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

2026

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 ч2 / Отв. Редактор *П.Н. Букин* – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2026. – 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, 2026
©Самарский государственный технический университет, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

ВОДОРОСЛЕВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ КАК ОБЪЕКТ НЕФТЕДОБЫЧИ
В.Д. Кротова 11

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КАРСТОВОЙ ОПАСНОСТИ В ГОРОДЕ САМАРА НА УЧАСТКЕ «ТОЛЕВЫЙ–РЕЧНОЙ»
З.В. Абрамов 14

ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ БАССЕЙНА РЕКИ БОЛЬШОЙ КИНЕЛЬ
И.С. Айтуганова 17

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОВ ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
А.В. Бородин 21

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ФИШБОУН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ИЗ СЛОЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
М.И. Репин 25

МЕТОДЫ ПОДСЧЁТА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В СКВАЖИНАХ: ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЪЁМНОГО МЕТОДА (НА ПРИМЕРЕ ЛАПИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)
А.Э. Родин, А.Н. Явкин 29

ОТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ К ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧЕ: РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСТЬЕ РЕКИ СОК
М.П. Коробов 35

ТЕХНОГЕННЫЕ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ: УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ, КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСОБЕННОСТИ
Е.А. Таныгина, Н.С. Рощупкин, М.Г. Казазян 41

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ БИТУМОНОЗНОСТИ ЗАЛЕЖИ
Н.М. Прилипко, Е.Е. Коробова, А.А. Килина 45

АКТУАЛЬНЫЕ СПОСОБЫ ПРОВЕТРИВАНИЯ ПРИ ГОРНОРУДНЫХ РАБОТАХ
А.Е. Батищев 49

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
К.К. Хуаншкалиева, М.Г. Казазян 53

СОДЕРЖАНИЕ

ОСАДКОНАКОПЛЕНИЕ В ТИХОМ ОКЕАНЕ: ТИПЫ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ФАЦИАЛЬНАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ И СОВРЕМЕННЫЕ ДАННЫЕ О СКОРОСТЯХ СЕДИМЕНТАЦИИ
К.В. Кириллов 56

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

ВНЕДРЕНИЕ И ИНТЕГРАЦИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В БРИГАДАХ ЗБС(КР6)
М.С. Полев, С.Ю. Милькова 62

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ПРИ СИНУСОИДАЛЬНОМ ИЗГИБЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ
В.А. Маринич, П.А. Гаранин 71

СОВРЕМЕННЫЕ ВЯЗКОУПРУГИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ
А.А. Доронин, Е.О. Игнатьева 76

АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ
А.А. Уразаев, С.Н. Парфенова 84

КОНЦЕНТРАЦИЯ ХЛОРИДА КАЛЬЦИЯ В ВОДНОЙ ФАЗЕ ИНВЕРТНО-ЭМУЛЬСИОННОГО РАСТВОРА С ЗАПАСОМ НА РОСТ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ТИМАНО-САРГАЕВСКИХ ГЛИНАХ
М.А. Демидов, С.Н. Парфенова 87

ПРЕДЕЛЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ КАДРОВОГО ДЕФИЦИТА
С.А. Лукьянов, О.А. Нечаева 92

ОРИЕНТАЦИОННОЕ ОКНО ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА И ПРЕДЕЛЬНАЯ ДЛИНА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА В СЛОИСТЫХ АРГИЛЛИТАХ
Д.Р. Гумеров, К.А. Шиповский 99

БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СУШЕ, МОРЕ И ШЕЛЬФЕ

СВАРКА ТРЕНИЕМ КАК СПОСОБ СКРЕПЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ СКВАЖИНЫ ДВУХ ЭЛЕМЕНТОВ С ЦЕЛЬЮ ЛОВЛИ И ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОДНОГО ИЗ НИХ (АВАРИЙНОГО ОБЪЕКТА)
Р.А.О. Хасаев, В.Н. Аверкин, Г.В. Мельников 106

СОДЕРЖАНИЕ

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

ЗАХВАТНЫЕ МЕХАНИЗМЫ СКВАЖИННЫХ ЛОВИЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И МЕТОДЫ ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НА ОПЫТЕ РАБОТ ПО КРС В РЕСПУБЛИКЕ АЗЕРБАЙДЖАН
В.Н. Аверкин, Али Мохамед Абдельаал 113

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ СКВАЖИН: ОБЗОР И СИСТЕМАТИЗАЦИЯ
С.М. Таратухин 125

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СКВАЖИННЫХ ФРЕЗЕРНЫХ УСТРОЙСТВ
С. Вепаев, В.Н. Аверкин 129

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА, НА ЗАЛЕЖАХ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Ф.Х. Забихуллин, Н.Ю. Хохлова 144

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДВУХЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН
Ю.К. Алексанова, В.А. Бунин, Е.Г. Драницына 149

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
Н.М. Данилова 154

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЛОКАЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ МИКРОКЛИМАТА НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
В.А. Жук, Д.А. Мельникова 160

ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ В ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ УЗЛОВ ВВОДА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ
А.П. Лукашевич, М.А. Шейкина 163

ОБОСНОВАНИЕ ИНТЕРВАЛА РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ ВМЕСТИМОСТИ РЕЗЕРВУАРА
А.В. Шепелёв, А.А. Гашенко 167

СОДЕРЖАНИЕ

ПОРОГОВАЯ ТОЛЩИНА ОСАДКА КАК НЕДОСТАЮЩИЙ КРИТЕРИЙ ВКЛЮЧЕНИЯ РАЗМЫВА В СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ
А.В. Шепелёв, А.А. Гашенко 169

СТРОИТЕЛЬСТВО МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТНОСТИ
И.С. Данчин, С.А. Исаев, И.Н. Чечебейкин 172

АНАЛИЗ НАПРАВЛЕНИЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ПРУЖИННЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ
А.А. Гладков, А.А. Гашенко 176

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ СТЕНД ДЛЯ РЕСУРСНЫХ ИСПЫТАНИЙ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ
А.А. Гладков, А.А. Гашенко 181

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОЙ (ПОДПОРНОЙ) НАСОСНОЙ СТАНЦИИ ЗА СЧЕТ РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ
Е.М. Кукунин 185

АНАЛИЗ ПРИЧИНЫ САМОПРОИЗВОЛЬНОГО ИЗМЕНЕНИЯ НАСТРОЙКИ СБРОСНОГО ПРУЖИННОГО ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОГО КЛАПАНА
В.А. Ладанов 189

ИДЕНТИФИКАЦИЯ КОРРОЗИОННОГО УТОНЕНИЯ ПРУЖИНЫ СБРОСНОГО ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОГО КЛАПАНА ПО ЕЁ ЖЁСТКОСТИ
В.А. Ладанов 191

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА ПРИ НЕИЗВЕСТНОЙ ИСХОДНОЙ ТОЛЩИНЕ ЛИСТА
И.Е. Беспалов 193

КЛАССИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
А.И. Бухтояров, А.А. Афиногентов 200

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА ОТ ДЛИТЕЛЬНОСТИ НАХОЖДЕНИЯ В РЕЗЕРВЕ
А.Р. Зигануров, Ю.А. Багдасарова 203

СОДЕРЖАНИЕ

АНАЛИЗ ХАРАКТЕРНЫХ ПРИЧИН НАРУШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ, НАХОДЯЩИХСЯ ДЛИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ В РЕЗЕРВЕ
А.Р. Зигануров, Ю.А. Багдасарова *207*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ АППАКОВСКОГО ПУНКТА РЕГАЗИФИКАЦИИ ЭТАНА
А.И. Нурдаев, Г.М. Орлова *211*

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, КАК ОСНОВНОГО ЭЛЕМЕНТА ПУНКТОВ РЕГАЗИФИКАЦИИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ
А.И. Нурдаев, Г.М. Орлова *215*

АНАЛИЗ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТИПА НАСОСА ДЛЯ ЗАДАННОГО РЕЖИМА ПЕРЕКАЧКИ ПРИ ПОМОЩИ КОЛИЧЕСТВЕННОГО КРИТЕРИЯ, ОСНОВАННОГО НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ КОЭФФИЦИЕНТА БЫСТРОХОДНОСТИ РАБОЧЕГО КОЛЕСА
Д.И. Калмычков, Г.М. Орлова *218*

АНАЛИЗ НЕДОСТАТКОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПЯТЫ НАСОСОВ ТИПА ЦНСн И ОБОСНОВАНИЕ ЕЁ ЗАМЕНЫ ПОДШИПНИКОВЫМ УЗЛОМ
Д.И. Калмычков, Г.М. Орлова *224*

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОЙ (ПОДПОРНОЙ) НАСОСНОЙ СТАНЦИИ ЗА СЧЕТ РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ
Е.М. Кукунин *228*

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ 233

ПЕРСПЕКТИВЫ ВОВЛЕЧЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ АРОМАТИЧЕСКИХ ПОТОКОВ НЕФТЕХИМИИ В ПРОИЗВОДСТВО СТИРОЛА
И.О. Петухов, Б.Ю. Смирнов *234*

ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕРАБОТКИ ОТРАБОТАННЫХ МОТОРНЫХ МАСЕЛ
С.С. Павлова, К.В. Подгорбунских *242*

ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ НАНОЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
У.В. Зотова, А.Д. Хуснутдинова, А.М. Штеренберг *247*

СОДЕРЖАНИЕ

ЭКОНОМИКА ТЭК

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕРВИСЕ КАК ФАКТОР СТРАТЕГИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ОТРАСЛИ
И.Д. Соболев 255

ESG-ТРАНСФОРМАЦИЯ НА ПРИМЕРЕ СОВРЕМЕННОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА
Р.Ю. Бурков 261

АНАЛИЗ И ВОЗМОЖНОСТИ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
Е.С. Поротькин к.э.н., В.В. Быстрова 264

ПЕРЕХОД ТОИР НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА К ОБСЛУЖИВАНИЮ ПО СОСТОЯНИЮ НА БАЗЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА
Ф.И. Ильин, О.Ф. Вильгута 270

ЭКОНОМИКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ
А.А. Бобялкина 275

НЕОЧЕВИДНЫЕ АСПЕКТЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
Е.С. Поротькин, М.Ю. Игнатенко 281

ИНТЕГРАЦИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА И ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ АВТОТРАНСПОРТНОГО ХОЗЯЙСТВА: СКВОЗНАЯ ПРОСЛЕЖИВАЕМОСТЬ АКТИВОВ И ПЕРСОНАЛА В НЕФТЕГАЗОВОМ БИЗНЕСЕ
А.В. Клюев, Д.Ю. Фраймович 284

ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ДИСЦИПЛИНОЙ ТРУДА В СОВРЕМЕННЫХ ОРГАНИЗАЦИЯХ: ОБЕСПЕЧЕНИЕ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ
Т.Ю. Красикова, Е.С. Поротькин 290

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ
Чинков Евгений Сергеевич 297

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ КАК НАПРАВЛЕНИЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК
Чинков Евгений Сергеевич 304

СОДЕРЖАНИЕ

ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОИСШЕСТВИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ПРОЦЕССЕ ТРУДОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЧЕЛОВЕКА
М.А. Кривова *310*

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ
В.Е. Соколов, Л.В. Сорокина *315*

ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ПРЕДПРИЯТИИ: ПРИЧИНЫ, ПОСЛЕДСТВИЯ И МЕРЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
М.И. Мамонова, Л.В. Сорокина *318*

МЕТОДИКА ОРГАНИЗАЦИИ ВНУТРЕННЕГО РАССЛЕДОВАНИЯ АВАРИЙ НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ КАК ЭЛЕМЕНТ СИСТЕМЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ
Л.В. Сорокина, Д.К. Адыков *320*

ИССЛЕДОВАНИЕ РИСКОВ В СФЕРЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ: КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД
Д.В. Вавилова, Д.В. Коноваленко, К.В. Парфенов *323*

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

УДК 553.98:551.735(470.4)

ВОДОРОСЛЕВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ КАК ОБЪЕКТ НЕФТЕДОБЫЧИ

В.Д. Кротова

Научный руководитель- М.Г. Казазян старший преподаватель

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: nika-krotova-06@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается нефтегазоносность морских водорослевых отложений Среднего Поволжья и анализируется добыча углеводородов из этих пород. На основе комплексного анализа литологических, палеоэкологических и промыслово-геологических данных показано, что водорослевые известняки каменноугольного возраста являются одними из важнейших коллекторов нефти и газа в регионе. Приведены сведения о типах водорослевых отложений, их коллекторских свойствах, стратиграфической приуроченности залежей и механизмах миграции флюидов.

Ключевые слова: нефтедобыча, водорослевые известняки, коллектор, биогерм, Среднее Поволжье, каменноугольная система.

Введение

Значительная часть запасов углеводородов в Среднем Поволжье связана с карбонатными отложениями каменноугольного возраста, в формировании которых ведущую роль играли морские известковые водоросли. Водорослевые известняки характеризуются сложной структурой пустотного пространства и высокой изменчивостью коллекторских свойств. Анализ нефтедобычи из этих отложений позволяет выявить закономерности распространения залежей и оценить перспективы дальнейшего освоения.

Типы водорослевых отложений и их коллекторские свойства

Водорослевые отложения Среднего Поволжья представлены строматолитовыми, онколитовыми, биогермными и водорослево-детритовыми известняками [1]. Строматолитовые известняки образованы цианобактериями, имеют тонкослоистую текстуру и низкую проницаемость, что делает их плохими коллекторами. Онколитовые известняки формировались в зонах повышенной гидродинамики и обладают умеренной межзерновой пористостью. Наилучшими коллекторами являются биогермные известняки, сложенные известковыми зелёными и красными водорослями родов Donezella, Ungdarella, Komia и др. Пористость биогермных известняков составляет 8-25% (в среднем 15-18%), проницаемость - 10-500 мД. Доломитизация увеличивает пористость до 20-28% и проницаемость до 800 мД. Водорослево-детритовые известняки имеют пористость 10-15% и проницаемость 5-100 мД. Строматолитовые известняки обладают низкими коллекторскими свойствами из-за микритовой структуры [2].

Наиболее благоприятные условия для формирования водорослевых коллекторов существовали в каменноугольный период. Территория Среднего Поволжья располагалась в тропическом поясе (10-15° ю.ш.), температура поверхностных вод достигала 22-26°С, солёность была нормальной морской. Водоросли развивались на глубинах 5-40 м. Прозрачность воды была высокой, терригенный снос - низкий. Мощность каменноугольных отложений достигает 400-600 м, причём до 70-80% разреза составляют органогенные известняки. В визейском и серпуховском ярусах формировались крупные биогермные массивы высотой 30-50 м, а в башкирском ярусе - до 60-80 м при площади основания до нескольких квадратных километров. Вторичные процессы - доломитизация и выщелачивание - существенно улучшили фильтрационно-емкостные свойства пород. Степень доломитизации варьирует от частичной до полной. Каверзность в биогермах достигает 5-12% объёма породы [1].

Наиболее продуктивными являются башкирский и серпуховский ярусы каменноугольной системы. В визейском ярусе также присутствуют мощные пачки водорослевых известняков. В московском ярусе водорослевые известняки чередуются со строматолитовыми, что отражает периодическое обмеление бассейна. В позднем карбоне водорослевые сообщества сохраняются, но их роль в породообразовании постепенно снижается. В мезозойских и кайнозойских отложениях водорослевые известняки не образуют крупных биогермных построек и не имеют существенного значения как коллекторы нефти [3]. В верхнемеловых отложениях значительную роль играют кокколитофориды, формирующие писчий мел [4].

Водорослевые известняки каменноугольного возраста являются одними из важнейших нефтегазоносных горизонтов региона. Водорослевые биогермы образуют ловушки структурно-литологического типа. Высота нефтяных залежей достигает 50-80 м. Дебиты скважин варьируют от 10 до 150 т/сут. Нефти характеризуются средней плотностью (0,82-0,87 г/см³), низким содержанием серы (менее 1,5%) и парафинов (2-4%), что определяет их высокое качество [5]. Залежи приурочены к склонам сводовых поднятий, где сочетались небольшая глубина, хорошая освещённость и умеренная гидродинамика.

Механизм формирования залежей и миграции флюидов

Генерация углеводородов происходила в глинисто-карбонатных толщах девона и карбона, обогащённых органическим веществом. При погружении на глубины 2-4 км и достижении температур 80-120°С происходило термическое преобразование органического вещества с образованием нефти. Флюиды мигрировали по системе трещин и проницаемых пластов (Рис.1), аккумулируясь в ловушках, образованных водорослевыми биогермами и структурными поднятиями. Прогнозирование таких ловушек осуществляется с помощью трёхмерной сейсморазведки.

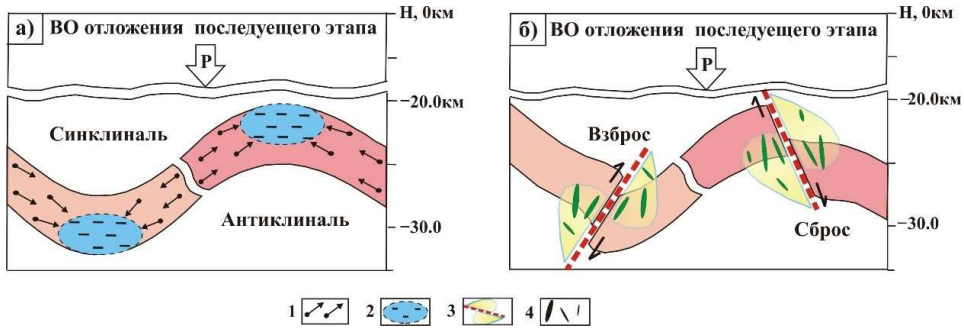


Рис. 1. Механизм локализации флюидов (а) и формирования рудных ловушек в замках складок (б). 1 - направление и пути движения флюидов в локальные зоны растяжения; 2 - зоны аккумуляции флюидов; 3 - рудные ловушки; 4 - рудные тела (по Н.И. Мишину) [6].

Дополнительным источником углеводородов могли служить битуминозные глины и горючие сланцы верхней юры, обогащенные сапропелевым органическим веществом. Однако эти толщи являются преимущественно нефтематеринскими, а не коллекторами.

Прогнозирование нефтегазоносности водорослевых отложений осуществляется на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных, включающего сейсморазведку, бурение и литолого-фациальное моделирование. Применение трехмерной сейсморазведки позволяет выявлять биогермные постройки в карбонатном разрезе и оценивать их коллекторский потенциал. Дальнейшее освоение связано с применением современных методов добычи, включая горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта.

Заключение

Водорослевые известняки каменноугольного возраста являются важнейшими коллекторами нефти в Среднем Поволжье. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают биогермные и доломитизированные разности. Наиболее продуктивны башкирский и серпуховский горизонты. Дальнейшее освоение связано с применением современных методов прогнозирования и добычи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Варенова Т.В., Моров В.П., Варенов Д.В. История развития палеографических обстановок на территории Самарской области // Институт экологии Волжского бассейна РАН. С. 3-10.
2. С.Ю. Малёнкина, А.В. Иванов. Палеогеновые столбчатые строматолиты местонахождения «Камышинские уши» (нижнее поволжье). С. 172-185.
3. Моров В.П., Морова А.А. Таксономический состав ископаемых диатомей Самарской области в свете проблем датировки палеоценовых комплексов. // Самарский государственный технический университет. 2023г. С. 4-15.
4. Брагина Л.Г., Брагин Н.Ю. Радиолярии в разрезе верхнемеловых отложений у села Новодевичье (Самарская область, Среднее Поволжье) // Геологический институт РАН, Москва. 2003г. С. 76-86.
5. Бортников М.П., Гусев В.В. Эпохи накопления углеводородов в фанерозойской истории Среднего Поволжья // Самарский государственный технический университет. 2016г. С. 1-4.

6. Панфилов А.Л. Условия образования эндогенных месторождений твердых полезных ископаемых. Лекция. С. 1-15.

УДК 624.131.29:551.44

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КАРСТОВОЙ ОПАСНОСТИ В ГОРОДЕ САМАРА НА УЧАСТКЕ «ТОЛЕВЫЙ–РЕЧНОЙ»

З.В. Абрамов

Научный руководитель – М. Г. Казазян старший преподаватель

Самарский государственный технический университет
Г. Самара, Россия
e-mail: zaharabramov2006@gmail.com

Карстовая опасность на территории г. Самара приобретает всё большую актуальность в связи с освоением участков, ранее считавшихся непригодными для строительства. Одним из таких мест является участок «Толевый–Речной» в Железнодорожном районе, приуроченный к самарскому водораздельному склону, в пределах которого развит карбонатно-сульфатный карст в казанских известняках и гипсах. Здесь зафиксировано более пятидесяти карстопроявлений преимущественно техногенно-карстового генезиса диаметром 1–20 м и глубиной 1–10 м, а категория устойчивости территории соответствует II–III (0,05–1 провал в год на 1 км²). Ведущим триггером активизации карстовых процессов выступают аварийные утечки из водонесущих коммуникаций. Новизна работы состоит в комплексной оценке карстовой опасности конкретного участка с раздельным учётом влияния природных и техногенных факторов провалообразования, что позволяет уточнить вклад каждого из них в формирование опасности. Полученные результаты могут быть использованы проектными и эксплуатирующими организациями при обосновании мероприятий по защите зданий, сооружений и линейных объектов инфраструктуры на территории Самарского склона.

Ключевые слова: карст, инженерно-геологическая оценка, карстовая опасность, устойчивость территории, техногенез.

Введение

Территория г. Самара характеризуется широким распространением карстово-суффозионных процессов, опасных для зданий и инфраструктуры. Согласно данным государственного мониторинга геологической среды, эти процессы зафиксированы в Железнодорожном, Октябрьском, Промышленном, Кировском и Красноглинском районах и выражаются в образовании карстовых полей, блюдцеобразных понижений и отдельных провалов; выявлено более 200 жилых домов и сооружений, подверженных деформациям [1]. Актуальность проблемы связана с продолжающимся освоением территорий, ранее считавшихся непригодными для строительства.

Геологическое строение и условия развития карста

Участок «Толевый–Речной» расположен на самарском склоне, между улицами Ново-Урицкой, Карьерной и Промышленности. В геологическом строении принимают участие отложения казанского яруса пермской системы [4]. Карстующиеся породы представлены казанскими известняками и гипсами. На большей части территории над ними залегают доломитовая мука и делювиальные суглинки с щебнем карбонатных пород. Мощность перекрывающих отложений варьируется от 0 до 20 м.

Такое строение соответствует покрытому карсту. Важная особенность покровных отложений - наличие карбонатно-сульфатных включений (прослои, линзы и карманы доломитовой муки, гипса, известковистых стяжений). В зонах интенсивного развития карстово-суффозионных процессов глинистые покровные отложения трещиноваты и макропористы, вследствие чего не могут выполнять роль покрышек карстующихся пород.

По составу карстующихся отложений участок относится к карбонатно-сульфатному типу карста (подтип доломитово-гипсовый) [1, 3]. Карстующиеся породы находятся в зоне аэрации, что создает благоприятные условия для нисходящего движения подземных вод и выщелачивания.

Проявления карста и их характеристики

В пределах участка зафиксировано более пятидесяти карстопроявлений - котловины, воронки, провалы, а также деформации жилых и производственных зданий. Естественные воронки большей частью спланированы (выположены); наряду с ними фиксируются и свежие проявления. Провалы в основном имеют техногенно-карстовый характер, их размеры: диаметр 1-20 м, глубина 1-10 м.

Зафиксированы деформации широкого спектра объектов: школа №18, цеха завода трансформаторов, жилые дома и надворные постройки по улицам Доменной, Долинной, Манежной, Чапаевской, Карьерной, Трехгорной, Луганской, Иртышской и другим. Характер деформаций - трещины, вывалы кирпичей, перекосы проемов, разрушение балконов, деформации отмосток. Показательным событием стала эвакуация жителей некоторых домов по ул. Долинной в 1962 г. из-за многочисленных провалов и деформаций.

Один из значительных провалов произошел в 2001 г. у станции Толевая. Причиной стали аварийные промышленные стоки к полотну железной дороги из коммуникаций близлежащего предприятия [2]. Этот случай показывает, что техногенно-карстовые провалы опасны не только для зданий, но и для линейных объектов инфраструктуры.

Факторы активизации карстовых процессов

Основной причиной активизации карстовых процессов на участке являются аварийные утечки из водонесущих коммуникаций. Деформации перечисленных зданий вызваны утечками из водонесущих коммуникаций. При обследовании объектов на Самарском склоне обнаружен ряд источников техногенного воздействия - прорыв горячей воды, нарушение работы водоканала.

Механизм активизации: агрессивные техногенные воды (особенно термальные воды канализационных коллекторов) попадают в трещиноватые покровные отложения и карстующиеся породы, вызывая интенсивное выщелачивание карбонатно-сульфатного заполнителя. Наиболее существенными являются агрессивные, термальные воды канализационных коллекторов.

Развитию процессов способствует также литологически неоднородный состав глинистых покрышек, в которых отмечается до 30 % карбонатных пород; при контакте с канализационными водами эти включения выщелачиваются. Трещиноватость грунтов способствует проникновению поверхностных вод в толщу и повышению их агрессивности по отношению к карстующимся породам [5].

Оценка устойчивости территории

На участке «Толевый–Речной» определены II-III категории устойчивости относительно карстовых провалов. Интенсивность провалообразования составляет 0,05–1 провал в год на 1 км², что соответствует территориям с относительно неустойчивым и неустойчивым состоянием.

Существенный методический вопрос - разделение природной и техногенной составляющих провалообразования. Отмечается, что все оценки провалообразования в Самарской области даются без этого разделения, и получается, что карстоопасность сводится к определению показателя частоты утечек из коммуникаций: чем чаще утечки, тем чаще образуются провалы и категория карстоопасности повышается. Для определения природной устойчивости необходим долговременный мониторинг участков с минимальным техногенным воздействием [3].

Рекомендации по защите территории

Для защиты территорий, подверженных карстово-суффозионным процессам, рекомендуются:

1. Максимальное сокращение инфильтрации поверхностных и сточных вод в грунт.
2. Тщательная вертикальная планировка и надежная ливневая канализация с отводом вод за пределы застраиваемых участков.
3. Борьба с утечками промышленных и хозяйственно-бытовых вод, особенно агрессивных.
4. Недопущение скопления поверхностных вод в котлованах в период строительства.
5. Строгий контроль качества гидроизоляции, укладки водонесущих коммуникаций и засыпки пазух котлованов.
6. Ограничение объемов откачки подземных вод.

Заключение

Карстовая опасность участка «Толевый-Речной» формируется наложением природных и техногенных факторов. Природная составляющая обусловлена наличием карбонатно-сульфатных карстующихся пород казанского яруса, перекрытых маломощными проницаемыми отложениями, не выполняющими роль надёжной покрышки. Сочетание этих факторов обусловливает отнесение территории к II-III категории устойчивости. Результаты применимы при изысканиях, проектировании и эксплуатации зданий и линейных объектов, а раздельный учёт факторов позволяет обоснованно назначать противокарстовые мероприятия. Перспективы дальнейших исследований - долговременный мониторинг эталонных участков с минимальным техногенным воздействием для объективной оценки природной устойчивости и уточнения категорий карстоопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Карст Самарской области / Самар. гос. техн. ун-т. - Самара, 2012. С. - 182
2. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации. - М.: Роснедра. С. - 74
3. Бортников М.П. Карстово-спелеологическое районирование Самарской области // Спелеология Самарской области. - Самара. С. - 157
4. Бортников М.П. Геология Самарской области: учеб. пособие. - Самара: СамГТУ, 2010. С. - 112
5. Хацкевич А.Н., Червинская О.П., Гудков Д.В., Айзель Г. Влияние тектонических структур и трещиноватости на развитие карстово-суффозионных процессов в поселке Серноводске Самарской области // Промышленное и гражданское строительство. - 2015. - № 8.

УДК 553.04:551.48

ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ БАССЕЙНА РЕКИ БОЛЬШОЙ КИНЕЛЬ

И.С. Айтуганова

Научный руководитель – М. Г. Казазян старший преподаватель

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

Аннотация. Рассмотрены физико-географические особенности, геоморфологическое строение и минерально-сырьевой потенциал бассейна реки Большой Кинель. Обобщены данные о распространении топливно-энергетических ресурсов (нефти, газа, природных битумов) и строительных материалов (песков, глин, карбонатных пород), а также проанализирована их связь с геологической историей региона.
Ключевые слова: бассейн реки, рельеф, полезные ископаемые, нефть, газ, осадочные отложения, геологические строение.

Введение

Пермский и мезозойский этапы представляют собой важнейшие периоды в геологической истории бассейна реки Кинель, в течение которых накапливались осадочные толщи, вмещающие разнообразные полезные ископаемые. Изучение этих этапов позволяет понять закономерности пространственного распределения месторождений нефти, газа и других полезных ископаемых, что имеет важное практическое значение для развития минерально-сырьевой базы региона.

Характеристика рельефа территории

Река Большой Кинель – правый приток р. Самара. Длина реки составляет 422 км. Бассейн реки площадью 14,9 тыс. км² занимает районы Высокого и Низкого Заволжья. Средняя высота водосбора составляет 154 м, средний уклон реки – 0,6 ‰. Начинаясь в Оренбургской области (196 км), река Большой Кинель пересекает еще и Самарскую область (226 км) в Похвистневском, Кинельском и Кинель-Черкасском районах.

Долина реки асимметрична: правый берег крутой с высотами до 180 м над уровнем моря, левый – более низкий, постепенно переходящий в речную долину в виде пологих склонов. В бассейне реки Большой Кинель насчитывается 39 притоков первого порядка. Основные 9 притоков имеют длину более 20 км: Малый Кинель (201 км), Кутулук (144 км), Мочегай (90 км), Сарбай (81 км), Саврушка (50 км), Ереуз (40 км), Аманак (35 км), Большая Кимла (27 км), Камышла (21 км).

Остальные 30 притоков имеют длину 10–20 км, характерным примером является водоток Черновка. Количество малых водотоков (длиной менее 10 км) в бассейне составляет 77. Общая протяженность малых речек составляет 279 км. Общее количество озер и водохранилищ в бассейне реки составляет 663 с общей площадью зеркала 18,6 км².

Бассейн реки Большой Кинель асимметричен по форме: правобережье относительно высокое и сильно расчленено. Рельеф левобережья отличается мягкостью очертаний и меньшей расчленённостью. Долина реки хорошо выражена, трапецеидальная, шириной в верховье – 1,5–2 км, в нижнем течении – 7–8 км. Преобладающая высота берегов от 2–4 до 6 м. Дно реки ровное, песчаное, на перекатах галечное, на плесах заиленное. Русло реки Большой Кинель очень извилистое. В пойме среднего течения реки встречается множество мелких старичных озер. В нижнем течении реки имеются заболоченные участки поймы [1].

Полезные ископаемые региона

Территория бассейна реки Большой Кинель находится в пределах Волго-Уральской нефтеносной провинции. Месторождения нефти и газа здесь контролируются куполовидными и брахиантиклинальными поднятиями, часто сгруппированными в системы линейно-вытянутых валов. К ним относятся Сокско-Шешминская, западное окончание Большекинельской, восточная часть Жигулевско-Самаркинской и Кулешовская системы валов. На территории залежи нефти приурочены к терригенной толще девона и терригенно-карбонатным отложениям карбона, а также к пермским отложениям.

Мухановское месторождение на рисунке 1 приурочено к брахиантиклинальной структуре широтного простирания, входящей в Жигулевско-Самаркинскую систему валов. Выявлено 13 нефтяных и газовых залежей в отложениях перми, карбона и девона. В кровле калиновской свиты казанского яруса разведана небольшая газовая залежь, размещающаяся в карбонатных коллекторах. Запасы газа по пласту в калиновской свите утверждены в количестве 11 млн м³. В кунгурском ярусе выявлена нефтяная залежь в карбонатных коллекторах [5].

Месторождения Кинель-Черкасское, Хилковское, Ново-Ключевское, Михайловско-Коханское, Подорненское, Малышевское имеют геологическую характеристику и параметры нефти, близкие к Мухановскому месторождению. Встречаются газонефтяные месторождения: Дмитриевское, Неклюдовское, Яблоневское, Уваровское. Они расположены в восточной части описываемой территории. Геологическая характеристика и параметры нефти близки к Мухановскому месторождению. Месторождения Кожемякское, Алтуховское, Южно-Уваровское и Долматовское — нефтяные, имеют небольшие запасы и поэтому не разрабатываются или находятся на консервации.

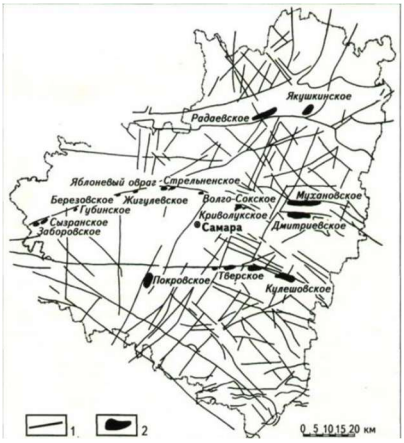


Рисунок 1. Схема разломов кристаллического фундамента и месторождений территории Самарского Поволжья

Все месторождения территории (Бугурусланское, Красноярское, Заглядинское, Асекеевское, Тарханское) тесно связаны с антиклинальными куполами Большекинельского вала. Наиболее перспективными в пермском комплексе служат терригенно-карбонатные отложения уфимского и казанского ярусов средней перми. Бугурусланское месторождение дало первую промышленную нефть Оренбуржья именно из отложений казанского яруса средней перми. Залежи нефти на месторождении сосредоточены в доломитах калиновской свиты казанского яруса, в песчаниках уфимского яруса и карбонатах кунгурского яруса нижней перми [2].

Обломочные породы состоят из обломков горных пород или минералов и представляют разноразмерные, остроугольные или окатанные, рыхлые или сцементированные механические осадки. По размерам обломков выделяются: крупнообломочные (псефиты), среднеобломочные (псаммиты), мелкообломочные (алевриты), пылеватые (пелиты). Глыбы, щебень и дресва на рассматриваемой территории распространены на водоразделах у подножия скальных выходов. Щебень и дресва составляют делювиальные отложения пологих водоразделов и склонов. Образование крупных окатанных псефитов связано с разрушением пермских и триасовых конгломератов. Гравий и галечник в коренных залеганиях отмечаются в нижнетриасовых отложениях. Брекчии и дресвяники залегают в верхней части нижнепермских, в нижней части верхнепермских породах.

Залежи галечника и гравия на данной территории известны в нижнем триасе. Разведано одно месторождение — Подгорненское. Оно расположено в 3 км восточнее с. Подгорное. Линза гравийно-песчаных пород длиной 750 м и шириной 500 м имеет мощность от 2 до 9 м, в среднем 4,5 м. Вскрышная толща — суглинки и глинистые пески, мощность до 6,9 м, в среднем 3,5 м. Полезная толща безводна. Используется этот гравий преимущественно в дорожном строительстве [3].

Песок — несвязанная и непластичная горная порода, основную часть которой составляют частицы, различимые простым глазом. Пески распространены в отложениях мезокайнозоя. По величине зёрен пески подразделяются на грубозернистые (1–2 мм), крупнозернистые (0,5–1 мм), среднезернистые (0,25–0,5 мм) и мелкозернистые и тонкозернистые (0,1–0,25 мм). На рассматриваемой

территории встречаются в основном мелкозернистые и тонкозернистые пески. По минеральному составу в отложениях встречаются полимиктовые пески — состоящие из обломков одного минерала. Пески приурочены к аллювию рек Сарбай, Большой и Малый Кинель, Кутулук. Качество песков низкое. Преобладают разности с большим содержанием глинистых и пылеватых частиц.

Сцементированные пески — песчаники — встречаются во всех отложениях, за исключением современных. Известны пермские медистые песчаники, юрские известковистые песчаники. Цемент песчаников бывает в основном кремнистого, карбонатного или глинистого состава. Состав песчаников полиминеральный. Например, песчаники казанского яруса состоят из кварца (20–25 %), полевых шпатов (8–12 %), обломков микрокристаллических пород (15–70 %) и карбонатных пород (10–70 %).

Различные по составу глины присутствуют во всех отложениях, но наиболее распространены в мезозойских осадках. Алевролиты представлены в отложениях пермского и юрского возраста. Аргиллиты встречаются среди верхнепермских терригенных пород. Однако в промышленности используются легкоплавкие глины, приуроченные к делювиальным и аллювиальным четвертичным отложениям для производства красного кирпича. На территории открыто Подбельское месторождение (суглинки первой надпойменной террасы р. Большой Кинель, мощность 4,2 м) и Кинель-Черкасское месторождение (суглинки средней мощностью 7,4 м, запасы 1,8 млн м^3).

Торф. На площади известны также залежи торфа, приуроченные к долине реки Большой Кинель. Все они небольших размеров и промышленного интереса не представляют.

Битумы. На территории известны пласты битумосодержащих пород среди различных образований палеозоя, но близко залегающее к поверхности месторождение битумов выявлено лишь одно — Верхнеорлянское месторождение с двумя участками — «Гудронный овраг» и «Линдов овраг». Линзообразные залежи битумосодержащих песчаников приурочены к песчано-мергелистой толще татарского яруса верхней перми. Мощность битуминозных песчаников на территории колеблется от 0,8 до 4,65 м и в среднем составляет 3,4 м при глубине залегания 6–11 м и более.

Сульфатные породы представлены гипсом и ангидритом. Главным минералом гипсовой породы является гипс. Подчинённое значение имеют ангидрит, карбонаты, соли, глинистые минералы. Пластовые и линзообразные залежи гипса приурочены к казанскому ярусу верхней перми. Гипс и ангидрит иногда входят в состав карбонатных и обломочных пород. На площади довольно широко распространены известняки и доломиты верхней перми. Значительные по мощности пласты карбонатных пород связаны с нижнеказанским подъярусом [4].

Заключение

Таким образом, территория бассейна реки Большой Кинель характеризуется широким разнообразием полезных ископаемых, среди которых выделяются топливно-энергетические ресурсы (нефть, газ, природные битумы) и разнообразные минерально-строительные материалы (глины, суглинки, пески, карбонатные породы). Такое разнообразие обусловлено длительной и сложной геологической историей региона, охватывающей пермский и мезозойский этапы осадконакопления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Селезнева А.В., Беспалова К.В., Селезнев В.А. Река Большой Кинель: гидрологические условия и качество воды // Самарская Лука: проблемы региональной и глобальной экологии, 2016. Т. 25, № 1. С. 176–180.
2. Мурзыванова С.В., Прохорова Н.В. Кинельские яры – уникальность и актуальные проблемы их сохранения // Степи Северной Евразии: материалы девятого международного симпозиума, Оренбург, 07–11 июня 2021 года. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2021. С. 585–588.
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Средневолжская. Листы N-39-XXII (Отрадный), N-39-XXVIII (Борское). Объяснительная записка. М.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1998. 116 с.
4. Бортников М.П. Геология Самарской области: учебное пособие. Самара: СамГТУ, 2010. 112 с.
5. Шашель А.Г., Шиповский А.П., Александров А.А. и др. Методы выявления и трассирования разрывных нарушений в Самарском Поволжье // Геология нефти и газа, 1998, № 12. С. 18–25.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОВ ЛИКВИДАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. Бородин

Научный руководитель – М.Г. Казазян, ст. преподаватель

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия
email: noobteam318@gmail.com

Аннотация. Рассмотрены вопросы применения программных комплексов для моделирования техногенных залежей углеводородов (ТЗУ) с целью разработки методов их ликвидации. Выявлены параметры, нуждающиеся в корректировке: геометрические, фильтрационно-емкостные, гидродинамические, термодинамические, гидрогеологические, граничные условия, инерционно-колебательные, ресурсно-экономические и хронологические. Описаны направления применения комплексов для локализации залежи, извлечения свободных углеводородов и доочистки пород с использованием реагентов.

Ключевые слова: техногенная залежь углеводородов, программные комплексы, моделирование, параметры, ликвидация, реагентная обработка, поверхностно-активные вещества

Введение. Техногенные залежи углеводородов формируются в породах зоны аэрации над региональным водоупором или на поверхности подземных вод в результате технологических потерь и утечек на предприятиях нефтяного комплекса. Они представляют собой сложные многокомпонентные динамические природно-

техногенные системы, требующие комплексной оценки и моделирования для последующей ликвидации. Традиционные методы оценки, основанные на инженерных изысканиях, дают лишь дискретное представление о состоянии залежи и не позволяют прогнозировать её поведение на долгосрочную перспективу. Для решения этой задачи необходимо применение специализированных программных комплексов, адаптированных под условия ТЗУ.

Основная часть

Среди популярных программных средств выделяют: Petrel (Schlumberger — SLB) — платформа для трёхмерного геологического моделирования; используется для создания 3D модели ТЗУ, подсчёта запасов, построения карт пластового давления. Благодаря развитым инструментам визуализации Petrel позволяет наглядно представить пространственное распределение нефтепродуктов в породах зоны аэрации, оценить их взаимодействие с подземными водами и обосновать выбор мест расположения скважин для последующей ликвидации залежи. Платформа обеспечивает интеграцию разнородных данных — геологических, гидрогеологических и промысловых, — что особенно важно для комплексной оценки сложных многокомпонентных природно-техногенных систем (Рис. 1) [1]

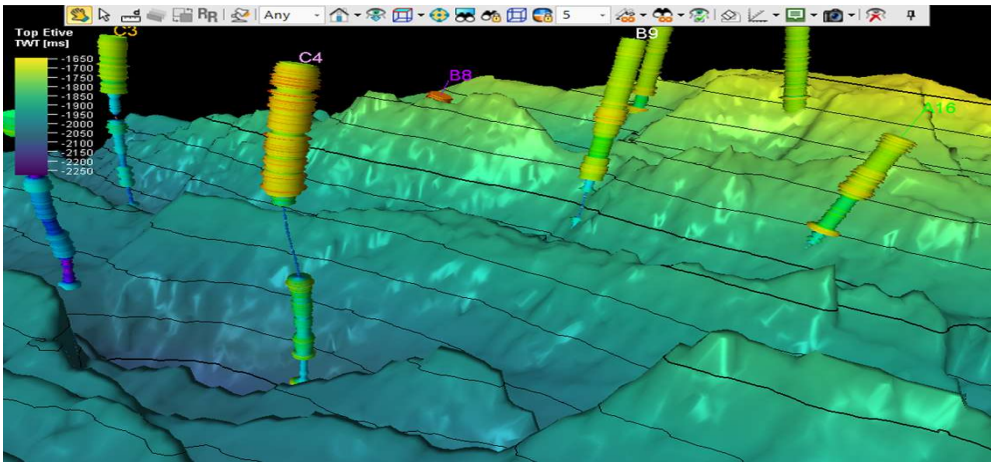


Рис. 1. Интерфейс комплексной программной платформы Petrel

Oilfem 2 — специализированный программный код для моделирования динамики линз нефтепродуктов на основе уравнений плановой фильтрации. Усовершенствованная версия дополнена генератором неортогональных сеток, возможностью импорта моделей MODFLOW, учётом зависимости дебита откачки от мощности линзы. Программы могут быть применены для ТЗУ, однако они изначально не предназначены для техногенных залежей, что создаёт необходимость корректировки параметров [3].

Принципиальные отличия ТЗУ от природных месторождений проявляются по ряду параметров: глубина залегания, горизонт, вязкость, плотность, пластовое давление, мощность слоя нефтепродуктов, дебит, проницаемость, пористость, коэффициент фильтрации, температура, состав, минерализация и исходные данные для моделирования. Глубина залегания ТЗУ существенно меньше; горизонт представлен преимущественно четвертичными отложениями; пластовое давление

значительно меньше; мощность слоя нефтепродуктов варьируется от первых сантиметров до нескольких метров; дебит скважин ниже; проницаемость и пористость имеют свои диапазоны; температура близка к поверхностной; состав представлен товарными продуктами и полупродуктами; минерализация воды низкая. Для ТЗУ отсутствуют сейсмические данные, а вместо отбивок пласта используются уровни грунтовых вод. При моделировании ТЗУ нельзя напрямую переносить параметры природных резервуаров. Как показано в работе С. В. Шакуро, схема техногенного нефтепродуктового загрязнения включает донорскую, транзитную зоны и зону вторичного накопления (Рис. 2). [5]

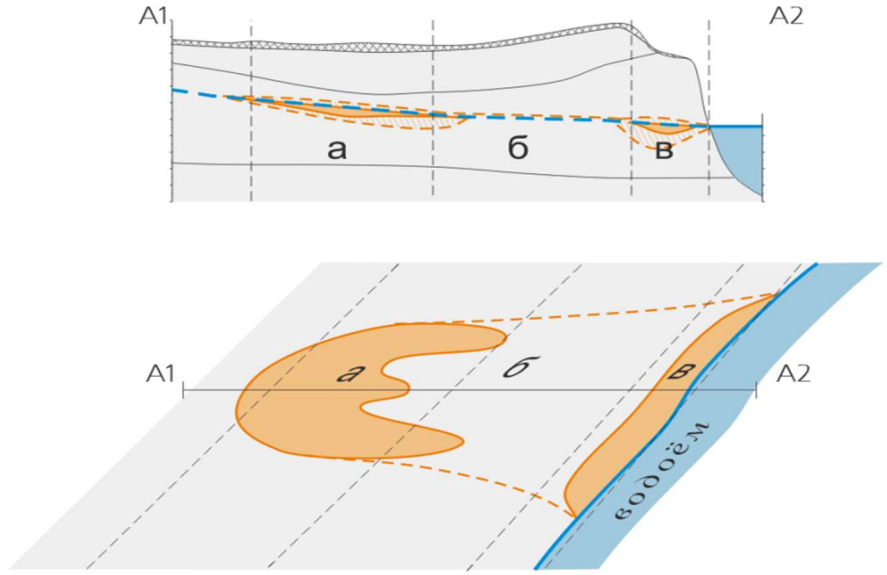


Рис. 2. Схема строения техногенной залежи нефтепродуктов в разрезе и плане
(а - донорская зона; б - транзитная зона; в - зона вторичного накопления)

Вместо традиционных для месторождений параметров необходимо задавать эффективный радиус залежи, эффективную глубину, эффективную толщину, площадь нарушенной территории и ёмкость залежи. Коллектором ТЗУ являются породы зоны аэрации, поэтому корректировке подлежат коэффициент фильтрации, пористость, проницаемость и литология. Гидродинамические и термодинамические параметры включают пластовое давление, температуру, вязкость и плотность флюида, фазовое состояние, дебит скважин; эти параметры влияют на выбор насосного оборудования, режимов откачки и реагентных технологий. Также в модели ТЗУ должны быть заданы приток углеводородов сверху, наличие регионального водоупора, область разгрузки, паводково-меженный режим, влияние водозаборов и депрессионных воронок, уровень воды в водохранилище как регрессор, взаимодействие с подземными водами питьевого назначения. ТЗУ рассматривается как система вынужденных гармонических колебаний в системе «залежь — область разгрузки», поэтому определяются амплитуда, период, частота, фаза и задержка между колебаниями уровня воды в водохранилище и уровня углеводородов в скважине. Эти параметры позволяют выявить резонансные режимы, выбрать моменты активного воздействия и обосновать места пассивной защиты. Дополнительно корректировке подвергаются

количество и категория запасов, дебит залежи, среднее количество хранящихся углеводородов, ресурсный потенциал, а также хронологические показатели: длительность формирования залежи и сопоставимая длительность ремедиации [2].

На основе проделанной работы можно предложить следующие направления применения программных комплексов. Petrel целесообразно использовать для создания 3D геостатической модели техногенной залежи, подсчёта запасов углеводородов и выбора мест расположения скважин. Построение трёхмерной геологической модели позволяет учесть пространственную неоднородность строения залежи — изменение мощности слоя нефтепродуктов, литологии и фильтрационно-емкостных свойств пород зоны аэрации, — а также взаимосвязь залежи с подземными водами и областями разгрузки. На основе такой модели становится возможным обоснованное размещение скважин для откачки свободных углеводородов, оценка зон их максимального накопления и планирование последовательности ликвидационных мероприятий. Кроме того, Petrel обеспечивает подсчёт запасов с учётом выделенных зон (донорской, транзитной и зоны вторичного накопления), что важно для определения объёмов извлекаемых нефтепродуктов и оценки ресурсного потенциала залежи.

Oilfem 2, в свою очередь, предназначен для моделирования динамики откачки линзы, прогноза изменения дебита и объёма свободных нефтепродуктов, а также оценки эффективности реабилитации водоносных горизонтов. Специализированный код на основе уравнений плановой фильтрации позволяет рассчитывать изменение мощности линзы во времени по мере её извлечения, учитывать зависимость дебита откачки от текущей мощности слоя нефтепродуктов и прогнозировать сроки достижения проектных показателей очистки. Возможность импорта моделей MODFLOW и использования неортогональных сеток делает Oilfem 2 удобным инструментом для расчёта процессов откачки в сложных гидрогеологических условиях, а также для сравнительной оценки эффективности различных схем реабилитации водоносных горизонтов — например, при выборе между активными и пассивными методами защиты или при обосновании применения реагентных технологий.

Для ликвидации ТЗУ программные комплексы позволяют локализовать залежь, извлечь свободные углеводороды, провести доочистку пород от защемлённых углеводородов с использованием реагентов и карбонизированной воды, подобрать пассивные и активные методы защиты по ландшафтно-геологическим фрагментам. Для повышения эффективности извлечения и ограничения водопритока применяются химические растворы селективного действия на основе поверхностно-активных веществ, формирующие высоковязкий экран в водонасыщенной породе [4].

Заключение

Для моделирования ТЗУ применимы Petrel, Oilfem 2. Однако они создавались для природных месторождений или смежных задач и требуют адаптации. Основные корректируемые параметры: геометрические, фильтрационно-емкостные, гидродинамические, термодинамические, гидрогеологические, граничные условия, инерционно-колебательные, ресурсно-экономические и хронологические. Наиболее используемые инструмент - Petrel; Oilfem 2 — для динамики откачки линз. Комплексное применение программных комплексов позволяет обосновать технологии ликвидации ТЗУ, включая сочетание пассивных и активных методов. Для повышения

эффективности ликвидации ТЗУ и снижения обводнённости извлекаемых нефтепродуктов применяются селективные реагенты на основе поверхностно-активных веществ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петренко Е.Н. Комплексная экологическая система оценки и ликвидации техногенных залежей углеводородов: дис. … канд. техн. наук. Самара, 2022.
2. Нурисламов А.И., Расторгуев А.В. Моделирование реабилитации водоносных горизонтов от линз нефтепродуктов // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2022. № 2. С. 68–77.
3. Чертес К.Л., Штеренберг А.М., Петренко Е.Н. Оценка состояния и подходы к восстановлению геосреды нарушенной в результате строительно-хозяйственной деятельности // Вестник МГСУ. 2019. Т. 14. № 9 (132). С. 1140–1157.
4. Казазян М.Г., Бабицкая К.И., Тупицына О.В., Пименов А.А. Применение химических растворов селективного действия для ликвидации техногенных залежей углеводородов // Нефтегазовое дело. 2025. № 5. С. 68–83.
5. Шакуро, С. В. Обнаружение и локализация техногенного нефтепродуктового загрязнения с использованием геофизических методов / С. В. Шакуро // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: материалы 43-й сессии Междунар. науч. семинара им. Д. Г. Успенского. — Воронеж: ВГУ, 2016. — С. 133–136

УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ФИШБОУН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ИЗ СЛОЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

М.И. Репин

Научный руководитель – М.Г. Казазян, ст. преподаватель

ФГБОУ ВО «СамГТУ» г. Самара, Россия
email: repin5941@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается технология строительства многозабойных скважин с множественными ответвлениями «Фишбоун» (Fishbone, «рыбья кость») как эффективный метод добычи нефти и газа из сложных месторождений. Актуальность исследования обусловлена ростом доли трудноизвлекаемых запасов, характеризующихся высокой фациальной неоднородностью, расчленённостью коллекторов и наличием газо- и водонасыщенных прослоев, где традиционные методы (длинные горизонтальные стволы и многостадийный гидроразрыв пласта) имеют ограничения.

Ключевые слова: многозабойная скважина, интенсификация добычи, фациальная неоднородность, трудноизвлекаемые запасы, боковой ствол, охват пласта, гидроразрыв пласта.

Введение. На современном этапе развития нефтяной промышленности доля трудноизвлекаемых запасов неуклонно растёт. К таким запасам относятся месторождения с высоковязкой нефтью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами, нефтяными оторочками, а также залежи со сложным строением, высокой степенью фациальной неоднородности и большим количеством тектонических нарушений [1].

Основная часть. Фишбоун - это технология строительства многоствольной (многозабойной) скважины с особой траекторией, при которой от одного горизонтального ствола в разные стороны отходят многочисленные ответвления. Основной идеей является то, что одна материнская скважина может иметь несколько боковых стволов, направляемых в различные нефтенасыщенные участки пласта, не задевая соседние пласты с газом или водой [4].

Сегодня метод включает применение передовых технологий бурения и оборудования для создания направленных отверстий, что позволяет инженерам точно контролировать направление и глубину каждого ответвления. Существует два типа технологических операций с фишбоун:

Гидродинамическое (струйное) воздействие - метод ориентирован на разработку трещиноватых карбонатных коллекторов, угольных пластов (включая метаноугольные объекты), а также неконсолидированных нефтенасыщенных песков. В основе технологии лежит использование высоконапорных струй технологической жидкости, подаваемой под избыточным давлением через систему специализированных субкапиллярных направляющих (так называемых «игл»). Разрушение горной породы перед рабочим органом происходит за счет синергетического эффекта: эрозионного размыва скоростным потоком и направленного химического растворения матрицы (при использовании кислотных составов). Технологический регламент предусматривает стандартный спуск компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК), после чего на проектных отметках активируются равноудаленные модули фишбоун. Конструкция оборудования позволяет одновременно выводить из материнского ствола четыре боковых ответвления на одном уровне. Максимальный радиус дренирования (глубина проникновения «иглы» в пласт) при полном выдвижении инструмента составляет 12 метров, что обеспечивает кратный рост площади фильтрации и оперативную стимуляцию призабойной зоны [3];

Механическое фишбоун-бурение - модификация применяется для интенсификации притока в плотных, консолидированных терригенных породах (преимущественно в песчаниках) и подстилающих горизонтах, выступая прямой и экономически эффективной альтернативой многостадийному гидроразрыву пласта. Процесс создания дренирующей сети характеризуется высокой технологичностью и минимальными временными затратами. Спуск колонны выполняется по стандартным методикам; активация буровых подсистем происходит на заданных интервалах продуктивного пласта. Зарезка и проводка боковых стволов малого диаметра осуществляются механическим способом: вращение малогабаритных буровых долот обеспечивается индивидуальными забойными микротурбинами,

приводимыми в действие за счет непрерывной циркуляции бурового раствора. Каждая буровая подстанция обеспечивает одновременную проходку трех ответвлений. Финальная длина каждого субствола достигает 10,8 метров, что гарантирует мгновенный гидродинамический отклик пласта и кратное увеличение продуктивности скважины сразу после окончания работ[3].

Технология фишбоун предоставляет ряд значительных преимуществ для нефтегазовой отрасли:

- увеличивает объём общей добычи углеводородов благодаря возможности достижения нескольких пластов из одной основной скважины(материнской), что снижает общее количество необходимых скважин и оптимизирует затраты;
- существенно расширяет области охвата нефтеносных участков пласта в сравнении с традиционной горизонтальной скважиной;
- уменьшает объём буровых работ по сравнению с формированием отдельной скважины для каждого горизонтального ответвления; точный метод цементирования и перфорации;
- улучшает производительность перфорированных хвостовиков при эксплуатации скважин с открытым забоем;
- вырастает продуктивность гидроразрыва пласта;
- при увеличении стоимости бурения на 130% технология фищбоун увеличивает добычу на 393%. Увеличение добычи нефти показано на рисунке 1.

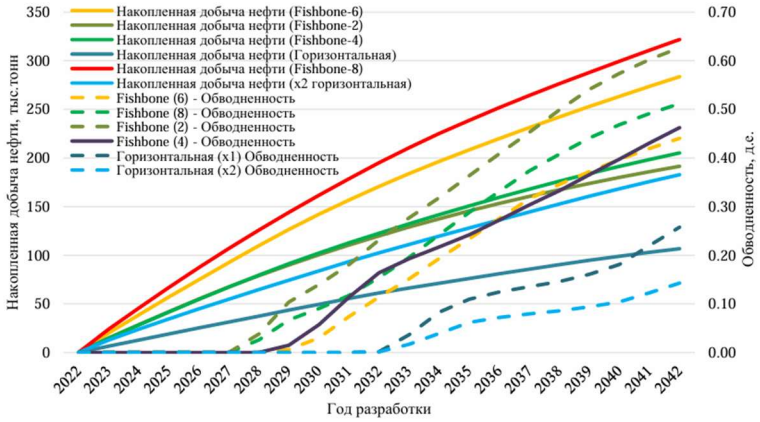


Рисунок 1. — Динамика изменения накопленной добычи нефти и обводненности в зависимости от числа боковых стволов «Фишбоун» [2]

Для примера было рассмотрено Восточно-Мессояхское месторождение. Данное месторождение представляет собой залежь с комплексным геологическим строением. Основной объект разработки — группа пластов ПК1-3 — характеризуется наличием трёх седиментологических формаций (циклитов) с разными свойствами, залегает на малых глубинах (порядка 700–800 м) и сложено преимущественно неконсолидированным песчаником. Залежь разделена тектоническими нарушениями на восемь блоков с разными уровнями флюидоконтактов, присутствует газовая шапка. В 2019 году на Восточно-Мессояхском месторождении был построен уникальный для отрасли «фишбон» с восемью боковыми стволами. Протяжённость

по продуктивному стволу составила 5,1 км, общая проходка — 9,1 км. Увеличение продуктивности в среднем на 55% показало, что технология «Фишбоун» зарекомендовала себя как в относительно выдержанных песчаных телах с хорошими коллекторскими свойствами, так и в зонах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами [2].

Для опробования технологии на одном кусте были пробурены три скважины с различными длинами горизонтальных участков, как с нисходящими, так и с восходящими профилями. Боковой ствол одной скважины прошёл по русловому каналу с хорошими свойствами, в то время как другая скважина была пробурена в разрезе пойменных отложений, что позволило определить эффективность технологии в нескольких фациальных зонах [2]. В работе Полянского В.А. [2] на основе математического моделирования Мессояхского коллектора были получена эффективность, показанная в таблице[1].

Таб. 1 — Влияние числа боковых отводов «Фишбоун» на эффективность разработки на 20 лет: 2022—2042 гг. [2].

Параметр	Анализируемые варианты					
	1	2	3	4	5	6
Дизайн	FB-2	FB-4	FB-6	FB-8	H	HL
Дебит нефти на конец Периода, м³/сут	16,4	19,6	29,1	32,2	10,5	20,6
Накопленная добыча нефти, тыс. м³	203,04	217,80	301,01	341,51	113,55	194,32
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	192,88	206,91	285,95	324,43	107,87	184,60
Дополнительная добыча на ствол (в сравнении с горизонтальной)	40,04	23,30	28,00	25,50	-	-

Вывод. Метод фишбоун выступает действенным решением для освоения геологически сложных объектов с высокой неоднородностью. В сравнении с традиционным многостадийным гидроразрывом (МГРП) и протяженными горизонтальными скважинами, данная технология обеспечивает избирательное и

контролируемое дренирование нефтенасыщенных прослоев сетью ответвлений без риска нарушения целостности водо- и газосодержащих горизонтов. Это позволяет рентабельно вовлекать в оборот трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) и повышать коэффициент извлечения нефти (КИН).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Полянский, В. А. Обоснование применения технологии «Fishbone» для заканчивания скважин в условиях фациальной неоднородности (на примере коллектора Мессояхского типа) / В. А. Полянский; науч. рук. О. С. Чернова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова. - Томск: С. 57–59.
2. Полянский, В. А. Оптимизация процесса заканчивания скважин методом «Fishbone» с учётом фациальной неоднородности (на примере коллектора Мессояхского типа): выпускная квалификационная работа / В. А. Полянский. - Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет.
3. Леушева, Е. Л. Технология строительства многоствольных скважин с помощью технологии Fishbone: всесторонний обзор / Е. Л. Леушева, Аус Исам Мохаммад Альбургаиф, В. Ю. Ли, А. А. Степацкий // Молодой учёный. - 2024. - № 21 (520). - С. 163–167.
4. Босиков, И. И. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: учебное пособие/ И. И. Босиков. - Владикавказ – 2020: Северо-Кавказский горно-металлургический институт.

УДК 551.24

МЕТОДЫ ПОДСЧЁТА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В СКВАЖИНАХ: ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЪЁМНОГО МЕТОДА (НА ПРИМЕРЕ ЛАПИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

А.Э. Родин, А.Н. Явкин

Научный руководитель - М.Г. Казазян, старший преподаватель

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
email: rodartem2910@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены методы подсчёта запасов углеводородов в скважинах. На примере трёх скважин Лапинского месторождения, пробуренных на пласт Б-0, обосновано применение объёмного метода для подсчёта запасов нефти и растворённого газа. Приведены геолого-физическая характеристика объекта, формулы расчёта, подсчётные параметры и результаты пересчёта запасов. Показано, что объёмный метод является универсальным, не зависит от режима работы залежи и может применяться на любой стадии изученности. Для скважин № 84, № 69 и № 2_2 дана характеристика исходных данных и объяснено, почему в каждом случае наиболее корректным является объёмный метод.

Ключевые слова: подсчёт запасов нефти, объёмный метод, Лапинское месторождение, пласт Б-0, геологические запасы, извлекаемые запасы, растворённый газ, подсчётные параметры, категории запасов А и В1, пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, водонефтяной контакт.

Введение. Подсчёт запасов полезных ископаемых, в частности нефти и растворённого газа, является одной из важнейших задач нефтегазовой геологии. От достоверности оценки запасов зависят проектирование разработки, экономическая эффективность и рациональное недропользование. В практике применяются объёмный метод, метод материального баланса, статистический и гидродинамический методы. Однако объёмный метод занимает особое место, поскольку применим для залежей с различной степенью разведанности и изученности, не требует длительной истории разработки и может использоваться как для разведочных, так и для эксплуатационных скважин.

Целью статьи является обоснование применения объёмного метода для подсчёта запасов нефти и растворённого газа по пласту Б-0 Лапинского месторождения на примере скважин № 84, № 69 и № 2_2. Для достижения этой цели рассмотрены геолого-физические условия залегания пласта, приведены формулы объёмного метода, охарактеризованы исходные данные по каждой скважине и показаны результаты пересчёта запасов.

Основная часть. В геологическом строении Лапинского месторождения принимают участие породы кристаллического фундамента, отложения девонской, каменноугольной и пермской систем, перекрытые четвертичными образованиями. Промышленная нефтеносность установлена в нескольких пластах: А-0, А-2, А-4, Б-0, Б-2, В-1, Д-I и Дк. По величине начальных извлекаемых запасов месторождение относится к категории средних, по сложности геологического строения — к сложному.

Разрез осадочной толщи представлен породами среднего и верхнего девона, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем. Максимальная вскрытая толщина составляет 3307 м по скважине № 2бис. Продуктивный пласт Б-0 приурочен к верхней части тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона C1v. Пласт сложен песчаниками буровато-серыми до тёмно-бурых, разнозернистыми, мелкозернистыми, неравномерно-алевритистыми, глинистыми, известковистыми, слоистыми. В плотных прослоях песчаники тёмно-серые, трещиноватые. Покрышкой служат плотные глины и мергели толщиной до 12 м. Коллектор поровый; ёмкость обусловлена постседиментационными порами размером 0,01–0,1 мм, сообщающимися микроканальцами и тонкими трещинами.

Лапинская структура характеризуется общим региональным наклоном палеозойских отложений в юго-восточном направлении и сложным строением. В её пределах в средней части приурочена Лапинская брахиантиклиналь.

Промышленная нефтеносность пласта Б-0 доказана опробованием скважины № 40, где из интервала 2178–2183 м (абсолютные отметки минус 2129,0–2134,5 м) получен фонтанный приток нефти. В разработку пласт введён в том же году. Залежь пластовая, размеры в пределах контура нефтеносности 4,1 × 2,9 км, высота 25,3 м. Утверждённый уровень водонефтяного контакта принят на абсолютной отметке –2145,5 м. Коэффициент доли коллектора и расчленённости равен 1. По состоянию на 01.01.2022 на Государственном балансе числятся запасы по пласту Б-0 по категориям А и В1.

Коллектор пласта Б-0 терригенный. По данным лабораторных исследований керна среднее значение пористости по 78 кондиционным образцам составило 16,13 %,

остаточная нефтенасыщенность по 57 образцам — 14,8 %, средняя проницаемость по 68 образцам — 0,2633 мкм². По данным ГИС средневзвешенная пористость составила 16,5 %, нефтенасыщенность — 0,86 д. ед., проницаемость — 0,4611 мкм². Для проектирования разработки принято значение проницаемости 0,316 мкм² по зависимости Кпр = f(Кп).

Таблица 1. Состояние изученности пласта Б-0 по керновым данным

Состояние изученности пласта Б-0 Лапинского поднятия по керновым данным

№ скважины	Пористость, % / кол-во образцов	Остаточная нефтенасыщенность, % / кол-во образцов	Проницаемость, мкм² / кол-во образцов
4	17,7 / 9	13,5 / 7	0.4110 / 8
7	17,1 / 11	12,3 / 1	0.5067 / 6
8	14,5 / 15	9,1 / 7	0.2310 / 11
22	18,7 / 7	12,4 / 7	0.3943 / 7
67	16,0 / 30	13,7 / 29	0,1967 / 30
70	14,0 / 6	32,0 / 6	0,0625 / 6
Среднее	16,13 / 78	14,8 / 57	0.2633 / 68

В нефтегазовой геологии применяются объёмный метод, метод материального баланса, статистический и гидродинамический методы. Объёмный метод основан на определении объёма порового пространства, занятого нефтью или газом, в пределах залежи. Метод материального баланса использует данные о добыче и изменении пластового давления за период разработки. Статистический метод опирается на статистическую обработку данных по аналогичным залежам. Гидродинамический метод использует результаты гидродинамических исследований скважин и моделирование.

Объёмный метод является наиболее универсальным, так как применим на любой стадии изученности залежи, не требует длительной истории разработки и может использоваться как для разведочных, так и для эксплуатационных скважин. Его сущность заключается в подсчёте геологических запасов нефти путём умножения площади нефтеносности на средневзвешенную нефтенасыщенную толщину, коэффициент открытой пористости, коэффициент нефтенасыщенности, плотность дегазированной нефти и пересчётный коэффициент. Запасы растворённого газа определяются через газосодержание.

Подсчет геологических запасов нефти проводился объемным методом по формуле (3.2.1):

$Q_{н0}=F*h_{н.н.}*К_п*К_н*\rho_н*Ө$, (3.2.1)

где $Q_{н0}$ – Начальные геологические запасы нефти, приведенные к стандартным условиям, тыс. т;

F – горизонтальная проекция площади нефтеносности залежи, тыс. $м^2$;

$h_{н.н.}$ – приведенная к вертикали средневзвешенная по площади толщина нефтенасыщенных коллекторов, м;

$К_п$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$К_н$ – коэффициент нефтенасыщенности пород-коллекторов, доли ед.

$\rho_н$ – плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, $т/м^3$;

Ө – пересчетный коэффициент, доли ед.

Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, определялись путем перемножения начальных геологических запасов нефти и газосодержания, определенного по пластовым пробам в лабораторных условиях (3.2.2).

$Q_{р.г0}= Q_{н0}·G/1000$, (3.2.2),

где $Q_{р.г0}$ – начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, млн. $м^3$;

$Q_{н0}$ – начальные геологические запасы нефти, тыс. т.;

G – начальное газосодержание нефти, $м^3/т$.

Применение объёмного метода для трёх скважин Лапинского месторождения обусловлено его универсальностью, независимостью от режима работы залежи, возможностью оперативного учёта новой информации, интеграцией с программными комплексами и соответствием действующим нормативным требованиям. Расчёт площади нефтеносности, объёма пород и толщин выполнялся в программном комплексе Petrel, что повышает точность и наглядность. Подсчёт запасов выполнен в соответствии с действующей Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утверждённой приказом МПР России № 477 от 01.11.2013. После последнего утверждения запасов в 2021 году на пласт Б-0 были пробурены новые скважины, в том числе № 84, № 69 и № 2_2. По каждой из них объёмный метод позволяет наиболее корректно учесть фактическую информацию и уточнить параметры залежи.

Скважина№84

Пробурена в контуре нефтеносности. Продуктивный пласт Б-0 залегает в интервале глубин 2298,2–2304,1 м, абсолютные отметки минус 2138,4–2144,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составила 5,9 м. При перфорации интервала 2298–2304 м получен приток нефти дебитом 13,82 $м^3$/сут с обводнённостью 34,2%. Накопленный дебит нефти на 01.07.2022 составил 1,08 тыс. т. На основании этих данных был произведён перевод части запасов нефти из категории В1 в категорию А. В скважине 84 объёмный метод позволяет оперативно учесть фактическую добычу и уточнить категорийность запасов без построения сложных гидродинамических моделей. Метод не зависит от режима работы скважины и применим для пересчёта запасов на любом этапе разработки. Кроме того, скважина № 84 подтвердила утверждённое положение ВНК, что позволило использовать единые подсчётные параметры для всей залежи.

Скважина№69

Скважина № 69 вскрыла пласт Б-0 в интервале 2242,9–2248,2 м (абсолютные отметки минус 2152,3–2130,6 м). Нефтенасыщенный прослой имеет толщину 4,1 м. Скважина попала в контур нефтеносности и подтвердила нефтенасыщенность по ГИС. В

результате перфорации из интервала 2242,9–2248,2 м получен приток безводной нефти дебитом 96 м³/сут на 8-мм штуцере.

На ранних стадиях изучения залежи, когда число скважин было ограничено, объёмный метод позволил экстраполировать точечные данные, полученные по одной скважине, на всю площадь залежи с использованием петрофизических зависимостей и данных ГИС. Скважина № 69 дала важную информацию о толщине и насыщении, которая была использована для уточнения объёма нефтенасыщенных пород.

Скважина№2_2

Скважина № 2_2 является зарезкой бокового ствола из скважины № 2. Продуктивный пласт залегает в интервале 2223,2–2228,1 м (абсолютные отметки минус 2132,5–2137,7 м), толщина нефтенасыщенного прослоя 4,9 м. Скважина попала в контур нефтеносности и вскрыла нефтенасыщенный коллектор по ГИС.

Объёмный метод был использован, так как он чувствителен к изменению толщин и объёма пород, что позволяет своевременно корректировать запасы. Кроме того, метод даёт возможность учитывать неоднородность коллектора по площади и разрезу. Скважина № 2_2 подтвердила геологическую модель и позволила уточнить параметры для подсчёта запасов.

Результаты подсчёта запасов

Сводная таблица подсчётных параметров запасов нефти и растворённого газа пласта Б-0 Лапинского месторождения по состоянию на 01.01.2023 г. представлена в таблице №2.

Таблица 2. Сводная таблица подсчётных параметров

Категория запасов	Зона насыщенности	Площадь нефте- носности, тыс. м*	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтесодержащих пород, тыс. м³	Коэффициенты. д.ед			Плотность нефти. г/см³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, д.ед		Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т		Газосодержание, м³ т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. и	
					Открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный			технологический	рентабельный	технологические	Рентабельные		геологические	извлекаемые
А	н+в	2458	3,7	9022	0,17	0,86	0.955	0.921	1160	0,449	0.445	521	516	14	16	7
В1	н+в	71	4,7	337	0,17	0,86	0,955	0,921	43	0,442	0.442	19	19	14	1	0
А+$В_1$	н+в	2529	3,7	9359	0,17	0,86	0,955	0,921	1203	0,449	0,445	540	535	14	17	7
А	н+в	1395	3,3	4660	0,17	0,86	0.955	0.921	599	0.449	0.444	269	266	14	8	4
$В_1$	н+в	1589	3,4	5448	0,17	0,86	0,955	0,921	701	0.448	0.442	314	310	14	10	4
А+В1	н+в	2984	3,4	10108	0,17	0,86	0,955	0,921	1300	0,448	0,443	583	576	14	18	8
Всего по залежи																
А	н+в	3853	3,6	13682	0,17	0,86	0.955	0.921	1759	0.449	0.445	790	782	14	24	11
$В_1$	н+в	1660	3,5	5785	0,17	0,86	0.955	0.921	744	0.448	0.442	333	329	14	11	4
А+В1	н+в	5513	3,5	19467	0,17	0,86	0.955	0.921	2503	0.449	0.444	1123	1111	14	35	15

Как видно из таблицы, начальные геологические запасы нефти по пласту Б-0 по сумме категорий А+В1 составляют 2503 тыс. т, извлекаемые – 1123 тыс. т, запасы растворённого газа – 35 млн м³.

Таким образом, объёмный метод является основным инструментом подсчёта запасов на Лапинском месторождении. Его применение для скважин № 84, № 69 и № 2_2 позволило получить достоверные оценки, учесть новые данные бурения и эксплуатации, а также перевести запасы в более высокие категории.

Заключение

В статье рассмотрены методы подсчёта полезных ископаемых в скважинах. На примере Лапинском месторождения показано, что объёмный метод является наиболее эффективным для пласта Б-0. Для трёх скважин (№ 84, № 69, № 2_2) обосновано применение объёмного метода, который позволил учесть фактическую добычу, уточнить толщины и насыщение, а также подтвердить утверждённое положение ВНК. Приведены формулы расчёта, параметры подсчёта и результаты пересчёта запасов. Начальные геологические запасы нефти по пласту Б-0 составили 2503 тыс. т, извлекаемые – 1123 тыс. т, растворённого газа – 35 млн м³. Метод не зависит от режима работы залежи, применим при любой степени разведанности и обеспечивает необходимую точность при использовании данных керна, ГИС и сейсмики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Подсчёт запасов нефти, свободного газа и попутных полезных компонентов: методические указания / Губкинский университет. — М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2022. — С. 12–25.
2. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, (приказ МПР № 477 от 01.11.2013 г.), 2013 г.
3. РД 153-39-007-96 «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений»
4. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 г. №2395-1 (в ред. от 03.03.1995 г.) (с изм. и доп. от 10.02.1999 г., 2.01.2000 г., 14.05 и 08.08.2001 г., 29.05.2002 г.)
5. Геофизические исследования в скважинах: учебное пособие / С. С. Итенберг. — М.: Недра, 1982. — С. 150–170.
6. Бортников М.П. Геология Самарской области: учеб.пособие-Самара: Самарский Государственный Технический Университет,2010.-С.20-25.

УДК 553.623

ОТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ К ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧЕ: РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСТЬЕ РЕКИ СОК

М.П. Коробов

Научный руководитель - М.Г. Казазян старший преподаватель

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: mishkan.900@gmail.com

Аннотация. Песчаные толщи в устье реки Сок формировались десятки тысяч лет в результате переноса и переотложения обломочного материала, в том числе уральского происхождения. Сегодня они рассматриваются как ресурс для добычи строительного песка. В статье детально проанализированы геологическое строение, гранулометрические и минералогические характеристики песков, а также их ресурсный потенциал и направления промышленного использования. Показано, что пески устьевой зоны обладают значительным ресурсным потенциалом, однако их освоение требует учёта геологических особенностей разных генетических типов отложений.

Ключевые слова: устье реки Сок, песчаные толщи, добыча песка, строительный песок, гранулометрический состав, недропользование.

Введение

Устье реки Сок - район активного накопления песчаного материала на стыке речной долины и Саратовского водохранилища. Песок востребован в строительстве, дорожном хозяйстве и производстве бетона, что формирует устойчивый спрос на это сырьё. Цель работы - оценить ресурсный потенциал песчаных толщ устья реки Сок на основе анализа их геологического строения, состава и свойств.

1. Геологическая характеристика песчаных толщ устья реки Сок

Современная долина реки Сок в её устьевой части рассекает мощную толщу разновозрастных четвертичных отложений. Согласно Государственной геологической карте масштаба 1:1 000 000 (лист N-39, третье поколение как указано на Рис. 1) [1], в пределах устьевой зоны развиты отложения от среднечетвертичных (хазарский горизонт, вторая надпойменная терраса) до современных голоценовых образований.

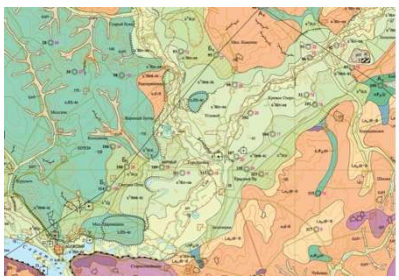


Рис. 1. Часть карты четвертичных образований N-39-XXI

Пробы отбирались непосредственно из естественных разрезов (проба 1), из пляжевогоматериала (пробы 2 и 3), на участке с нарушенным почвенным слоем и признаками перевевания песков (проба 4). Масса одной пробы около 0,5 кг.

Места отбора проб и их характер:

1. Железная дорога, остановка 151 км. Проба отобрана на высоте около +70-75 м над урезом воды. Тип песков: аллювий древней террасы Волги. (Рис. 2)



Рис. 2. Фотография места отбора пробы №1, железнодорожная остановка 151 км

2. Левый берег реки Волга, вблизи ресторана «Золотой Берег» (Куйбышевский район г.о. Самара). Место расположено на левобережной пойме Волги, в зоне активного волнового воздействия Саратовского водохранилища. Проба отобрана с пляжевой полосы. Тип песков: современный пляжевый материал (Волга). (Рис. 3)



Рис. 3. Фотография места отбора пробы №2, левый берег Волги, ресторан «Золотой Берег»

3. Правый берег реки Сок, общественный пляж (в черте г.о. Самара, в районе пос. Управленческий). Место расположено в устьевой части Сока, на аккумулятивном берегу. Тип песков: современный пляжевый материал (Сок). (Рис.4)



Рис. 4. Фотография места отбора пробы №3, правый берег реки Сок, общественный пляж

4. Высоковольтные провода, рядом с гостиницей «Визит», 150 м от дороги (район Красная Глинка, г.о. Самара, высокая терраса левого берега Волги, удалённая

от современного уреза). Тип песков: эоловые (перевеянные) пески высокой террасы. (Рис. 5)



Рис. 5. Фотография места отбора пробы №4, высоковольтные провода

Аллювиальные отложения высокой и низкой поймы представлены песками и суглинками мощностью до 35 м. Они содержат месторождения строительных песков, песчано-гравийного материала, формовочных и стекольных песков, а также пресных вод. Ближе к Волге и Кондурче появляются отложения микулинско-калининского горизонта - аллювиальные образования второй надпойменной террасы с песками, галькой, гравием и суглинками мощностью до 38 м.

Неоплейстоценовые отложения представлены аллювием, который практически на всей территории налегает на более древние породы с перерывом. Вторая надпойменная терраса на западе района имеет хазарский (среднечетвертичный) возраст. Её тыловой шов проходит в районе абсолютной отметки 90±10 м, мощность достигает 20 м. Возраст первой надпойменной террасы - хвалынский (верхнечетвертичный), её тыловой шов проходит на отметке 70 м, мощность аллювия составляет 10-25 м. По склонам широко распространены делювиальные суглинки неоплейстоценового возраста мощностью обычно 5-7 м, до 12 м.

В современном аллювии рек основное участие принимают пески уваловской свиты. Аллювиальные и озёрные образования представлены песками, суглинками и глинами мощностью до 60 м. В поймах нередко встречаются болотные отложения в виде илистых суглинков мощностью до 8 м, иногда с торфом [1].

Пески древних волжских террас вскрываются в районе железнодорожной остановки 151 км (правый борт долины Волги). Здесь в обрыве железнодорожной насыпи обнажаются пески хвалынского возраста мощностью до 10-25 м [2, 3]. Они отобраны на высоте около +70-75 м над урезом воды. Петромагнитные свойства этих песков характеризуются повышенными значениями магнитной восприимчивости ($+0{,}35\times10^{-3}$ СИ), что указывает на присутствие ферромагнитных минералов - магнетита и гематита, поступающих с Урала.

Гранулометрический анализ пробы 1 показал преобладание мелко- и тонкозернистой фракции (59,03%), тогда как среднезернистая составляет 39,98%, а крупнозернистая - лишь 0,90%. Общая масса пробы - 506,87 г.

В минералогическом составе песков древней террасы присутствуют:

в мелко- и тонкозернистой фракции (до 0,25 мм): полевые шпаты (калиевые, реже плагиоклаз), кварц, тёмноцветные минералы (роговая обманка, биотит), яшмоиды, известняки; зёрна сильной и средней степени окатанности;

в среднезернистой фракции (0,25-0,5 мм): полевые шпаты, кварц, роговая обманка, яшмоиды, известняки;

в крупнозернистой фракции (0,5-1 мм): кварц, яшмоиды, полевые шпаты, гипс, известняки, роговая обманка, единичные зёрна техногенного угля; гипс и кварц - сильноокатанные, что отражает многократную переотложенность;
в грубозернистой фракции (более 1 мм): кварц, яшмоиды, плагиоклаз, полевые шпаты, гипс, известняки, роговая обманка, техногенный уголь. (Рис. 6)

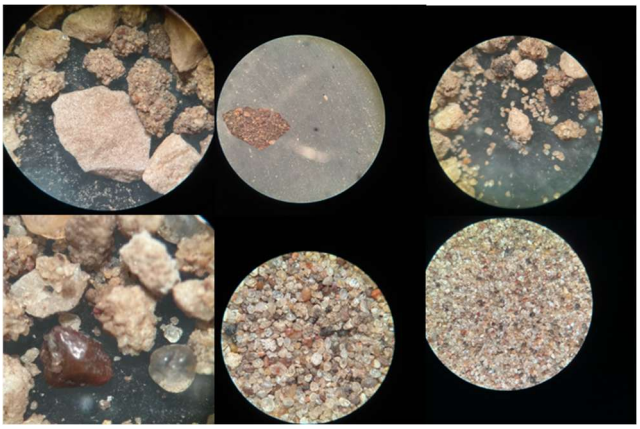


Рис. 6. Фотографии проб под микроскопом

Присутствие яшмоидов - обломков пород с Урала - указывает на то, что материал попал в устье Сока при размыве пермских и триасовых отложений в верхнем течении левых притоков Волги [3]. Повышенные значения магнитной восприимчивости также отмечаются у волжских песков в районе Самарской Луки.
У современных пляжевых песков из проб 2 и 3 магнитная восприимчивость ниже и составляет +0,17-0,18×10^{-3} СИ. Это может быть связано с большей долей кварца и карбонатного материала [2]. Пробу 2 взял на левом берегу Волги, рядом с рестораном «Золотой Берег», где берег испытывает воздействие волн Саратовского водохранилища. Проба 3 отобрана на общественном пляже в устьевой части Сока и относится к современным речным отложениям.
Гранулометрический состав пробы 2: преобладает фракция до 0,25 мм (86,63%), среднезернистая составляет 8,62%, крупнозернистая - 2,71%. Проба №3 характеризуется более равномерным распределением: фракция 0,25-0,5 мм - 59,18%, до 0,25 мм - 22,16%, 0,5–1 мм - 16,76%, более 1 мм - 1,89%.
В минералогическом составе современных песков присутствуют яшмоиды, калиевые полевые шпаты, кварц, силикаты, известняки, роговая обманка, доломит. В известняках пробы 2 обнаружена фузулинида - ископаемая фораминифера верхнекаменноугольного–нижнепермского возраста, переотложенная из палеозойских отложений. Также присутствует железистая корка - пёстрые лимонитовые образования, типичные для зон окисления. В пробах 2 и 3 отмечены техногенные примеси: уголь, графит, доломит, что свидетельствует о загрязнении гидросети [1].
Эоловые пески (проба 4, район Красная Глинка) представляют собой перевеянный ветром материал высокой террасы, удалённой от современного русла. Их петромагнитные свойства характеризуются наиболее низкими значениями (0,15×10^{-3} СИ), что характерно для перевеянных кварцевых песков с минимальным содержанием тяжёлых минералов [2]. Гранулометрический состав: отсутствует фракция более 1 мм, преобладают фракции 0-0,5 мм. В составе присутствуют кварц, роговая обманка, калиевый полевой шпат, яшмоиды, известняк. Материал сильно- и среднеокатанный.

Встречаются органические остатки - корни растений, свидетельствующие о длительной стабилизации и зарастании песка [3].

Сопоставление результатов показывает, что в районе устья Сока встречаются пески разного генезиса: отложения древних волжских террас, современные речные и пляжевые пески Волги и Сока, а также эоловые образования. Различия в размере зёрен, минеральном составе и степени окатанности важны при оценке возможного использования материала; основные характеристики проб сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Характеристика проб

Параметр	Проба 1	Проба 2	Проба 3	Проба 4
Происхождение	Аллювий древний террасы	Современный аллювий	Современный аллювий	Эоловый
Магнитная восприимчивость	Высокая (+0,35)	Средняя (+0,18)	Средняя (+0,17)	Низкая (+0,15)
Преобладающая фракция	мелко- + тонкозернистая фракция			
Фракция более 1 мм	3%	8%	Есть (единичные)	Отсутствует
Характерные минералы	Яшмоиды,доломит ,известняки, кварц, полевые шпаты,роговая обманка	Яшмоиды, калиевые полевые шпаты, кварц силикаты, известняки, роговая обманка, доломитом	Кварц, гипс, уголь, полевые шпаты, роговая обманка	Кварц, известняк, роговая обманка, калиевый полевой шпат, яшмоиды
Окатанность	Хорошая-средняя	Хорошая-средняя	Хорошая	Хорошая-отличная
Техногенные примеси	Уголь	Уголь, железистые корки	Уголь	Отсутствует
Степень переработки	Средняя	Средняя	Низкая-средняя	Высокая

2. Ресурсный потенциал и направления промышленного использования

При оценке песков устья Сока как строительного сырья необходимо учитывать не только размер зёрен, но и содержание примесей. ГОСТ 8736-2014 устанавливает требования к строительному песку, в том числе к зерновому составу и допустимому количеству включений. Приведённые ниже выводы основаны на характеристиках исследованных проб; окончательное решение о пригодности материала требует проверки по нормативным показателям.

Среди изученных образцов наиболее перспективной по зерновому составу выглядит проба 1, взятая в районе древней волжской террасы. На мелко-, тонко- и среднезернистые фракции приходится почти весь материал: 59,03% составляют мелкая и тонкая фракции, ещё 39,98% - среднезернистая. Яшмоиды и повышенная магнитная восприимчивость согласуются с предположением об источнике материала на Урале [2, 3]. После проверки соответствия нормативным требованиям такой песок может рассматриваться для изготовления бетонов и строительных растворов, устройства дорожных оснований и производства силикатного кирпича.

-производства бетонов и строительных растворов;

-устройства оснований и покрытий автомобильных дорог;

-производства силикатного кирпича.

Пляжевые пески из проб 2 и 3 также могут представлять интерес для строительных работ, однако выявленные примеси - в том числе уголь, графит и доломит - необходимо учитывать при выборе области применения [2]. По результатам описания проба 3, отобранная на Соке, выглядит более однородной и содержит меньше посторонних включений, чем проба 2 с берега Волги. Доля кварца и полевых шпатов, а также средняя окатанность зёрен могут указывать на умеренную дальность переноса материала в бассейне Сока [3].

В пробе 4, относящейся к эоловым пескам района Красной Глинки, не обнаружена фракция крупнее 1 мм; зёрна отличаются высокой степенью окатанности. Магнитная восприимчивость здесь минимальна ($0{,}15\times10^{-3}$ СИ), что согласуется с относительно низким содержанием ферромагнитных минералов [2, 3]. По составу такие пески могут быть интересны для стекольного производства или изготовления формовочных материалов, но оценить их пригодность без дополнительных испытаний нельзя. Практическим ограничением также могут стать небольшая мощность отложений и удалённость от транспортной инфраструктуры.

В Самарской области имеются ресурсы песчаного сырья, используемого при производстве строительных материалов [4]. При этом запасы распределены по территории неравномерно. С учётом описанных в работе характеристик дальнейшего изучения прежде всего заслуживают участки древних волжских террас: для них отмечена значительная мощность песчаных отложений - до 10-25 м - и сравнительно выдержанный состав. Однако перспективы промышленной разработки следует устанавливать после детальной разведки и оценки качества сырья.

Заключение

Результаты исследования показывают, что пески устья реки Сок нельзя рассматривать как однородное сырьё: их свойства зависят от происхождения и последующей переработки. По сочетанию гранулометрических характеристик и минералогического состава особый интерес представляют пески древних террас. Современные пляжевые отложения требуют дополнительной проверки из-за присутствия техногенных включений. Эоловые пески могут оказаться полезны для отдельных видов производства, если подтвердятся их качество и экономическая целесообразность разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сырцев А.Г., Застрожнов А.С., Ушакова Д.Д. Государственная геологическая карта РФ масштаба 1:1 000 000. Лист N-39 (Казань-Самара). СПб.: Роснедра, ВСЕГЕИ, 2021.
2. Сигарева Л.Е., Тимофеева Н.А., Законнов В.В. Трофическое состояние бентали крупного руслового водохранилища // Биология внутренних вод. 2025. Т. 18. № 5. С. 771-780.
3. Акимова Е.Д. Пески и их разнообразие на Земле // Вестник СВФУ. 2022. № 4 (28). С. 5-18.
4. Бабкин В.И., Бабкин А.В., Скорятина Е.Л. Группировки лет различного увлажнения, водности и испарения // География и природные ресурсы. 2025. № 1. С. 95-104.

ТЕХНОГЕННЫЕ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ: УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ, КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСОБЕННОСТИ

Е.А. Таныгина, Н.С. Рощупкин, М.Г. Казазян

Научный руководитель: старший преподаватель М.Г. Казазян

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: katetkate06@gmail.com

Аннотация. В работе рассматриваем теоретическую сторону создания техногенных залежей углеводородов (ТЗУ). При изучении научной литературы были выявлены условия их появления, перечислены основные источники поступления углеводородов в подземные горизонты и предложена классификация таких скоплений. Особое внимание уделелили двойственной природе ТЗУ, т.к. они представляют экологическую опасность и одновременно являются ценным ресурсным потенциалом (вторичным сырьём).

Ключевые слова: техногенная залежь углеводородов (ТЗУ), техногенное месторождение, LNAPL, DNAPL, миграция углеводородов, экологическая безопасность, ресурсный потенциал.

Введение

Источником специфических геоэкологических объектов ТЗУ является Нефтегазовый комплекс России. От природных месторождений ТЗУ отличается тем, что формируется не миллионы лет, а годы. Также они сильно привязаны к промышленным узлам. Углеводородным фракциям, которые были накоплены в почвах и подземных водах, нужен пересмотр подходов к изучению и управлению. Сегодня ТЗУ рассматриваются как источник экологической угрозы и как потенциальный ресурсный актив. Это требует внедрения технологий рекуперации вторичного сырья [1].

Условия и механизмы образования техногенных залежей

Техногенная залежь углеводородов это искусственно образовавшееся скопление углеводородов в геологической среде. Оно действует как подвижная структура, из-за действия природных и техногенных факторов может мигрировать и менять свою форму.

Источники формирования ТЗУ

Нефтехимические предприятия, НПЗ, места сбора и подготовки нефти (УПН, ДНС, шламовые амбары). Здесь находится высокий уровень загрязнений и сложный состав фракций. Магистральные трубопроводы и системы сбора, они формируют вытянутые углеводородные линзы вдоль трасс а также нефтебазы, из-за которых происходит образование плавающих скоплений легких углеводородов (LNAPL).

Скважины с нарушенной герметичностью, они создают риски заколонных перетоков в глубокие водоносные горизонты [2].

Выработка природных месторождений и использование полигонов с нефтесодержащими отходами также являются дополнительными факторами образования ТЗУ [1].

Механизмы формирования и динамика ТЗУ

Эволюция залежи заключается в многостадийном пути миграции флюида в геологической среде. Он определяется взаимодействием гравитации, капиллярных явлений и напором грунтовых вод.

Этапы эволюции залежи:

1. Инфильтрация. Флюид двигается из-за гравитации вниз через зону аэрации. Скорость определяется литологией. Если песчаные прослои быстро его пропускают, то глинистые действуют как барьер.

2. Аккумуляция. Достигнув уровня грунтовых вод, флюид перестаёт двигаться вертикально. Далее его поведение определяется плотностями загрязнителя и воды. Фракции легче воды накапливаются на поверхности водоносного горизонта и образовывают плавающую линзу, более плотные фракции продолжают опускаться, пока не достигают регионального водоупора. Основная часть массы нефтепродукта находится в плавающей линзе, а её толщина изменяется из-за сезонных колебаний уровня подземных вод [3].

3. Латеральная миграция. Углеводороды смещаются к дренирующим балкам и водотокам из-за гидравлического градиента. От вязкости загрязнителя зависит темп миграции а также от пористости, трещиноватости, сорбционной емкости и др.фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора.

4. Сезонная динамика и «старение». Углеводороды застревают в порах грунта из-за колебания зеркала грунтовых вод, создают остаточное защемление. Со временем состав залежи меняется. Испарение и биодеградация легких фракций повышают количество смол и асфальтенов, из-за этого увеличивается вязкость флюида и он становится трудноизвлекаемым [2].

На практике эти стадии часто накладываются друг на друга.

Антропогенная нагрузка и наличие инженерных коммуникаций вносят погрешности в гидрогеологические модели. Сети подземных коммуникаций, траншеи и дренажные системы создают искусственные пути фильтрации. Поэтому нужен показатель эффективной проницаемости в зоне техногенного воздействия территории. Без него прогноз распространения загрязнений не будет точным.

Дополнительным фактором выступают циклическое заводнение, гидроразрыв пласта пород и др. Такие воздействия меняют поровое пространство и прочностные свойства коллекторов, и из-за этого формируются новые пути миграции флюидов, что приводит к формированию вторичных скоплений углеводородов [4]. Изменение гидродинамического режима и активизация микротрещиноватости в зонах интенсивного воздействия провоцируют неконтролируемую миграцию флюида. Если не учесть эти процессы при моделировании, то это приведет к существенным погрешностям в прогнозировании распространения загрязнений и недооценке экологических рисков.

Факторы, определяющие масштаб и подвижность ТЗУ:

Глубина залегания водоупора, направление и скорость потока подземных вод, амплитуда колебаний УГВ влияют на подвижность. При неглубоком залегании УГВ (1–5 м) процесс формирования залежи протекает значительно быстрее, что повышает риск миграции загрязнения в поверхностные водные объекты.

Высокопроницаемые песчаные и карбонатные отложения способствуют быстрой инфильтрации и формированию крупных залежей. Глинистые прослои

создают локальные экраны, формируя «карманы» защемлённого продукта. Трещиноватые породы обеспечивают ускоренную вертикальную миграцию на значительные глубины.

Расположение объектов в пределах пойменных террас в половодье из-за высоких амплитуд колебаний уровня грунтовых вод делает территорию уязвимой, усиливает процесс защемления и вторичного загрязнения

Размер залежи зависит от длительности и объёма утечек, типа хранимого продукта, состояния инфраструктуры. Старые объекты с изношенным оборудованием являются основными источниками формирования крупных ТЗУ. Ярким примером является Новокуйбышевск. В нём десятилетиями происходили утечки на НПЗ. Они привели к формированию под землей линзы нефтепродуктов размером 10 квадратных километров и объёмом 1,5 млн тонн. Такие техногенные залежи характерны не только для НПЗ. Была выявлена линза на территории бывшей нефтебазы в Воронеже объемом 40 тысяч тонн, угрожающая водоносным горизонтам на площади 40 гектаров [5].

В регионах с ярко выраженным паводковым режимом климат выступает катализатором миграции, повышая экологические риски для водозаборных сооружений. В период паводка подъём положения водонефтяного контакта приводит к снижению мощности линзы, что необходимо учитывать при планировании работ по извлечению.

Классификация техногенных залежей углеводородов

1. Классификация по фазовому состоянию.

LNAPL (легкая неводная жидкая фаза) - это углеводороды, плотность которых меньше плотности воды. Они формируют линзы на поверхности грунтовых вод и мигрируют по уклону зеркала водного горизонта. Это бензин, дизельное топливо, керосин.

DNAPL (плотная неводная жидкая фаза) - это углеводороды с плотностью больше плотности воды. Они мигрируют вниз через водоносный горизонт и накапливаются на водоупорах. К ним относятся тяжелые нефтепродукты, хлорорганические соединения.

Дополнительно выделяются три фазовых состояния углеводородов в пределах залежи. Свободные углеводороды - это плавающие линзы над уровнем грунтовых вод. Они являются основными объектами извлечения. Характеризуются высокой подвижностью и относительно стабильным составом. Защемлённые углеводороды образуются в порах зоны аэрации при сезонных колебаниях, из-за низкой подвижности и капиллярных эффектов они становятся трудноизвлекаемыми. Растворённые углеводороды в водоносном горизонте, наиболее опасны с экологической точки зрения из-за высокой мобильности в потоке подземных вод, мигрируют к водозаборам и поверхностным водотокам, при этом их концентрации могут превышать предельно допустимую концентрацию в десятки и сотни раз [2].

2. Классификация по степени опасности.

Классификацию можно использовать для оценки экологических рисков и очерёдности ликвидационных работ. Данная классификация разработана для природных месторождений, её также можно адаптировать для техногенных залежей.

Природный риск определяется толщиной продуктивных отложений, глубиной залегания и площадью месторождения.

Сроком эксплуатации, объемом накопленных утечек и количеством законсервированных скважин определяется технический риск.

Социальный риск учитывает плотность населения, проживающего в зоне влияния техногенной залежи. Это ключевой фактор при оценке последствий аварийных ситуаций [6].

Специфика техногенных залежей углеводородов (ТЗУ)

Техногенные скопления углеводородов отличаются от природных месторождений. Они требуют специфических подходов к их изучению и ликвидации.

ТЗУ приурочены к первым десяткам метров. В основном к зоне капиллярной каймы и зеркалу грунтовых вод. Подходят поверхностные и скважинные методы извлечения из-за нарушенной структуры пород в интервалах. Географическое положение ТЗУ привязано к промышленным узлам. Их формирование ограничено промышленно развитыми территориями и зонами влияния объектов нефтегазового комплекса. ТЗУ одновременно источник критической экологической нагрузки на водоносные горизонты и потенциальный сырьевой ресурс [1, 2].

Чаще техногенные залежи разрабатываются с помощью откачки свободных углеводородов из скважин, применяются методы паротеплового воздействия, химической отмывки и биостимуляции для извлечения защемлённых и растворённых фракций. Извлечённые нефтепродукты могут вовлекаться в переработку в качестве вторичного сырья. Техногенные залежи являются динамическими системами. Они подвержены влиянию паводково-меженных явлений на близлежащих поверхностных водных объектах. Их состояние под воздействием сезонных колебаний уровня грунтовых вод изменяется во времени. Это надо учитывать при мониторинге и ликвидации [1].

Указанные особенности показывают, что необходим комплексный подход к оценке, мониторингу и ликвидации техногенных залежей, он будет учитывать ресурсный и экологический аспекты.

Заключение

В работе мы выявили главные причины появления ТЗУ, а также выяснили, что основными источниками загрязнения являются объекты нефтепереработки, терминалы хранения, магистральные трубопроводы, шламонакопители и негерметичные скважины. Детально описали механизм миграции углеводородов. Он начинается с проникновения через зону аэрации и доходит до накопления в зоне грунтовых вод. Включает латеральное перемещение и сезонную динамику уровней.

Систематизация ТЗУ объединяет фазовое состояние флюида, степень экологической опасности, геометрические, ресурсно-экономические и динамические параметры. Такой подход помогает оценить риски и показывает, сколько сырья можно извлечь.

Приуроченность к промышленным узлам, небольшая глубина залегания и высокая подвижность показывают, что необходимо внедрять ресурсно-экологическую стратегию, где нейтрализация ущерба и рекуперация углеводородов будут взаимосвязанными этапами одного технологического цикла.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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. — 2023.
2. Кушеева В.С. Характерные особенности формирования техногенных углеводородных потоков и залежей на объектах нефтедобычи // III Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Экологические проблемы промышленно развитых и ресурсодобывающих регионов: пути решения». — 2018.
3. Казазян М.Г., Бабицкая К.И., Тупицына О.В., Пименов А.А. Применение химических растворов селективного действия для ликвидации техногенных залежей углеводородов // Нефтегазовое дело. — 2025. — № 5.
4. Никонов А.И. Техногенные факторы воздействия на продуктивные отложения месторождений углеводородов и их связь с потенциальным оседанием земной поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2020. — Вып. 4(31).
5. Ахмадова Х. Х., Идрисова Э. У., Такаева М. А. Проблема техногенных залежей в российских регионах // Международный научно-исследовательский журнал. — 2013. — № 8 (15), ч. 4.
6. Филатов Д.М., Никифоров С.З., Баранов Ю.Б. и др. О классификации нефтегазовых месторождений по степени природной и техногенной опасности // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. — М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ БИТУМИНОЗНОСТИ ЗАЛЕЖИ

Н.М. Прилипко, Е.Е. Коробова, А.А. Килина

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: korobovak3104@gmail.com, Alinochka7kilina@yandex.ru

Аннотация. Рассмотрено применение комплекса геофизических исследований скважин для выделения и характеристики битуминозных интервалов. По материалам двух объектов проанализированы каротажные признаки битуминозных известняков и определены границы их залегания. Показана необходимость совместной интерпретации электрических, нейтронных и гамма-каротажных данных для повышения достоверности выделения битуминозных пород.

Ключевые слова: природные битумы, битуминозность, геофизические исследования скважин, электрический каротаж, нейтронный каротаж, гамма-каротаж, известняк.

Введение. В настоящее время, в трудный и проблематичный период нефтегазовая отрасль столкнулась с множеством вызовов, связанными с санкционными ограничениями и атаками на нефтеперерабатывающую инфраструктуру. На передний план выходит адаптация к новым условиям.

Пополнение ресурсной базы связывают с освоением трудноизвлекаемых углеводородов.

Цель работы заключается в применении комплекса методов ГИС для выделения и характеристики битуминозных интервалов по материалам двух исследуемых объектов.

Природные битумы: свойства и условия залегания. Природные битумы представляют собой твёрдые, вязкие и вязкопластичные продукты глубокой трансформации нефти, утратившие значительную часть лёгких фракций. Для них характерны высокая вязкость, плотность около 0,965–1,5 г/см^3, повышенное содержание смолисто-асфальтеновых компонентов и низкая электрическая проводимость. Эти свойства определяют как сложность разработки залежей, так и особенности их геофизического отклика. [1, 2]

Основные залежи природных битумов представлены пластовыми, жильными, штокверковыми и покровными формами. В России значительные ресурсы сосредоточены в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции; многие залежи залегают на сравнительно небольших глубинах и приурочены к высокопористым коллекторам. Мировые геологические ресурсы природных битумов оцениваются примерно в 260 млрд. т, что определяет их значение как дополнительной сырьевой базы. [1]

Комплекс ГИС при изучении битуминозности. Скважинные геофизические исследования позволяют оценивать литологию, пористость, насыщение и электрические свойства пород (таблица 1). При изучении битуминозности наиболее информативен именно комплекс методов, поскольку отдельный каротажный признак не является однозначным. [3]

Таблица 1. Основные методы ГИС и их роль при выделении битуминозных интервалов

Метод	Параметры
ГК	Повышенная естественная радиоактивность
БКЗ, БК, КС	Высокое удельное электрическое сопротивление
НК (НГК, ННК-Т)	Повышенное водородосодержание
АК	Повышенное значение интервального времени
ИННК	Повышенное значение времени жизни теплового нейтрона

Геофизические признаки битуминозных интервалов. Выделение битуминозных пород строится на основе комплексной интерпретации геолого - геофизической информации. Обработка и интерпретация геофизических исследований скважин - основной поставщик информации при изучении битуминозных пород, совместно с исследованиями керна и шлама.

По ГИС битуминозные породы характеризуются, прежде всего, повышенной радиоактивностью и высокими показаниями удельного электрического сопротивления (БКЗ, БК, КС). Индукционный каротаж в высокоомном разрезе не

эффективен. Также должны отмечаться хорошие ёмкостные свойства по НК и АК. По акустическому каротажу следует уточнить интервальное время битума.

Для выделения эффективных толщин не работает микрозондирование, основанное на проникновении промывочной жидкости в пласт и образовании глинистой корки, промытые зоны и зоны проникновения. По этой же причине не показан МБК. Не эффективен и ядерно-магнитный метод – нет свободного флюида.

Рекомендуется применение импульсного нейтронного каротажа. Битуминозные породы характеризуются повышенным значением времени жизни тепловых нейтронов.

Достоинством ИНК (ИННК) является его применение в скважинах, обсаженных колонной, где методы электрического ультразвукового метода не работают, но нейтронные методы НГК, ННКТ применяются. По НК определяются ёмкостные свойства, а по ИНК - характер насыщения. Водонасыщенные породы - низкие значения тау$_п$, а содержащие углеводороды - высокие. А по изменению тау$_п$ со временем можно судить о выработке пластов.

Результаты интерпретации. Для проверки выделенных признаков были рассмотрены два фрагмента планшетов ГИС. На первом объекте в интервале 2220,0–2249,2 м по исходной интерпретации выделен битуминозный известняк (рис. 1). Наиболее выраженное повышение сопротивления до 200 Омм отмечено в интервалах 2223,8–2233,0 и 2235,5–2237,0 м, что согласуется с высокоомным характером битумонасыщенной породы.

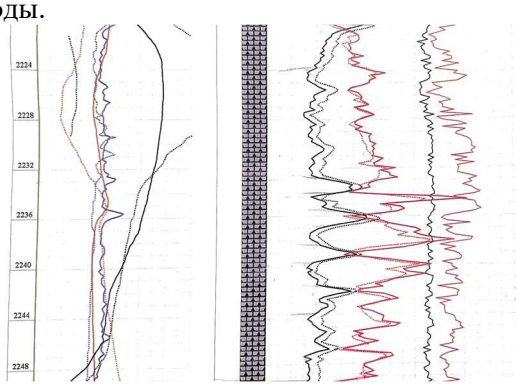


Рис. 1. Фрагмент планшета ГИС по объекту 1

На втором объекте битуминозный известняк выделен в интервале 2189,5–2216,0 м (рис. 2). Характер кривых на планшете подтверждает необходимость комплексной интерпретации: положение битуминозного интервала устанавливается по совокупности электрических и других каротажных данных, а не по отдельной кривой.

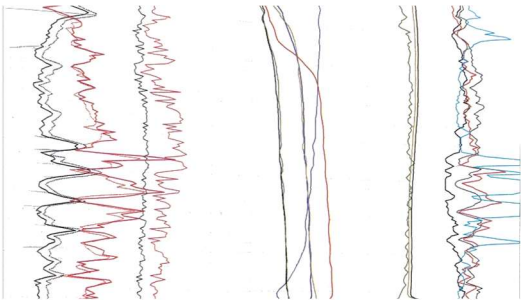


Рис. 2. Фрагмент планшета ГИС по объекту 2

Таблица 2. Обобщённые результаты анализа двух объектов

Объект	Интервал, м	Мощность, м	Литология	Основной результат
1	2220,0–2249,2	29,2	Известняк битуминозный	Высокоомные интервалы; RP до 200 в двух участках.
2	2189,5–2216,0	26,5	Известняк битуминозный	Интервал выделен по комплексной интерпретации каротажных кривых.

Выводы. Проведённый анализ показывает, что электрические методы являются ключевыми при выявлении высокоомных битуминозных интервалов, однако их результат должен контролироваться литологическими и пористостными методами. Такое сочетание уменьшает неоднозначность интерпретации и позволяет точнее устанавливать границы насыщенных пластов.

В настоящее время актуально освоение трудноизвлекаемых запасов углеводородов, в том числе битумов. В Энергетической стратегии до 2030 года заложено освоение перспективных регионов- Арктика, Восточная Сибирь, Дальний Восток, континентальный шельф. Освоение Арктического шельфа, обладающего значительными ресурсами углеводородов, требует высокотехнологических решений. Бурение, добыча и создание подводной инфраструктуры не могут быть проведены в короткие сроки.

В настоящее время основной акцент сделан на повышение эффективности действующих активов и эксплуатации зрелых месторождений. Освоение трудноизвлекаемых запасов – вязких нефтей и битумов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Яртиев А. Ф. Природные битумы — уникальное энергетическое сырьё // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15. – № 12. – С. 293–297.
2. Джабраилова М. Х., Саламова П. Х., Идрисова Э. У. Характеристика, свойства, получение и применение битумов // Вестник магистратуры. – 2021. – С. 14–15.
3. Сковородников И. Г. Геофизические исследования скважин: курс лекций. – Екатеринбург: УГГГА, 2003. – 294 с.

УДК 622.3

АКТУАЛЬНЫЕ СПОСОБЫ ПРОВЕТРИВАНИЯ ПРИ ГОРНОРУДНЫХ РАБОТАХ

А.Е. Батищев

Научный руководитель: М.Г Казазян ст. преподаватель

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: sahas14122006@mail.ru

Аннотация. В работе изучены современные методы проветривания горных выработок — с учётом того, что глубина и протяжённость горнорудных работ постоянно увеличиваются. Подчёркнута важность надёжной вентиляции: она позволяет уменьшить концентрацию газов и пыли в воздухе, а также стабилизировать температурный режим в подземных выработках.

Выполнено сопоставление трёх основных способов проветривания — нагнетательного, всасывающего и комбинированного: для каждого из них определены сильные стороны и ограничения. В статье также представлены актуальные схемы вентиляции шахт и рудников, включая цифровые решения для контроля и регулирования воздушных потоков. На базе проведённого анализа предложены практические рекомендации по подбору оптимальной схемы проветривания, направленной на обеспечение аэрологической безопасности на горных объектах.

Ключевые слова: горные выработки, нагнетательный способ, всасывающий способ, комбинированный способ, вентилятор главного проветривания, аэрологическая безопасность.

ВВЕДЕНИЕ

Подземная разