесенных дефектов
поперек оси растяжения (пп) и вдоль оси растяжения (пр)

Графики изменения твердости по длине разрушенного образца представлены на рис. 4,5**.**

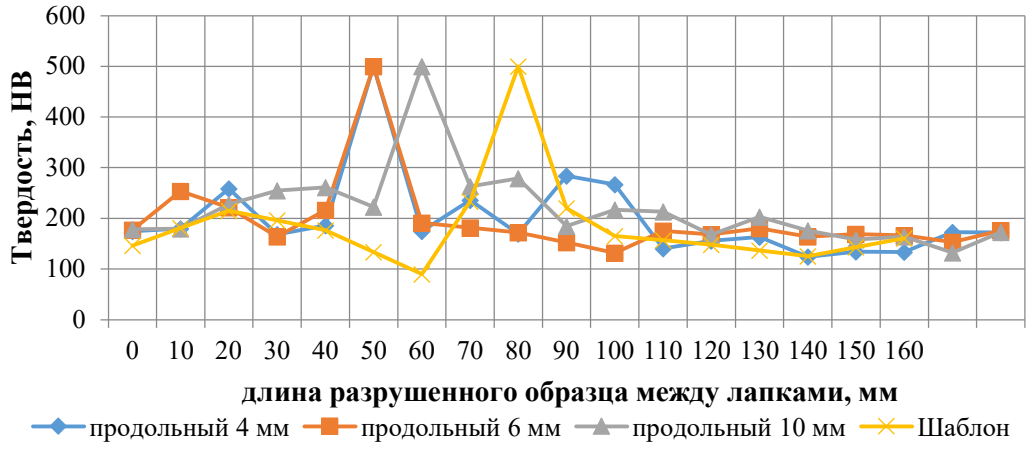


Рис.4. График изменения твердости по длине разрушенного образца при продольно нанесенном дефекте

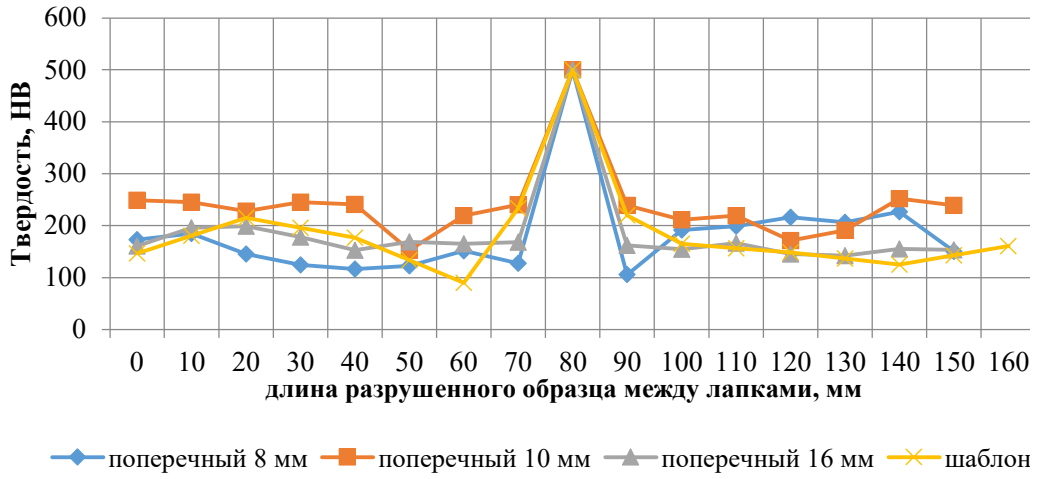


Рис.5. График изменения твердости по длине разрушенного образца при поперечно нанесенном дефекте

Предварительные результаты анализа влияния дефекта на характеристику твердости материала.

В процессе измерения твердости на разрушенных образцах с искусственно нанесенным дефектом были установлены следующие особенности:

1. Характеристика твердости изменяется неоднозначно от условно нулевой точки до точки разрушения;

2. Существенно влияет расположение дефекта: при продольном его расположении материал проявляет более пластичные свойства, а при поперечном расположении соответственно- более хрупкие свойства.

3.При продольном расположении дефекта наблюдается неравномерное разрушение образца по его длине при статическом растяжении на испытательной

установке. Меньшая длина части образца образуется в области воздействия активного захвата.

Следовательно, использование общеизвестных методов определения предела прочности материала по классическим формулам для материалов с дефектной структурой требует корректировки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беляев, Н. М. Сопротивление материалов /Н. М. Беляев.—14-е изд., перераб. и доп.—М.: Изд.-во «Наука», 1965. — 856 с.

2. Гусев, А. С. Сопротивление усталости и живучесть конструкций при случайных нагрузках /А. С. Гусев. – М.: Машиностроение, 1989. – 248 с.

3. Савич, В.Л. К вопросу об энергетических критериях прочностной оценки образцов с концентраторами /В.Г. Малинин, В.Л. Савич, В.И. Гультяев, Д.А. Борейко - Современные вопросы устойчивости, пластичности и ползучести в механике деформируемого твердого тела. Сборник научных трудов, посвященный 90-летию заслуженного деятеля науки и техники РФ, доктора технических наук, профессора Владимира Георгиевича Зубчанинова. Под общей редакцией В.И. Гультяева. Тверь, 2020. С. 148-161.

УДК 621.89:620.193

ОБЗОР АНТИКОРРОЗИЙНЫХ ПАСТ И СМАЗОК: СОВРЕМЕННЫЕ СОСТАВЫ, МЕХАНИЗМЫ И МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ

А.А. Березин, Н.Д. Сычев, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: alexeyberezin2@gmail.com

Коррозия металлических конструкций, особенно работающих в агрессивных средах нефтегазовой отрасли, приводит к значительным экономическим потерям и снижению надежности оборудования. Для узлов трения, подверженных воздействию влаги, солевых растворов, H_2S и CO_2, традиционные защитные покрытия (лакокрасочные, гальванические и др.) оказываются недостаточно эффективными из-за износа в условиях относительного перемещения поверхностей. В этих условиях ключевую роль приобретают пластичные смазки и специализированные антикоррозионные пасты, обеспечивающие одновременно смазывание и защиту от коррозии, в том числе при циклических нагрузках и вибрации. В работе выполнен обзор состава и механизмов действия антикоррозионных смазок и резьбовых паст, рассмотрены барьерные и активные (ингибиторные) механизмы защиты, приведены основные подходы к классификации смазочных материалов, а также проанализированы стандартные методы оценки их защитной эффективности (испытания в камере соляного тумана, тест Emcor и др.). Отдельное внимание уделено перспективным направлениям развития — применению нанодобавок, экологически безопасных («зелёных») базовых масел и тонкоплёночных покрытий. Показано, что высокоэффективная антикоррозионная смазка для эксплуатационных условий

нефтегазовой отрасли должна сочетать оптимально подобранное базовое масло, устойчивый загуститель и синергетически подобранный пакет присадок, включающий ингибиторы коррозии, противоизносные и противозадирные компоненты.

Ключевые слова: коррозия, пластичные смазки, резьбовые пасты, ингибиторы коррозии, антикоррозионная защита, камера соляного тумана, испытание Emcor, нанодобавки, экологичные смазочные материалы.

Коррозионное разрушение металлических конструкций является одной из ключевых проблем современной промышленности, приводя ежегодно к значительным экономическим потерям, росту затрат на ремонт и обслуживанию, а также к риску аварий и катастроф техногенного характера [1]. Особенно остро проблема проявляется в нефтегазовой отрасли, где металл конструкций и узлов трения эксплуатируется в контакте с пластовыми водами, насыщенными хлоридами, углекислым газом и сероводородом, а также при повышенных температурах и давлениях [2]. Наиболее уязвимыми элементами здесь являются насосно-компрессорные трубы, обсадные колонны, бурильные трубы и их резьбовые соединения, а также подшипниковые узлы, работающие в условиях периодического или постоянного контакта с агрессивной средой.

Традиционные методы защиты от коррозии – лакокрасочные покрытия, металлические покрытия, применяемые по аналогии со статическими строительными конструкциями, – оказываются малоэффективными при наличии циклических нагрузок, ударов и интенсивного трения [10]. Покрытие в зоне контакта быстро разрушается, обнажая металл, вследствие чего коррозионный процесс ускоряется. В этой связи особое значение приобретают пластичные смазки и специальные монтажные пасты, способные одновременно выполнять функции смазывания, герметизации и антикоррозионной защиты в условиях сложных нагрузок и воздействий среды [3, 8, 9].

Актуальность исследований в области антикоррозионных смазок и паст обусловлена совокупностью факторов. Во-первых, ужесточаются требования к надёжности и межремонтному ресурсу нефтегазового оборудования, работающего в условиях высоких давлений, температур и присутствия H_2S/CO_2 [2]. Во-вторых, ужесточаются экологические нормы, стимулирующие переход к менее токсичным и биоразлагаемым смазочным материалам [5]. В-третьих, развивается понимание трибокоррозионных процессов – совместного действия механического изнашивания и коррозии, что предъявляет новые требования к составу пакета присадок [6, 8].

В работах, посвящённых коррозии металлоконструкций, подчёркивается высокая доля аварий и отказов, связанных с недостаточной или неадекватной защитой от коррозии [1, 2]. Вопросы испытаний смазочных материалов и методов оценки их защитных свойств подробно рассматриваются в отраслевых обзорах и стандартах [3, 4, 7]. Различные авторы демонстрируют, что пластичные смазки могут эффективно подавлять коррозию как за счёт создания гидрофобного барьерного слоя, так и за счёт адсорбции или химической фиксации ингибиторов на металлической поверхности [6, 8]. В литературе также активно обсуждаются «зелёные» биосмазки на основе растительных масел, их преимущества и ограничения с точки зрения экологичности и коррозионной стойкости [5].

Перспективные направления связаны с применением нанодобавок (графен, углеродные нанотрубки, слоистые дихалькогениды металлов), способных

одновременно улучшать противоизносные и антикоррозионные свойства смазок [11, 12]. Однако отмечаются проблемы стабильности дисперсий и высокая себестоимость таких систем, что сдерживает их широкое промышленное применение [11, 12].

Таким образом, научная значимость рассматриваемого направления состоит в необходимости комплексного анализа связи «состав смазочного материала – механизм коррозионной защиты – результаты стендовых испытаний» для условий реальной эксплуатации оборудования, подвергающегося трибокоррозии.

Цель данной обзорной работы – систематизировать современные представления о составе, механизмах действия и методах испытаний антикоррозионных пластичных смазок и резьбовых паст для ответственных узлов нефтегазового оборудования, работающих в агрессивных и водосодержащих средах. Для достижения этой цели необходимо решить следующие задачи:

– проанализировать роль базового масла, загустителя и пакета присадок в формировании защитных свойств смазок и паст;

– рассмотреть барьерные и активные (ингибиторные) механизмы коррозионной защиты в смазочных композициях;

– привести классификацию антикоррозионных смазок по назначению (консервационные, эксплуатационные, специального назначения) и функциональным требованиям;

– рассмотреть основные стандартизованные методы оценки антикоррозионных свойств смазок (испытания в камере соляного тумана, тест Emcor и др.) и их информативность для реальных условий эксплуатации [3, 4, 7];

– проанализировать перспективные направления развития (нанодобавки, экологичные базовые масла, тонкоплёночные покрытия, «умные» смазки) и их ограничения [5, 11, 12];

– сформулировать практические рекомендации по выбору и оценке антикоррозионных смазок для динамических узлов, подверженных трибокоррозии.

Любая пластичная смазка или резьбовая паста представляет собой многокомпонентную дисперсную систему, включающую три основных элемента: базовое масло (дисперсионная среда), загуститель (структурообразующий компонент) и пакет функциональных присадок, куда, в частности, входят ингибиторы коррозии, противоизносные и противозадирные добавки [3, 6].

Базовое масло определяет вязкостно-температурные свойства, устойчивость к окислению и способность формировать смазочную плёнку. Для промышленных смазок широко применяются минеральные масла, однако при необходимости расширенного температурного диапазона (например, от минус 50 до плюс 200 °С) используются синтетические базовые масла – полиальфаолефины, сложные эфиры и др. [3, 6]. Синтетические масла отличаются повышенной термо- и окислительной стабильностью, что особенно важно для длительной работы смазки без потери защитных свойств.

Загуститель переводит жидкое масло в пластичное состояние, формируя пространственную структурную сетку. Наиболее распространены литиевые мыла жирных кислот, обеспечивающие хорошую водостойкость и работоспособность до 120–130 °С. Для повышенных температур применяются комплексные мыла (литиевые, кальциевые, алюминиевые), температура каплепадения которых превышает 200 °С, а также немыльные загустители – полимочевинные, бентонитовые и др. [3]. В резьбовых пастах загуститель часто комбинируется с высоким

содержанием твёрдых смазочных материалов (MoS_2, графит и др.) для обеспечения противозадирных свойств [8, 9].

Пакет присадок включает ингибиторы коррозии, противоизносные и противозадирные добавки, антиоксиданты, депрессоры, присадки к базовому маслу для улучшения адгезии и водоотталкивающих свойств [6]. В современных рецептурах широко применяются сульфонаты щёлочноземельных металлов, жирные амины, имидазолины, фосфор- и серосодержащие соединения (например, ZDDP), органические фосфаты и фосфонаты, а также коллоидные твёрдые частицы.

Антикоррозионное действие смазочных материалов реализуется, как правило, через сочетание двух механизмов – барьерного и активного (ингибиторного) [6, 8].

Барьерный механизм связан с формированием непрерывной гидрофобной плёнки из базового масла и загустителя на поверхности металла. Такая плёнка препятствует проникновению воды, кислорода и агрессивных ионов (хлоридов, сульфидов и др.) к металлу. Для эффективной реализации барьерной функции смазка должна обладать высокой адгезией к металлу, гидрофобностью и устойчивостью к вымыванию. Любые дефекты в плёнке (микротрещины, разрывы) становятся локальными очагами коррозионного поражения.

Активный механизм реализуется за счёт молекул ингибиторов, способных адсорбироваться или хемосорбироваться на металлической поверхности, образуя тонкий, но плотный защитный слой [6]. Полярные группы аминов, имидазолинов, солей жирных кислот и других соединений обеспечивают сильное взаимодействие с металлом, вытесняя воду из приповерхностного слоя. Сульфонаты кальция и аналогичные соединения могут дополнительно выступать в роли пассиваторов, нейтрализуя кислые компоненты (например, угольную кислоту в водных растворах CO_2) и стимулируя образование стабильных оксидных или солевых плёнок.

В ряде случаев противоизносные и противозадирные присадки также участвуют в защите от коррозии. Например, ZDDP при высоких давлениях и температурах образует на поверхности металла трибохимические фосфатные плёнки, которые одновременно снижают трение и экранируют металл от коррозионной среды [6].

Классификация антикоррозионных смазок и паст. В зависимости от назначения и условий работы можно выделить три основных типа антикоррозионных смазочных материалов [3, 7–9]:

– консервационные смазки, предназначенные для защиты изделий при длительном хранении и транспортировке; их защитные свойства регламентированы, в том числе, ГОСТ 9.054-75 [7];

– эксплуатационные смазки, одновременно выполняющие функции смазывания и защиты от коррозии в подшипниковых узлах, редукторах и других агрегатах при реальной нагрузке и тепловыделении [3, 8];

– специальные резьбовые пасты, применяемые для резьбовых соединений бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб, где они должны обеспечивать защиту от заедания, герметизацию соединения и антикоррозионную защиту при высоких температурах, давлениях и воздействии агрессивных сред [9].

Специальные резьбовые пасты для нефтегазового оборудования, как правило, являются высоконаполненными композициями, содержащими твёрдые смазочные и/или металлопорошковые компоненты (медь, цинк и др.), а также эффективные ингибиторы для среды, содержащей H_2S и CO_2 [9, 10]. Отдельное направление развития — экологичные, «металло-свободные» компаунды, где твёрдые металлы

заменяются неметаллическими частицами и органическими присадками, а базовые масла и загустители подбираются с учётом требований по биоразлагаемости [5, 9].

В динамических узлах трения, таких как подшипники качения, шарнирные соединения или резьбы, работающие под нагрузкой, развивается трибокоррозия – совокупный процесс, где механическое изнашивание и коррозионное растворение усиливают друг друга [8]. Механическое разрушение защитной плёнки смазки или пассивного слоя обнажает свежую металлическую поверхность, которая мгновенно вступает в контакт с агрессивной средой. Если ингибиторы не обеспечивают быстрой реконструкции защитного слоя, скорость коррозии резко возрастает.

Для таких условий особенно важна синергия между противоизносными и антикоррозионными присадками. Компоненты, формирующие механически стабильные трибоплёнки (MoS_2, фосфатные плёнки от ZDDP и др.), одновременно создают барьер для коррозии, а ингибиторы коррозии должны быть устойчивыми к вымыванию и сохранять способность к адсорбции в присутствии продуктов износа и окисления [6, 8].

Статические методы: испытания в камере соляного тумана. Наиболее распространённым ускоренным методом оценки коррозионной стойкости покрытий и смазок являются испытания в камере соляного тумана по стандартам ASTM B117 и ISO 9227 [4]. В типичной схеме образцы металла, покрытые исследуемой смазкой или пастой, помещают в камеру, где при температуре около 35 °C непрерывно распыляется 5-% раствор NaCl. Такой тест моделирует интенсивное воздействие морской или соленой атмосферы и позволяет оценить, прежде всего, барьерные свойства защитного слоя.

Преимущество метода — относительная простота и возможность сравнения различных материалов по времени до появления видимых очагов коррозии. Однако статический характер испытания (отсутствие реального трения и переменных нагрузок) ограничивает его применимость для оценки эксплуатационных смазок, работающих в подшипниках, редукторах и резьбовых соединениях [3, 4, 10].

Динамические методы: тест Emcor. Для эксплуатационных смазок, предназначенных для подшипников качения, широко используется динамический тест Emcor (ASTM D6138 и аналогичные методики) [3, 8]. В этом тесте стандартные шариковые подшипники заполняются смазкой и частично погружаются в воду (дистиллированную, солёную или имитирующую пластовую). Испытание включает чередование циклов вращения (смазка и вода активно перемешиваются, вода поступает в зону трения) и длительных периодов покоя, имитирующих простой оборудования во влажной среде.

После завершения теста дорожки качения и тела качения оценивают визуально по шкале от 0 до 5, где 0 соответствует отсутствию следов коррозии, а более высокие баллы – возрастающей степени поражения [3]. Результат «0–0» (для обоих подшипников) считается целевым для высококачественных антикоррозионных смазок. Данный метод позволяет оценить не только барьерные свойства смазки, но и эффективность ингибитора в условиях вымывания, перемешивания с водой и циклического механического воздействия [3, 8].

Сравнительный анализ методов показывает, что статические испытания (камера соляного тумана) целесообразно использовать для первичного скрининга рецептур, оценки сплошности плёнки и устойчивости к вымыванию, тогда как динамические тесты типа Emcor более показательны для реальных условий эксплуатации подшипников и других узлов, подверженных трибокоррозии [3, 4, 8]. Для резьбовых

паст дополнительно применяются специализированные стандарты и рекомендации (например, API RP 5A3 и отраслевые методики), оценивающие свойства смазки при многократной сборке/разборке, под нагрузкой и в присутствии среды [9, 10].

Перспективные направления: нанодобавки и «зелёные» смазки. Современные тенденции в области смазочных материалов включают два взаимосвязанных направления: внедрение нанодобавок и переход к экологически безопасным базовым маслам и присадкам [5, 11, 12].

Нанодобавки (графен, углеродные нанотрубки, слоистые соединения типа MoS_2 и WS_2, оксиды и фосфаты металлов) способны существенно снижать коэффициент трения и износ, формируя на поверхности металла устойчивые наноструктурированные плёнки [11]. Снижение износа означает уменьшение площади свежей металлической поверхности, подверженной коррозии, а включение наночастиц в структуру смазочной плёнки повышает её плотность и снижает проницаемость для воды и агрессивных ионов. Однако ключевой проблемой остаётся обеспечение устойчивой дисперсности наночастиц в масляной среде, предотвращение агломерации и осаждения, что требует применения специальных диспергирующих присадок [11, 12]. Кроме того, высокая стоимость наноматериалов на текущем этапе ограничивает их массовое применение.

Во втором направлении — «зелёные» смазки — акцент делается на использовании биоразлагаемых и нетоксичных базовых масел (растительные масла, сложные эфиры) и снижении содержания экологически опасных компонентов (тяжёлые металлы, токсичные серо- и фосфорорганические соединения) [5]. Биосмазки обладают высокой смазывающей способностью и хорошей адсорбцией на металле, что благоприятно сказывается на антикоррозионных свойствах, однако ограничением остаются сравнительно низкая термоокислительная стабильность и узкий температурный диапазон. Для их расширения используются композиции растительных масел с синтетическими эфирами, а также антиоксидантные и антикоррозионные пакеты присадок [5, 12].

Отдельный перспективный класс — тонкоплёночные составы (тонкие сухие плёнки на основе полимерных, органо-неорганических или гибридных материалов), обеспечивающие антикоррозионную защиту при минимальном количестве наносимого материала и часто не требующие удаления перед монтажом [5, 10]. В контексте резьбовых соединений рассматриваются также «умные» смазки и покрытия, содержащие капсулированные ингибиторы, высвобождаемые при снижении pH или появлении первых признаков коррозии, что позволяет реализовать адаптивную защиту.

С практической точки зрения основные направления совершенствования антикоррозионных смазок и паст для нефтегазового оборудования можно сформулировать следующим образом:

– оптимизация вязкостно-температурных характеристик базового масла для обеспечения стабильной плёнки в широком диапазоне температур;

– подбор загустителей с повышенной водостойкостью и устойчивостью к механическому разрушению;

– разработка синергетических пакетов присадок, обеспечивающих одновременно антикоррозионный, противоизносный и противозадирный эффекты уже на ранних стадиях работы узла;

– внедрение методов испытаний, максимально приближённых к реальным условиям эксплуатации (комбинация статических, динамических и специальных тестов для резьбовых соединений);

– поэтапное внедрение экологичных и наноструктурированных компонентов при сохранении или улучшении защитных характеристик смазок.

Проведённый обзор позволяет сформулировать следующие основные положения:

1. Коррозия металлических конструкций и узлов трения, работающих в агрессивных средах нефтегазовой отрасли, остаётся одной из ведущих причин отказов и значительных экономических потерь [1, 2]. Для динамических узлов традиционные покрытия оказываются недостаточно эффективными [10], что повышает роль антикоррозионных смазок и резьбовых паст [8, 9].

2. Пластичные смазки и пасты представляют собой многокомпонентные системы, где защитные свойства определяются согласованным действием базового масла, загустителя и пакета присадок. Антикоррозионная защита реализуется через комбинацию барьерного механизма (гидрофобная плёнка) и активного ингибирования (адсорбционно-химически связанный слой ингибитора) [3, 6, 8].

3. В зависимости от назначения выделяют консервационные, эксплуатационные и специальные (резьбовые) смазки и пасты. Для каждой группы предъявляются специфические требования по сочетанию смазывающих и защитных свойств, устойчивости к вымыванию и температуре [3, 7–9].

4. Для оценки антикоррозионной эффективности смазок используются как статические испытания (камера соляного тумана по ASTM B117 и ISO 9227), так и динамические тесты, такие как Emcor (ASTM D6138), более адекватно отражающие условия эксплуатации подшипников и других узлов, подверженных трибокоррозии [3, 4, 8]. Для резьбовых паст применяются специализированные отраслевые стандарты [9, 10].

5. Современные тенденции включают использование нанодобавок и экологичных базовых масел. Наночастицы способны уменьшать износ и повышать плотность защитной плёнки, но требуют решения задач устойчивой дисперсности и снижения себестоимости [11, 12]. «Зелёные» смазки на основе растительных масел перспективны с точки зрения экологии, но нуждаются в дальнейшей оптимизации окислительной стабильности и температурного диапазона [5].

6. Для инженерной практики ключевым является комплексный подход к выбору смазочного материала: необходимо учитывать не только паспортные характеристики и результаты ускоренных испытаний, но и реальные условия эксплуатации (температура, наличие воды и агрессивных газов, режимы нагрузки и трения). Только при таком подходе антикоррозионные смазки и пасты могут обеспечить требуемый ресурс оборудования и снижение риска коррозионно-обусловленных отказов.

7. В целом, разработка и внедрение эффективных антикоррозионных смазок и паст следует рассматривать как важное направление повышения надёжности и безопасности эксплуатации нефтегазового и другого промышленного оборудования, особенно в условиях трибокоррозии и жёстких экологических ограничений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кац Н.Г., Парфенов К.В., Ибэтуллин И.Д. Химический анализ продуктов коррозии защитного сплава // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 4. – С. 104-106. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-4-104.

2. Шкандратов В.В., Ким С.К. Актуальные проблемы коррозии, методы и технологии антикоррозионной защиты, внедряемые на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 3. – С. 24-33.

3. Испытания смазок: основные виды тестирований - ATF. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://atf.ru/articles/materialy_dlya_tipovykh_uzlov_treniya/ispytaniya-smazok-osnovnye-vidy-testirovaniy/ (дата обращения: 14.11.2025).

4. Corrosion resistance of coatings by salt spray testing (ASTM B117, ISO 9227). [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.astm.org/standards/b117 (дата обращения: 14.11.2025).

5. Opia A. C., Abdollah M. F., Abdul Hamid M. K., Veza I. A Review on Bio-Lubricants as an Alternative Green Product: Tribological Performance, Mechanism, Challenges and Future Opportunities // Tribology Online. – 2023. – Vol. 18, No. 2. – P. 18–33. – DOI: 10.2474/trol.18.18.

6. Hamblin P. C., Kristen U., Chasan D. Ashless Antioxidants, Copper Deactivators and Corrosion Inhibitors: Their Use in Lubricating Oils // Lubrication Science. – 1990. – Vol. 2, No. 4. – P. 287–318. – DOI: 10.1002/ls.3010020403.

7. ГОСТ 9.054-75. Единая система защиты от коррозии и старения. Консервационные масла, смазки и ингибированные пленкообразующие нефтяные составы. Методы ускоренных испытаний защитной способности. – Введ. 01.01.1977. – М.: Стандартинформ.

8. Inhibiting Rust and Corrosion to Prevent Machine Failures [Электронный ресурс] // Machinery Lubrication. – Режим доступа: https://www.machinerylubrication.com/Read/1454/grease-corrosion-protection (дата обращения: 14.11.2025).

9. CeRam-Kote Coatings, Inc. CeRam-Kote® Coatings – Big Little Book [Электронный ресурс]. – Big Spring, TX: CeRam-Kote Coatings, Inc. – Режим доступа: https://ceram-kote.com/downloads/CeRamKote_BigLittleBook_webversion.pdf (дата обращения: 14.11.2025).

10. Types of Rust Preventives: Comparing Coatings, Oils, and VCI Methods [Электронный ресурс] // LubeCo Green Fluid. – Режим доступа: https://www.lubecogreenfluids.com/blog/types-of-rust-preventives-comparing-coatings-oils-and-vci-methods (дата обращения: 14.11.2025).

11. Berman D., Erdemir A., Sumant A. V. Graphene: A New Emerging Lubricant // Materials Today. – 2014. – Vol. 17, No. 1. – P. 31–42. – DOI: 10.1016/j.mattod.2013.12.003.

12. Yaghoub Mohammadfam, Hadi Pourpasha, Saeed Zeinali Heris, Jun Deng, Yaqing Li, Jie Yang, Challenges and advances in nanolubricants: Stability, performance mechanisms, and industrial applications, Advances in Colloid and Interface Science. – Volume 347. – 2025. – 103702. – https://doi.org/10.1016/j.cis.2025.103702.

УДК 620.193

ОБЗОР КВАЗИКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ В УСЛОВИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

А.А. Березин, Н.Д. Сычев, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: alexeyberezin2@gmail.com

Проблема коррозионного разрушения в нефтегазовом комплексе (НГК) является одним из ключевых факторов, ограничивающих ресурс оборудования и определяющих уровень эксплуатационных затрат. Особо уязвимыми являются насосно-компрессорные трубы (НКТ), работающие в агрессивных средах с присутствием CO_2 и H_2S, где фиксируются высокие скорости локализованной коррозии и преждевременный выход из строя трубной продукции. В качестве одного из перспективных решений рассматриваются защитные покрытия на основе квазикристаллических (КК) сплавов систем Al–Cu–Fe и Al–Cu–Fe–Cr, наносимые методами термического напыления и физического осаждения. Квазикристаллы обладают уникальной апериодической структурой и специфической электронной зонной диаграммой с псевдощелью на уровне Ферми, что обусловливает сочетание высокой твердости, низкого коэффициента трения, низкой теплопроводности и потенциальной химической инертности. Однако многочисленные исследования показывают, что коррозионная стойкость КК-сплавов не является следствием одной лишь апериодичности и определяется тонкими особенностями фазового состава, наличием кристаллических аппроксимантов, механизмом пассивации и технологией получения покрытий. В статье представлен обзор структурных и электронных особенностей квазикристаллов Al–Cu–Fe, рассмотрены механизмы их коррозии и пассивации в хлоридных, кислых и щелочных средах, проанализированы технологические ограничения при нанесении покрытий и их механические характеристики.

Ключевые слова: квазикристаллы, Al–Cu–Fe, коррозия, пассивация, защитные покрытия, насосно-компрессорные трубы.

Коррозионное разрушение металлов в условиях эксплуатации объектов нефтегазового комплекса (НГК) представляет собой сложный физико-химический процесс, определяемый совместным воздействием агрессивных компонентов среды, напряженно-деформированного состояния и эксплуатационных нагрузок. В добывающих скважинах и трубопроводных системах ключевыми коррозионно-активными агентами выступают углекислый газ CO_2 и сероводород H_2S, наличие которых, особенно при повышенных давлениях, приводит к развитию углекислотной и сероводородной коррозии под напряжением, локализованной коррозии и образованию питтингов.

Практика эксплуатации НКТ показывает, что даже при сравнительно умеренных температурах (25–30°C) и давлениях порядка 8–10 МПа скорость коррозионного разрушения может превышать 2 мм/мес. Это ведет к значительным экономическим потерям, снижению межремонтного периода (МРП) фонда скважин и повышению риска аварийных ситуаций.

Традиционные подходы к повышению коррозионной стойкости (легирование сталей, применение ингибиторов, использование внутренних полимерных или металлических покрытий) далеко не всегда обеспечивают требуемый уровень долговечности в сочетании с износостойкостью, эрозионной стойкостью и технологичностью. В этой связи возрастающий интерес вызывают новые классы материалов — квазикристаллы и квазикристаллические покрытия на их основе, объединяющие свойства керамик и полимеров при металлической природе химической связи [1–4].

Квазикристаллы как самостоятельный класс материалов были открыты в 1984 г. и характеризуются дальним порядком при отсутствии трансляционной симметрии, а также наличием «запрещенных» в классической кристаллографии осей вращения 5-го, 8-го, 10-го и 12-го порядков [1, 3, 6, 11]. Их структура описывается либо в терминах мозаики Пенроуза, представляющей собой апериодическую укладку нескольких типов «плиток» по строгим математическим правилам, либо в рамках теории квази-элементарной ячейки, согласно которой апериодический порядок формируется за счет плотной упаковки энергетически выгодных атомных кластеров (например, икосаэдров Маккея) [3].

В системе Al–Cu–Fe установлено существование нескольких характерных фаз: икосаэдрической i-фазы (собственно квазикристалл), декагональной фазы с 10-кратной осью симметрии и ряда кристаллических аппроксимантов (кубическая β-фаза, моноклинная λ-фаза), близких к КК по локальной атомной структуре и химическому составу [3, 4, 11]. Работы [1–4, 6–8] демонстрируют, что квазикристаллические сплавы Al–Cu–Fe обладают высокой микротвердостью (HV > 700), низким коэффициентом трения, аномально низкой теплопроводностью и сниженной плотностью электронных состояний на уровне Ферми (псевдощель), что обусловливает уникальный комплекс физико-механических и трибологических свойств.

Первые промышленные применения КК показали востребованность этих свойств: антипригарные и износостойкие покрытия для кухонной посуды (покрытие типа Cybernox® на основе Al–Cu–Fe–Cr), теплозащитные барьерные покрытия для лопаток турбин, катализаторы на основе выщелоченных КК-сплавов и наполнители для полимерных композитов при селективном лазерном спекании [1, 3]. В то же время данные о коррозионном поведении таких покрытий в специфических средах НГК (CO_2/H_2S, минерализованные пластовые воды) представлены ограниченно и носят фрагментарный характер.

С научной точки зрения актуальность проблемы заключается в необходимости:

– установления связи между апериодической структурой, электронной зонной диаграммой и коррозионным поведением квазикристаллов;

– анализа роли сопутствующих кристаллических фаз и многофазности в формировании гальванических микроячеек;

– учета технологических факторов (состав порошка, режимы напыления, остаточные напряжения) при проектировании покрытий для конкретных условий НГК [2–4, 7, 8].

Таким образом, требуется систематизировать разрозненные данные по структуре, коррозионным механизмам и технологическим ограничениям квазикристаллических покрытий Al–Cu–Fe(–Cr) с фокусом на их применимость в составе НКТ и другого критического оборудования НГК.

Целью настоящей обзорной работы является комплексный анализ квазикристаллических сплавов системы Al–Cu–Fe и Al–Cu–Fe–Cr как потенциальных материалов для антикоррозионных и износостойких покрытий в условиях НГК.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

– обобщить современные представления о структурных и электронных особенностях квазикристаллов и их связи с физико-механическими и коррозионными свойствами;

– проанализировать механизмы коррозии и пассивации КК-сплавов в хлоридных, кислых и щелочных средах с учетом фазового состава и многофазности;

– рассмотреть технологические аспекты получения покрытий (EBPVD, плазменное напыление и др.), влияющие на фазовый состав, пористость и остаточные напряжения;

– оценить практическую значимость квазикристаллических покрытий для НГК и сформулировать рекомендации по выбору состава и структуры покрытий, а также направления дальнейших исследований.

Квазикристаллы определяются как материалы, обладающие дальним порядком без трансляционной периодичности и допускающие вращательные симметрии, запрещенные в классической кристаллографии. В отличие от кристаллов, описываемых повторяющейся элементарной ячейкой, структура КК задается либо апериодической мозаикой (например, мозаикой Пенроуза), либо совокупностью квази-элементарных кластеров, связанных между собой по определенным правилам [3].

В системе Al–Cu–Fe основными структурными компонентами являются [3, 4]:

– икосаэдрическая i-фаза (например, $Al_{63}Cu_{26}Fe_{11}$), обладающая пятерной симметрией во всех направлениях;

– декагональная фаза с 10-кратной осью вращения вдоль одного направления и квазипериодичностью в перпендикулярной плоскости;

– кристаллические аппроксиманты β- и λ-типов, близкие к i-фазе по локальной атомной упаковке, но обладающие трансляционной симметрией.

Ключевой особенностью электронной структуры квазикристаллов является наличие псевдощели вблизи уровня Ферми, то есть резкого снижения плотности электронных состояний в этой области [1, 3, 4, 6]. Формирование псевдощели связывают с действием правила Юма–Розери: апериодический потенциал создает бриллюэнову зону (зону Джонса) сложной формы, поверхность которой «подстраивается» под поверхность Ферми, минимизируя энергию электронов. Взаимодействие этих поверхностей приводит к частичному «запиранию» электронов и уменьшению их подвижности [3].

Следствия псевдощели и структурной апериодичности:

– низкая электрическая и теплопроводность: КК ведут себя ближе к полупроводникам или изоляторам, нежели к классическим металлам, что делает их перспективными для теплозащитных барьеров [1, 3];

– низкая поверхностная энергия и пониженное смачивание: малая плотность электронов на поверхности снижает адгезионное взаимодействие с контактирующими средами и продуктами коррозии [2, 3];

– низкий коэффициент трения: сочетание высокой твердости и низкой поверхностной энергии обеспечивает антифрикционные свойства, сравнимые с полимерами типа ПТФЭ, при керамической твердости [1, 3];

– потенциальная химическая инертность: снижение плотности состояний на уровне Ферми приводит к уменьшению каталитической активности поверхности и ее склонности к участию в электрохимических процессах [1, 6].

Для высокопрочных алюминиевых сплавов установлено, что коррозионный процесс практически всегда локализуется вблизи интерметаллических частиц (ИМЧ), формирующих микроразмерные гальванические ячейки в матрице [5, 9]. ИМЧ условно делят на:

– катодные, более благородные по сравнению с матрицей (например, частицы, обогащенные Fe и Cu: Al_7Cu_2Fe, Al_2Cu_2Fe), на которых интенсифицируется катодная реакция (восстановление кислорода), что сопровождается локальным подщелачиванием и растворением окружающей матрицы («траншеи») [2, 9];

– анодные, включающие более активные элементы (Mg и др.), выступающие в качестве жертвенных анодов (например, Mg_2Si). Их растворение оставляет питтинги, служащие зародышами дальнейшей локализованной и межкристаллитной коррозии [5, 9].

В многофазных квазикристаллических сплавах Al–Cu–Fe аналогичный механизм реализуется за счет различий в электрохимических потенциалах кристаллографически и химически отличающихся фаз [4]. Экспериментальные исследования электрохимического поведения фаз в 3,5% NaCl показали следующую иерархию [4]:

– λ-фаза $Al_{75,7}Fe_{24,3}$ является наиболее анодной ($E_{корр} \approx -1{,}11$ В) и растворяется в первую очередь;

– β-фаза $Al_{50}Cu_{38,5}Fe_{11,5}$ занимает промежуточное положение ($E_{корр} \approx -0{,}63$ В);
– i-фаза $Al_{63}Cu_{26}Fe_{11}$ – наиболее благородная с минимальной плотностью коррозионного тока.

Отсюда важные выводы для проектирования покрытий [4]:

– i-фаза выступает как «ингибитор» коррозии: в сплавах с преобладанием i-фазы и ограниченным содержанием β-фазы разность потенциалов между фазами невелика, и общая коррозионная стойкость повышается;

– λ-фаза является «активатором» коррозии: даже небольшая ее доля в структуре (например, ≈16% при 71% i-фазы) резко усиливает гальваническую коррозию и питтинговое разрушение, нивелируя положительный эффект от наличия i-фазы;

– многофазность в целом опасна: при сочетании λ + β + i наблюдаются высокие скорости коррозии, несмотря на значительную долю квазикристаллической фазы.

Коррозионная стойкость КК-сплавов определяется в значительной степени способностью к формированию стабильной пассивной пленки. Для чистых Al–Cu–Fe характерно образование пленки на основе Al_2O_3, которая, будучи амфотерной, ограниченно устойчива как в сильнокислых, так и в сильнощелочных средах [3].

Работы по системе Al–Cr–Fe показали, что включение хрома радикально изменяет характер пассивации [8]:

– высокохромистые Al–Cr–Fe-сплавы демонстрируют устойчивую пассивность в 1 M H_2SO_4 (pH ≈ 0) и 1 M NaOH (pH ≈ 14);

– по данным XPS пассивная пленка представляет собой оксигидроксидную структуру на основе алюминия с внешним слоем, обогащенным хромом, что обеспечивает высокую химическую стабильность в экстремальных средах [8];

– в сплавах Al–Cu–Fe–Cr с низким содержанием Cr (~10,6%) пассивация неполна: при испытаниях на открытом потенциале коррозии наблюдается активное

растворение и неудовлетворительная стойкость, что указывает на критический характер содержания хрома.

В кислых и щелочных средах даже однофазные i-фазные сплавы подвержены селективному выщелачиванию: преимущественно растворяется Al (а иногда и Fe), что приводит к формированию пористого, обогащенного Cu поверхностного слоя, утратившего защитные свойства [3]. В испытаниях в солевом тумане квазикристаллические образцы также демонстрируют заметные повреждения, а в сильных щелочах их стойкость может уступать стойкости отдельных кристаллических фаз [1]. Это подтверждает, что апериодичность структуры сама по себе не гарантирует высокой коррозионной стойкости; решающим фактором является химический состав и стабильность пассивной пленки.

Основной областью применения КК в контексте защиты от коррозии и износа являются покрытия, а не массивные детали, ввиду высокой хрупкости объемных сплавов при комнатной температуре [2, 3, 6–8]. Наиболее изучены следующие методы:

– физическое осаждение из паровой фазы (EBPVD и другие варианты PVD) [3, 6];

– плазменное и иные варианты термического напыления порошков Al–Cu–Fe [2, 4, 7];

– селективное лазерное спекание (SLS) квазикристаллических порошков в составе композитов [1, 3, 6].

При этом выявлены два ключевых технологических ограничения:

1. Растрескивание покрытий из-за остаточных термических напряжений.

Квазикристаллические материалы Al–Cu–Fe обладают высоким коэффициентом термического расширения (КТР), оцененным примерно как $\alpha c \approx 17{,}1\times10^{-6}$ K^{-1} [6]. Для типичных стальных подложек (например, сталь К110) КТР ниже ($\alpha s \approx 11\times10^{-6}$ K^{-1}). При нанесении покрытий при высоких температурах (570–890 К) и последующем охлаждении формируются значительные растягивающие остаточные напряжения в КК-слое. Ввиду низкой вязкости разрушения (KIC порядка 1,6–1,8 МПа·$м^{1/2}$) покрытия не способны к пластической релаксации и снимают напряжение за счет образования сети сквозных трещин («канальное растрескивание»), полностью компрометирующих барьерную функцию [3, 6].

Расчеты критической толщины показывают, что для системы «покрытие Al–Cu–Fe / сталь К110» при температуре осаждения ~750 К максимальная толщина трещиностойкого покрытия составляет порядка 9 мкм [6]. Увеличение толщины сверх этой величины приводит к неизбежному растрескиванию.

2. Композиционный сдвиг и пористость при плазменном напылении.

При плазменном напылении порошков Al–Cu–Fe существенную роль играют размер частиц и температурный режим [7]:

– мелкие частицы (<25 мкм) перегреваются в плазменной струе, что вызывает преимущественное испарение алюминия (наиболее летучего компонента) и смещение состава расплава от исходного $Al_{63}Cu_{25}Fe_{12}$, благоприятного для i-фазы, в область β-фазы с худшими коррозионными характеристиками;
– при низкой температуре подложки (~25°C) происходит быстрая закалка расплавленных капель, формируются пористые покрытия с недостаточной долей i-фазы и пониженной твердостью;

– при повышенной температуре подложки (~600°C) обеспечивается условия для кристаллизации i-фазы в процессе осаждения, что приводит к формированию более плотных, твердых и богатых i-фазой покрытий [7].

Ряд экспериментальных работ демонстрирует потенциал КК-покрытий как износостойких и коррозионностойких материалов. Можно выделить следующие направления:

– Антифрикционные и антипригарные покрытия.

Коммерческое покрытие Cybernox® для кухонной посуды на основе плазменно напыленных сплавов Al–Cu–Fe–Cr подтверждает возможность масштабного индустриального применения КК-покрытий, сочетающих высокую твердость, низкий коэффициент трения и хорошую коррозионную стойкость в бытовых условиях [1, 3].

– Теплоизоляционные барьерные покрытия (ТВС).

Благодаря низкой теплопроводности квазикристаллы рассматриваются как альтернатива традиционным ТВС на основе ZrO_2 для лопаток турбин, работающих при умеренных температурах до ~800°C. Эксперименты, показывают стабильность структуры и свойств при циклическом нагреве и охлаждении в этом диапазоне [1, 3].

– Каталитические системы.

Выщелачивание алюминия из квазикристаллических сплавов Al–Cu–Fe позволяет получать пористые структуры, обогащенные наноразмерной медью, которые проявляют высокую активность, например, в реакциях парового риформинга метанола [1]. Это применение демонстрирует важность понимания процессов избирательного растворения и их влияния на структуру и свойства материала.

– Композиты для аддитивных технологий.

Порошки КК используются как наполнители в полимерных композициях для SLS, где они улучшают поглощение лазерного излучения, повышают плотность и износостойкость изделий [1, 3].

С точки зрения задач НКТ и оборудования НГК практическая значимость квазикристаллических покрытий заключается в следующем:

– возможность совмещения коррозионной стойкости и высокой износостойкости при абразивно-эрозионных воздействиях;

– снижение адгезии отложений и продуктов коррозии благодаря низкой поверхностной энергии, что потенциально уменьшает частоту очисток и ремонтов;

– возможность работы в качестве теплозащитного барьера при локальных термических нагрузках.

Для реальных условий НГК на основе анализа экспериментальных работ [2–4, 6–8, 12, 13] можно сформулировать следующие предложения:

– целесообразно ориентироваться на однофазные i-фазные покрытия Al–Cu–Fe, легированные хромом, при этом содержание λ-фазы должно быть минимизировано;

– использование хрома (содержания порядка, обеспечивающего формирование внешнего Cr-обогащенного пассивного слоя) представляется обязательным для устойчивости в сильно кислых и щелочных средах;

– толщина покрытия должна быть ограничена величиной, не превышающей критическую по растрескиванию (для стальных подложек порядка 5–10 мкм), либо необходимо применять многослойную архитектуру с промежуточными пластичными/градиентными подслоями для релаксации напряжений;

– при плазменном напылении следует контролировать диапазон размеров частиц (исключая слишком мелкие фракции) и поддерживать подложку при

повышенной температуре (~600°C) для обеспечения кристаллизации i-фазы и снижения пористости;

– для условий НГК требуется расширение экспериментальной базы по поведению КК-покрытий в средах CO_2/H_2S, моделирующих реальные пластовые и технологические условия, включая влияние механических напряжений и циклических изменений температуры и давления.

Квазикристаллы системы Al–Cu–Fe и их производные сплавы с хромом представляют собой перспективный класс материалов для защитных покрытий, объединяющих высокую твердость, низкий коэффициент трения, низкую теплопроводность и потенциальную химическую инертность. Эти свойства обусловлены уникальной апериодической структурой и наличием псевдощели в электронной зонной диаграмме.

Однако коррозионная стойкость квазикристаллических сплавов не является универсальным следствием апериодичности и определяется прежде всего фазовым и химическим составом, а также характером пассивной пленки. В многофазных Al–Cu–Fe-сплавах доминирующим механизмом разрушения является гальваническая коррозия между фазами с разными электрохимическими потенциалами, при этом i-фаза играет роль относительно благородного компонента, а Fe-богатая λ-фаза служит активным анодом, резко ухудшающим общую стойкость даже при небольшом содержании.

Включение хрома позволяет формировать химически устойчивые пассивные пленки в экстремально кислых и щелочных средах, однако для этого необходимо превышение определенного порогового содержания Cr. При недостаточном легировании пассивация носит неполный характер, и коррозионное поведение остается неудовлетворительным.

С технологической точки зрения ключевыми ограничениями для КК-покрытий являются высокая хрупкость и значительные остаточные термические напряжения, ограничивающие допустимую толщину покрытия несколькими микрометрами, а также композиционный сдвиг и пористость при плазменном напылении. Успешное применение квазикристаллических покрытий в условиях НГК возможно при строгом контроле фазового состава (формирование преимущественно i-фазы), легировании хромом, оптимизации режимов нанесения и конструировании многослойных систем, обеспечивающих релаксацию напряжений.

Таким образом, квазикристаллические покрытия Al–Cu–Fe(–Cr) обладают значительным потенциалом для использования в качестве антикоррозионных и износостойких покрытий насосно-компрессорных труб и другого оборудования НГК. Реализация этого потенциала требует развития технологических процессов получения тонких, плотных, бездефектных покрытий с контролируемой микроструктурой, а также расширения экспериментальной базы по их поведению в реальных средах CO_2/H_2S под действием механических нагрузок. Результаты существующих исследований позволяют рассматривать квазикристаллы как один из наиболее интересных кандидатов для создания новых поколений функциональных покрытий в тяжелых условиях эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Jean-Marie Dubois. Properties- and applications of quasicrystals and complex metallic alloys. Chem. Soc. Rev. 2012, 41, 6760–6777. DOI: 10.1039/c2cs35110b.

2. Fabian Eckermann, Thomas Suter, Peter J. Uggowitzer, Andreas Afseth, Marco Stampanoni, Federica Marone, and Patrik Schmutz, Electrochemically Controlled Corrosion Initiation and Propagation in AlMgSi Alloys In-situ Monitored Using X-ray Microtomography, ECS Transactions, 11 (22), 23-38 (2008). DOI: 10.1149/1.2925260.

3. E. Huttunen-Saarivirta, Microstructure, fabrication and properties of quasicrystalline Al-Cu-Fe alloys: a review, Journal of Alloys and Compounds, 363 (2004), 150–174.

4. K. Lee, E. Chen, D. Naugle, H. Liang, Corrosive behavior of multi-phased quasicrystal alloys, Journal of Alloys and Compounds, 851 (2021), 156862.

5. M.X. Milagre, U. Donatus, N.V. Mogili, C.S.C. Machado, J.V.S. Araujo, R.E. Klumpp, S.M.C. Fernandes, J.A.B. de Souza, I. Costa, Effects of Picture Frame Technique (PFT) on the corrosion behavior of 6061 aluminum alloy, Journal of Nuclear Materials, 539 (2020), 152320.

6. S. Polishchuk, A. Ustinov, V. Telychko, A. Merstallinger, G. Mozdzen, T. Melnichenko, Fabrication of thick, crack-free quasicrystalline Al-Cu-Fe coatings by electron-beam deposition, Surface & Coatings Technology (2016). DOI: 10.1016/j.surfcoat.2016.03.002.

7. D.J. Sordelet, M.F. Besser, and I.E. Anderson, Particle Size Effects on Chemistry and Structure of Al-Cu-Fe Quasicrystalline Coatings, Journal of Thermal Spray Technology, 5 (1996), 161–174.

8. E. Ura-Binczyk, N. Homazava, A. Ulrich, R. Hauert, M. Lewandowska, K.J. Kurzydlowski, P. Schmutz, Passivation of Al-Cr-Fe and Al-Cu-Fe-Cr complex metallic alloys in 1 M H2SO4 and 1 M NaOH solutions, Corrosion Science, 53 (2011), 1825–1837.

9. Joachim Wloka and Sannakaisa Virtanen, Microstructural Effects on the Corrosion Behavior of High-Strength Al-Zn-Mg-Cu Alloys in an Overaged Condition, J. Electrochem. Soc. 154 [8] C411–C423 (2007).

10.Ryabtsev, S.I., Polonskyi, V.A. & Sukhova, O.V. Structure and Corrosion of Quasicrystalline Cast Alloys and Al-Cu-Fe Film Coatings. Mater Sci 56, 2020 (DOI: 10.1007/s11003-020-00428-8).

ПОДГОТОВКА КАДРОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

УДК 303.732.4

ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова

СамГТУ, Самара, Россия, tuponosova.ep@mail.ru

BUILDING THE MATHEMATICAL MODEL OF OIL COMPANY EFFICIENCY

P.A. Golovanov, E.P. Tuponosova
SamGTU, Samara, Russia, tuponosova.ep@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрен анализ крупнейшей отрасли экономики, связанной с добычей, переработкой, транспортировкой и продажей нефти и нефтепродуктов и крупнейшего производителя нефти в России ПАО «НК «Роснефть». Рассмотрена динамика объема нефтепереработки с 2006 по 2021 годы. В работе решена задача построения математической модели в виде степенной функции кадрового обеспечения эффективности работы в ПАО «НК «Роснефть», где в качестве входных данных взято количество работников в «НК «Роснефть» и количество молодых специалистов, принятых на работу после окончания вузов, а выходным параметром эффективности работы рассматривается объем нефтепереработки ПАО «НК «Роснефть».

Ключевые слова: нефтяная отрасль, математическая модель, ПАО «НК «Роснефть», объем нефтепереработки, количество работников, количество молодых специалистов.

Одной из крупнейших и важнейших отраслей экономики, связанной с добычей, переработкой, транспортировкой и продажей нефти и нефтепродуктов является нефтяная отрасль, значение которой для Российской и мировой экономики очень важно. Российская Федерация является третьей страной по величине производства нефти в мире после США и Саудовской Аравии. Согласно официальной статистике в России в день добывается 11 млн. баррелей нефти в день[1]. В связи с этим, экономика России очень сильно зависит от стоимости нефти, значительная часть бюджета страны пополняется за счет доходов от экспорта и продажи нефти и газа.

К крупным российским нефтяным компаниям относиться Роснефть, Лукойл, Газпром нефть, Сургутнефтегаз и другие. Эти компании занимаются добычей, транспортировкой, переработкой и продажей нефти на внутреннем и международном рынках. Для успешного развития нефтяной отрасли важное значение имеет кадровое обеспечение.

Лидером российской нефтяной отрасли и одной из крупнейших нефтяных компаний является ПАО НК «Роснефть». Около 40 % добычи нефти в России и около 14 % добычи газа в России приходится на ПАО НК «Роснефть». 13 крупных нефтеперерабатывающих заводов в России и около 3000 АЗС принадлежит компании ПАО НК «Роснефть».

Основными видами деятельности ПАО НК «Роснефть» является поиск и разведка месторождений углеводородов, добыча нефти, газа и газового конденсата,

нефтепереработка и нефтехимия, реализация нефти, газа и продуктов их переработки на территории России и за её пределами и др.

В настоящее время ПАО НК «Роснефть» включена в перечень стратегических предприятий России, так как проекты, реализуемые в компании, оказывают стабилизирующее воздействие на экономику России. На всех этапа производства, предприятие использует современные и передовые технологии. Для работы на предприятиях, кроме наличия современного оборудования и техники, необходимы специалисты и кадры, которые будут работать и обслуживать это оборудование.

Кадровое обеспечение играет ключевую роль в стабильной и эффективной работе предприятий нефтегазовой отрасли, а высокий уровень квалификации специалистов обеспечивает бесперебойное функционирование производства.

В работе предлагается построить математическую модель эффективности работы ПАО «НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения. Для построения математической модели в виде степенной функции объема нефтепереработки в ПАО «НК «Роснефть» взяты исходные данные статистические данные финансовой отчетности [3], где в качестве входных данных взяты количество работников в ПАО «НК «Роснефть» и количество молодых специалистов, принятых на работу после окончания вузов, а выходным параметром эффективности работы рассматривается объем нефтепереработки.

Исходные данные для моделирования представлены в таблице 1.

Таблица 1 Показатели предприятия ПАО «НК «Роснефть»

Год	Объем нефтепереработки ПАО «НК «Роснефть», млн. т.	Количество работников, тыс. чел.	Количество молодых специалистов, тыс. чел.
2006	24	74,024	0,8
2007	40,2	105,903	0,9
2008	49,3	170,872	0,9
2009	49,83	166,951	0,94
2010	50,49	167,85	1,02
2011	57,86	168,37	1,035
2012	61,58	166,1	1,065
2013	90,12	228	1,069
2014	99,83	248,9	1,197
2015	96,9	261,5	1,398
2016	100,26	295,8	1,273
2017	112,8	318	1,437
2018	115	325,6	1,459
2019	110,2	334,6	1,36

Год	Объем нефтепереработки ПАО «НК «Роснефть», млн. т.	Количество работников, тыс. чел.	Количество молодых специалистов, тыс. чел.
2020	103,98	355,9	1,009
2021	106,1	334,6	1,066

Для эффективности работы ПАО «НК «Роснефть» и для обеспечения устойчивого развития отрасли важен показатель количества работников ПАО «НК «Роснефть». С каждым годом происходит старение работников, их переезд и другие подобные человеческие факторы, кроме того, внедрение современных технологий, требует специалистов новых профессиональных компетенций.

Количество сотрудников компании на протяжении всего периода с 2006 по 2021 год увеличивается и в 2021 году составило 334,6 тыс. человек, что связано с расширением и укреплением деятельности компании. Максимальное количество работников составило 355,9 тысяч человек в 2020 году, а сокращение штата на 6% в 2021 году может быть связанно с макроэкономическими факторами, включающими снижения спроса на нефтепродукты и пандемию Covid-19, а также с снижением потребности в трудовых ресурсах.

Огромное внимание ПАО «НК «Роснефть» уделяет привлечению молодого поколения к работе в компании. Например, на территории Самарской области в ПАО НК «Роснефть» функционирует единая корпоративная система подготовки кадров, которая обеспечивает профессионально-технический уровень компетентности сотрудников совместно с учебными заведениями, например с Самарским государственным техническим университетом (СамГТУ). Преподаватели СамГТУ обучают школьников «Роснефть-классов» углубленным предметам, таким как математика, физика, начертательная геометрия. Ежегодно около 300 студентов СамГТУ, проходят практику на предприятии с последующим трудоустройством. Также в СамГТУ в Институте дополнительного образования большое количество специалистов - нефтяников проходят повышение квалификации, дополнительную подготовку и переподготовку и по всем направлениям нефтяной промышленности по программам «Нефтяное дело», «Геология», «Капитальный ремонт скважин», «Машины и оборудование нефтяных и газовых скважин», «Разработка нефтяных и газовых скважин», «Бурение нефтяных и газовых скважин» и др. и получить диплом о дополнительном образовании, а также студенты могут обучиться по рабочим специальностям на помощника бурильщика капитального ремонта скважин, помощника бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения, слесаря по ремонту технологических установок, оператора по добыче нефти и газа и др. [4, 5].

Математическую модель эффективности работы ПАО «НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения в степенной форме строится в виде (1)[4, 6]:

$$Y = A \cdot x_1^{\alpha} \cdot x_2^{\beta}, \quad (1)$$

где A - масштабный коэффициент, α, β - функции эластичности (чувствительность), x_1 - количество работников в «НК «Роснефть», x_2 - количество молодых специалистов, принятых на работу после окончания вузов, Y - объем нефтепереработки.

Параметры модели (1) идентифицируются нелинейной аппроксимирующей функцией nlinfit в MATLAB[7, 8]. Для модели (1) получаем следующие значения функции эластичности: $A = 0{,}92$, $\alpha = 0{,}81$, $\beta = 0{,}45$.

Согласно полученным коэффициентам, математическая модель будет иметь вид (2):

$$Y = 0{,}92 \cdot x_1^{0{,}81} \cdot x_2^{0{,}45}, \quad (2)$$

Согласно полученным коэффициентам по математической модели (2), на эффективность работы «НК «Роснефть» в наибольшей степени влияет количество работников в «НК «Роснефть».

В таблице 2 представлены исходные и модельные данные по математической модели (2).

Таблица 2 Исходные и модельные данные объема нефтепереработки

Год	Объем нефтепереработки ПАО «НК «Роснефть», млн. т.	
	Исходные данные	Модельные данные
2006	24	26,96
2007	40,2	37,97
2008	49,3	55,89
2009	49,83	55,94
2010	50,49	58,29
2011	57,86	58,83
2012	61,58	58,95
2013	90,12	76,27
2014	99,83	86,16
2015	96,9	96,18
2016	100,26	101,85
2017	112,8	114,06
2018	115	117,05
2019	110,2	115,92
2020	103,98	106,47
2021	106,1	103,84

Оценка качества моделирования математической модели производится коэффициентом детерминации, который равен $R^2 = 0{,}95$ [6].

На рисунке 1 представлены результаты моделирования объемов нефтепереработки в ПАО «НК «Роснефть».

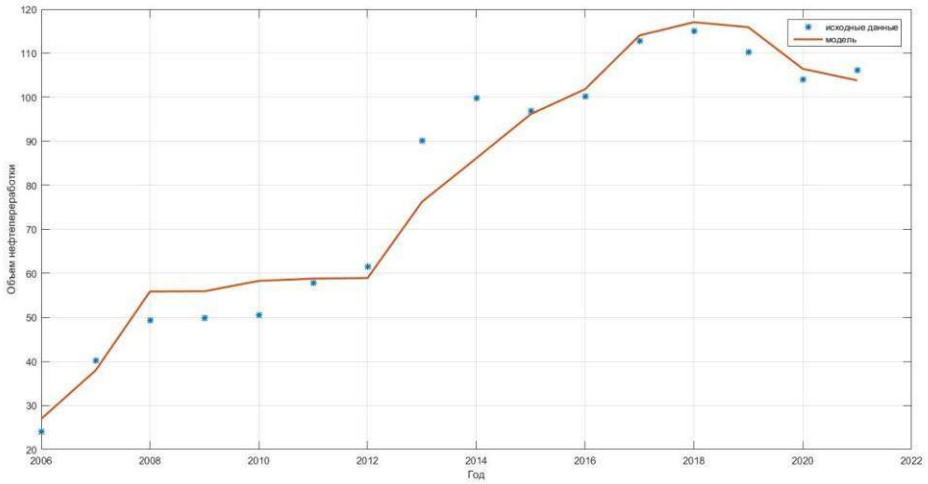


Рисунок 1 –Результаты моделирования

По рисунку 1 видно, что объем нефтепереработки в 2006 году составил 24 млн тонн, а в 2013 году зафиксировано резкое увеличение показателя на 31,7% по сравнению с предыдущим годом до 90,12 миллионов тонн. На 2021 год значение объема нефтепереработки составило 106,1 млн тонн, это можно охарактеризовать высокой необходимостью внутреннего и внешнего рынка в нефтяном сырье.

По полученной математической модели (2), можно сделать вывод, что степенная математическая модель является адекватной, может быть использована для дальнейшего прогнозирования эффективности работы ПАО «НК «Роснефть» за счет кадрового обеспечения, а зависимость объемов нефтепереработки от количества работников в «НК «Роснефть» и количества молодых специалистов, принятых на работу после окончания вузов с достоверностью 95% объясняется с помощью полученной математической модели.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. World Population. Oil Production by Country 2025. https://worldpopulationreview.com/country-rankings/oil-production-by-country
2. ПАО «НК «Роснефть». https://www.rosneft.ru/about/
3. ПАО «НК «Роснефть». https://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/Statements/
4. Тупоносова, Е. П. Управление кадровым обеспечением регионального производственного комплекса "вуз – нефтяной кластер" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тупоносова Елена Павловна, 2023. – 208 с.
5. Голованов, П. А. Целевое обучение и подготовка кадров для предприятий нефтяной промышленности в Самарской области / П. А. Голованов, Е. П. Тупоносова // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 1, № 1(16). – С. 350-355.
6. Дилигенский Н.В., Гаврилова А.А., Цапенко М.В. Построение и идентификация математических моделей производственных систем // 2005. Самара: Самар. гос. техн. ун-т. 126 с.

7. Дьяконов В. П. MATLAB. Полный самоучитель / В. П. Дьяконов. – М.: ДМК Пресс, 2012. – 768 с.
8. Чен К. MATLAB в математических исследованиях / К. Чен, П. Джиблин, А. Ирвинг. –М.: Мир, 2001. – 346 с.

УДК 378

ЗНАЧИМОСТЬ ПРАКТИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ В ФОРМИРОВАНИИ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ БУДУЩИХ ИНЖЕНЕРОВ

Л.А. Марченкова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
Larisa.mw@mail.ru

Аннотация. В данной статье акцентируется внимание на ключевой роли практической подготовки в формировании профессиональных компетенций будущих инженеров нефтегазовой отрасли. Цель исследования заключается в анализе значимости практико-ориентированного обучения как основного компонента образовательного процесса.

Ключевые слова: практическая подготовка, профессиональные компетенции, инженерное образование, нефтегазовая отрасль, производственная практика, практико-ориентированное обучение.

Введение в проблему подготовки кадров для нефтегазовой отрасли подчеркивает важность практико-ориентированного обучения. В условиях высокой технологичности и динамичного развития отрасли, недостаток практических навыков у выпускников может привести к трудностям в их трудоустройстве и адаптации на производстве.

Таким образом, необходимо рассмотреть возможные пути повышения доли практических занятий в образовательных программах, а также внедрение инновационных методов обучения, которые могут помочь студентам лучше подготовиться к реальным условиям работы в нефтегазовой отрасли. Это включает в себя возможность участия в стажировках, проектной деятельности и междисциплинарных проектах, которые могут значительно улучшить навыки и компетенции будущих специалистов. Задача подготовки высококвалифицированных кадров в нефтегазовой отрасли требует комплексного подхода, который сочетает теоретические знания с практическими навыками и опытом. Проблема усиления практической направленности инженерного образования действительно привлекает внимание многих исследователей, и их мнения подтверждают важность интеграции практического обучения в образовательный процесс.

М.А. Соловьев подчеркивает, что практическая подготовка должна быть неотъемлемой частью всего образовательного процесса, что подразумевает необходимость создания условий, при которых студенты не только усваивают теоретические знания, но и получают практический опыт, который поможет им в будущей профессиональной деятельности. Это означает, что учебные курсы должны

быть спроектированы таким образом, чтобы каждый элемент обучения включал в себя элементы практики [3].

А.А. Вербицкий, в свою очередь, акцентирует внимание на том, что практико-ориентированное обучение должно основываться на моделировании реальных условий будущей работы. Это позволяет студентам не только изучать теорию, но и применять её в контексте реальных задач и ситуаций, что способствует лучшему пониманию материала и развитию необходимых навыков [1].

В.А. Овтов добавляет, что погружение студентов в профессиональный контекст и их активное участие в решении практических задач являются ключевыми элементами эффективного обучения. [2].

Таким образом, объединение точек зрения этих исследователей подчеркивает необходимость комплексного подхода к образовательному процессу, который включает в себя как теоретические, так и практические элементы, что, в свою очередь, будет способствовать подготовке высококвалифицированных специалистов, готовых к вызовам нефтегазовой отрасли.

В отечественной высшей школе также накоплен определенный опыт практико-ориентированного обучения инженеров-нефтяников, но несмотря на отдельные позитивные примеры, проблема практической подготовки инженеров-нефтяников остается весьма острой. Все это говорит о необходимости поиска новых подходов к организации практической подготовки будущих инженеров нефтегазовой отрасли. Ключевыми направлениями здесь могут стать:

-Увеличение доли практических занятий.

-Модернизация лабораторной и тренажерной базы.

-Привлечение опытных специалистов-практиков.

-Разработка практико-ориентированных учебных курсов.

-Внедрение современных образовательных технологий .

Реализация предложенных мер действительно требует системного подхода и активного сотрудничества между вузами и предприятиями. Только при тесном взаимодействии можно будет создать образовательную среду, которая будет отвечать современным требованиям и готовить высококвалифицированных специалистов для нефтегазовой отрасли. Этот подход не только повысит качество образования, но и сделает его более актуальным в условиях постоянно меняющегося рынка труда.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вербицкий А.А. Контекстно-компетентностный подход к модернизации образования // Высшее образование в России. 2010. № 5. С. 32-37.

2. Овтов, В.А. Использование САПР как инструмента при формировании инженернографических компетенций студентов технических специальностей // МНКО. 2019. № 5 (78). С. 30-32.

3. Соловьев М.А., Полетаева А.Е., Чепур А.Ю. Зарубежный опыт практикоориентированного обучения инженеров // Современные проблемы науки и образования. 2021. № 4. С. 125-136.

УДК 378

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛАТФОРМЫ MOODLE С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ СТУДЕНТОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ

Л.А. Марченкова, А.А. Толкунова

СамГТУ, Самара, Россия,
Larisa.mw@mail.ru, nastena_tolkunova@mail.ru

Аннотация. Предметом статьи является обеспечение качества подготовки студентов при реализации дистанционного обучения. Объект статьи: образовательная технология дистанционного обучения Moodle. Цель работы: анализ педагогических условий, способствующий максимальному использованию потенциала платформы Moodle при реализации дистанционного обучения в техническом ВУЗе.

Ключевые слова: дистанционное обучение, образовательная технология, профессиональная подготовка, технические специалисты.

В условиях глобализации и стремительных изменений в социально-экономической сфере дистанционное образование и связанные с ним образовательные технологии, являются важной частью современного высшего образования. В связи с этим, система обучения в высшей школе должна быть не только адаптивной, но и инновационной, что в свою очередь предполагает внедрение разнообразных форм обучения, включая дистанционные и смешанные модели способные обеспечить доступ к знаниям обучающимся, находящимся в разных уголках страны и мира.

Современные дистанционные технологии обладают рядом несомненных преимуществ, таких как доступность, гибкость в обучении, возможность индивидуального темпа обучения и использование современных информационных технологий, что позволяет совмещать учебный процесс работой и другими обязательствами, что в условиях современного ритма жизни особенно актуально.

Успешная интеграция дистанционных образовательных технологий в образовательный процесс может значительно повысить качество образования и сделать его более доступным для всех категорий населения, что в свою очередь будет способствовать формированию более высококвалифицированных специалистов.

В контексте этого, одной из задач образовательных учреждений становится не только разработка новых учебных программ, учитывающих применение дистанционных технологий, но и создание сопутствующей инфраструктуры, которая будет поддерживать реализацию этих программ и помогать в решении возможных проблем.

Дистанционная форма обучения включает в себя применение разнообразных форм и методов, а так же учебных материалов, содержащих не только традиционные вопросы и задачи, но и интеграцию обучающихся в процесс на основе их личного опыта и реальных рабочих ситуаций.

Целью исследования является анализ педагогических условий, способствующий максимальному использованию потенциала платформы Moodle при реализации дистанционного обучения в техническом ВУЗе [3].

Успешное дистанционное обучение требует не только качественного контента и технологий, но и активного вовлечения студентов в образовательный процесс. В

связи с чем, преподаватели и образовательные учреждения должны разрабатывать методики, способствующие развитию самоорганизации и мотивации повышения уровня знаний обучающимися, а взаимодействие преподавателя и студента должно быть двусторонним, где преподаватель не только передает информацию, но и обучающиеся могут задавать вопросы, обсуждать материал и участвовать в групповых проектах.

Платформой, которая позволяет создать единое учебное информационное пространство для обучающихся и преподавателей, сочетая в себе традиционные формы обучения с ИКТ обладает система дистанционного обучения (СДО) Moodle (англ. Modular ObjectOriented Dynamic Learning Environment) [1].

Система дистанционного обучения Moodle представляет собой современный инструмент, позволяющий интегрировать цифровые технологии в учебный процесс и не только способствует улучшению качества образования, но и создает более гибкую и доступную образовательную среду для всех участников [2]. Ее использование позволяет получать доступ к учебным материалам в любое время и из любого места, что особенно важно для студентов с гибким графиком или ограниченными возможностями; платформа Moodle поддерживает различные форматы контента, включая текстовые документы, видеолекции, интерактивные тесты и задания, что позволяет преподавателям использовать разнообразные методы обучения и адаптировать учебные материалы под нужды отдельных студентов, создавая персонализированные образовательные маршруты. В системе доступны форумы, чаты и другие инструменты, которые дают возможность общаться студентами и преподавателям: Moodle позволяет создавать тесты и анкеты, предоставляя возможность быстро оценивать знания студентов и содержит инструменты для мониторинга успеваемости, что облегчает процесс анализа результатов обучения и помогает выявить области, требующие дополнительного внимания.

Таким образом, разработанный курс в системе Moodle не только соответствует современным требованиям образовательных стандартов, но и создает базу для формирования у студентов навыков, необходимых для успешной карьерной деятельности в сфере геологии нефти и газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Быков В.Е., Кухаренко В.Н., Сиротенко Н.Г. и др. Технология разработки дистанционного курса: учебное пособие / под ред. В.Е. Быкова и В.Н. Кухаренко. — Киев, 2008

2. Кравченко Галина Владимировна Использование дистанционной среды Moodle в образовательном процессе студентов дневной формы обучения // Известия АлтГУ. 2013. №2 (78). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-distantsionnoy-sredy-moodle-v-obrazovatelnom-protsesse-studentov-dnevnoy-formy-obucheniya (дата обращения 08.04.2024).

3. Марченкова Л.А. ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ РЕЧЕВЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ. Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Социальные, гуманитарные, медико-биологические науки. 2022. Т. 24. № 83. С. 53-58

УДК 372.016.54

ПРАКТИКА ОРГАНИЗАЦИИ ХИМИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПРИ ИЗУЧЕНИИ КУРСА «ОБЩАЯ И НЕОРГАНИЧЕСКАЯ ХИМИЯ»

О.Ю. Афанасьева

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: *bingry@icloud.com*

Аннотация. Для формирования у студентов ИНГТ требуемых образовательным стандартом компетенций при изучении технических дисциплин возникает потребность в освоении техники химического эксперимента. Это позволяет им приобрести необходимые в дальнейшем обучении теоретические и практические навыки.

Ключевые слова: химия, химический эксперимент, функции эксперимента, лабораторная работа, химические превращения.

Химия, являясь наукой экспериментальной, требует серьезного подхода в организации учебного процесса в области постановки химического эксперимента. Основные законы химии целесообразно подтверждать экспериментально. Это способствует лучшему пониманию и усвоению этих закономерностей студентами, формированию базы для изучения последующих дисциплин химического и технического нефтегазового профиля. Необходимость химического эксперимента в процессе обучения отмечают в своих работах В.С. Полосин, Л.А. Цветков, Г.М. Чернобельская [1, 2, 3] и др.

В работах Т.С. Назаровой [4] эксперимент рассматривается как специфическое средство обучения. Д.М. Кирюшкин, В.С. Полосин, В.Н. Верховский [1, 5, 6] считают лабораторный практикум важным средством наглядности, необходимым для закрепления и применения знаний при решении различного рода экспериментальных задач, в том числе профессиональных [1, 5].

Процесс подготовки бакалавров института нефтегазовых технологий (ИНГТ) СамГТУ происходит по нескольким направлениям. При этом часть студентов изучает дисциплины химического профиля более углубленно. Это направления 18.03.02 – Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии и 19.03.01 - Биотехнология. Несмотря на то, что студенты обучаются в одном учебном потоке, общий объем дисциплины и количество лабораторных работ у них существенно отличается. У направления 18.03.02 это 360 часов: 252 часа в первом семестре и 108 во втором. У направления 19.03.01 – 288 часов: 144 часа в первом семестре и 144 часа во втором. Больше методических проблем с организацией учебного процесса возникает при разработке рабочей программы дисциплины направления 18.03.02. Это связано с тем, что очень мало часов выделяется на аудиторную работу, но много часов на самостоятельную работу студентов. В первом семестре из 252 часов аудиторная работа занимает всего 64 часа. Из них лекционные занятия – 32 часа, практические занятия – 16 часов и лабораторные занятия – 16 часов. Итого на выполнение лабораторного практикума студентам отводится всего 4 занятия в семестр, по одному занятию в месяц, что крайне мало для формирования устойчивых понятий и навыков проведения эксперимента. Очень большое количество часов отводится на самостоятельную работу студентов – 145 в первом семестре, что является крайне нецелесообразным, так как химия все же является

преимущественно экспериментальной наукой. Поступая на данное направление, с этого года студенты должны предоставить результаты сдачи ЕГЭ по химии, что в целом должно повышать качество базовой химической подготовки, но, как показывает входное тестирование, средний балл не выше, чем в прошлые годы, когда студенты проступали по результатам сдачи ЕГЭ по физике. В процессе изучения курса «Общая и неорганическая химия» студенты получают возможность экспериментально изучить некоторые способы получения, физические и химические свойства веществ, получить навыки проведения эксперимента, обработки результатов, составления отчетов. Основным способом обучения является специально организуемая учебная деятельность студента под управлением преподавателя. Выбор тем лабораторных работ в таких условиях должен быть методически обоснован. С точки зрения принципов планомерного формирования умственных действий и принципов деятельности отобраны следующие темы.

Изучение понятия фактор эквивалентности, молярная масса эквивалента, молярный объем эквивалента, закона эквивалентов является основополагающим для понимания закономерностей процессов. В дальнейшем его используют для качественного и количественного анализа. Данная тема не изучается в школьном курсе химии. На первой лабораторной работе по теме «Определение молярной массы эквивалента металла» студенты осваивают методику эксперимента, изучают измерительные устройства, способы обработки результатов, вычисления погрешности эксперимента. Они получают базовые навыки качественного анализа, определяют неизвестный металл, приобретая знания, необходимые изучения последующих тем и для дальнейшего изучения курсов «Аналитическая химия», «Органическая химия», «Физическая химия» и др.

Экспериментальное изучение основополагающей для всей химии темы «Классы неорганических соединений» показывает генетическую взаимосвязь между различными классами неорганических веществ. Студенты изучают основные способы получения оксидов, кислот, оснований, солей и их взаимные превращения. Осваивают основные типы реакций, наблюдают и отмечают в лабораторном журнале признаки протекания реакций, экспериментально подтверждают полученные на лекции и практическом занятии теоретические знания.

При изучении темы «Приготовление растворов» студенты осваивают один из базовых методов приготовления растворов и основной метод количественного анализа - титрование. Изучают химическую посуду, несколько видов измерительных устройств, экспериментально подтверждают закон эквивалентов для реакции нейтрализации. Полученные знания и навыки так же необходимы при изучении последующих дисциплин и для дальнейшей профессиональной деятельности в лабораториях.

При изучении темы «Окислительно-восстановительные процессы» изучаются процессы, связанные с переносом заряда. Рассматриваются теоретические и прикладные вопросы протекания реакций такого типа, подтверждаются многие закономерности, в том числе законы превращения и сохранения энергии. Студенты учатся собирать модели химических источников тока, изучают процессы, протекающие в них, учатся проводить необходимые расчеты, получают представления о самопроизвольных и несамопроизвольных процессах.

Во втором семестре лабораторный практикум так же состоит из 4-х лабораторных занятий по 4 часа 1 раз в месяц. Изучаются темы из раздела «Химия элементов». Здесь при выборе тем целесообразно рассмотреть как соединения

металлов, так и неметаллов. Поэтому методически обоснованно выбрано изучение соединений олова и свинца; серы; галогенов и хрома, как наиболее типовых и показательных. При изучении получения и свойств галогенов и соединений серы предусмотрен не только учебный эксперимент, который предполагает смешивание заранее указанных веществ и наблюдение за признаками реакций, но и проведение исследовательского эксперимента, направленного на определение неизвестных веществ. Таким образом, студенты приобретают навыки качественного анализа и учатся применять полученные знания и сведения о качественных реакциях при самостоятельном планировании и проведении эксперимента. Результаты анализа оформляются в виде таблиц и в дальнейшем способствуют формированию системных знаний о веществах и их свойствах, а так же о качественных реакциях и методике качественного анализа.

Комплексная оценка за лабораторную работу включает оформление отчета по работе в лабораторном журнале. Студенты должны записать уравнения реакций, наблюдения и выводы к каждому опыту, произвести необходимые расчеты, построить графики, таблицы, сделать общий вывод по выполненной работе. Так же по каждой теме должна быть изучена лекция, выполнено домашнее задание, приведены ответы на контрольные вопросы. Все это позволяет получить баллы за часть выполненной работы, что в дальнейшем дает возможность получить оценку по изучаемому предмету без прохождения процедуры промежуточной аттестации (экзамана).

В процессе обучения эксперимент выполняет различные дидактические функции, в том числе эвристическую, корректирующую, исследовательскую, обобщающую.

Использование химического эксперимента в рамках лабораторного практикума способствует развитию у студентов критичности, самостоятельности мышления, повышению умственной активности и интереса к химии. В процессе его выполнения обучающиеся подтверждают единство теории и эксперимента, осознают практическую значимость и возможность творчески применять свои знания [6].

Таким образом, химический эксперимент является ключевым средством познания в процессе изучения курса «Общая и неорганическая химия» и помогает студентам глубже усвоить теоретические знания, подготовить их к будущей профессиональной деятельности.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Полосин В.С., Прокопенко В.Г. Практикум по методике преподавания химии: учеб. пособие для студентов пед. ин-тов по спец. «Химия» / В.С. Полосин, В.Г. Прокопенко. - 6-е изд., перер. - М.: Просвещение, 1989. – 223 с.

2. Цветков Л.А. Общая методика обучения химии. Содержание и методы обучения химии: пособие для учителей. - М.: Просвещение, 1981. - 224 с.

3. Чернобельская Г.М. Теория и методика обучения химии. - М.: Дрофа, 2010. - 320 с.

4. Назарова Т.С. Грабецкий А.А. Химический эксперимент в школе. - М.: Просвещение, 1987. - 240 с.

5. Кирюшкин Д.М. Методика обучения химии: учеб. пособие для пед. ин-тов. М.: Просвещение, 1970. - 495 с.

6. Верховский В.Н. Техника химического эксперимента. - М.: Просвещение, 1975. 384 с.

УДК 378.147

ПРОЕКТНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КАК МОСТ МЕЖДУ ТЕОРИЕЙ И ПРАКТИКОЙ: РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ДАТЧИКОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ОТЕЧЕСТВЕННОМ ПО

М.В. Петровская

СамГТУ, Самара, Россия, petrovsk_m_v@mail.ru

В статье представлен подход к проектной деятельности студентов — разработка интеллектуальных датчиков и СППР на основе моделирования в отечественном ПО «МИР ПиА Процесс+». Показано, как интеграция искусственного интеллекта и технологических дисциплин способствует формированию профессиональных и командных компетенций, а взаимодействие с промышленными партнёрами обеспечивает практическую значимость проектов в условиях импортозамещения.

Ключевые слова: проектное обучение, интеллектуальные датчики, цифровизация образования, подготовка инженерных кадров.

Современная подготовка инженеров для нефтегазовой отрасли требует постоянной адаптации к технологическим изменениям. Цифровизация производства, внедрение методов искусственного интеллекта и переход на отечественное программное обеспечение создают новые задачи для образовательных программ. В этой ситуации проектное обучение становится не просто методическим приемом, а способом формирования у студентов практических навыков, необходимых для решения реальных производственных задач. Ключевой вызов заключается в том, чтобы проекты были одновременно достаточно простыми для восприятия студентами разных курсов и сложными с инженерной точки зрения, позволяя развивать как профессиональные, так и командные компетенции.

Предметом рассмотрения в данной статье является опыт организации учебных проектов, направленных на разработку интеллектуальных датчиков и систем поддержки принятия решений (СППР) с использованием отечественного программного комплекса «МиР ПиА Поцесс+». Подход заключается в том, чтобы студенты, работая с типовыми схемами, осваивали не только принципы математического моделирования, но и методы генерации данных для обучения алгоритмов искусственного интеллекта. Это позволяет преодолеть разрыв между традиционными дисциплинами — термодинамикой, автоматизацией и машинным обучением — и формировать у обучающихся целостное представление о цифровых решениях в инженерии.

Структура проектов выстраивается таким образом, чтобы обеспечить вовлечение студентов с разным уровнем подготовки. Например, старшекурсники берут на себя задачи построения базовых моделей в МиР ПиА и интеграции результатов в пользовательские интерфейсы, тогда как младшекурсники могут участвовать в генерации синтетических данных. Объем работы регулируется количеством варьируемых параметров: увеличение компонентов в составе сырья или расширение диапазона режимов работы пропорционально увеличивают трудоемкость задачи. Это позволяет равномерно распределить нагрузку в командах из 6–10 человек на протяжении семестра, с объёмом 16 аудиторных часов и около 50 часов самостоятельной работы.

Важным аспектом методики является ее ориентация на решение конкретных инженерных проблем. Системы поддержки принятия решений фокусируются на оптимизации режимов работы оборудования при изменении свойств сырья — актуальной задаче для предприятий, где состав перерабатываемой нефти постоянно варьируется. Такая направленность проектов обеспечивает их практическую значимость и повышает мотивацию студентов, поскольку результаты их работы могут быть востребованы в промышленности.

Связь с реальными производственными условиями усиливается за счет взаимодействия с предприятиями отрасли. Заинтересованные индустриальные партнёры могут предоставить обезличенные эксплуатационные данные, например, по составу сырья или режимам работы конкретной установки, для которой требуется разработка. На основе этих данных студенческая команда создаёт цифровой двойник в программном комплексе «МИР ПиА Процесс+», генерирует обучающую выборку, разрабатывает и тестирует модель искусственного интеллекта, а затем упаковывает решение в простое приложение, например, для мобильного телефона. Готовый прототип передаётся партнёру для оценки и тестирования. Такое сотрудничество отвечает запросу предприятий на внедрение ИИ-решений и позволяет студентам работать с задачами, имеющими реальную инженерную значимость.

Практический результат такого подхода проявляется в формировании у студентов комплексных компетенций. Они осваивают не только специальные дисциплины, но и учатся работать в междисциплинарных командах, что отражает реальную структуру современных инженерных задач, где редко удается ограничиться узкой специализацией. Кроме того, проекты развивают soft skills — умение презентовать результаты, аргументировать технические решения и взаимодействовать с «заказчиками», в роли которых выступают как преподаватели, так и представители предприятий.

Таким образом, интеграция разработки интеллектуальных датчиков и СППР в учебный процесс решает несколько задач одновременно. Во-первых, она формирует у студентов практические навыки работы с современными инструментами цифровизации. Во-вторых, обеспечивает преемственность между теоретическими курсами и реальными производственными задачами. В-третьих, создает основу для устойчивого сотрудничества вуза с промышленностью, где учебные проекты могут эволюционировать в прототипы промышленных решений. В условиях технологических ограничений такой подход позволяет не только сохранить качество подготовки инженеров, но и адаптировать ее к новым реалиям, делая акцент на создании ценности с использованием доступных ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. МиР ПиА. Моделирование и расчет процессов и аппаратов. URL: https://mirpia.ru/about_product (дата обращения: 10.11.2025)

2. Коныгин, С. Б. Адаптивная система поддержания качества промысловой подготовки нефти с идентифицируемой моделью / С. Б. Коныгин, Д. В. Коноваленко, Д. А. Крючков // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2020. – Т. 28, № 4(68). – С. 32-49.

3. Крючков, Д. А. Использование программного продукта "МИР ПИА.Практикум" при подготовке специалистов по направлению "Технологические машины и оборудование" / Д. А. Крючков, С. В. Иваняков // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019 : сборник трудов МНТК, Уфа, 29 марта 2019 года. Том 2. – Уфа: УГНТУ, 2019. – С. 255-257.

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 38 Мб

Федеральное государственное бюджетное

Образовательное учреждение высшего образования

«Самарский государственный технический университет»

443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус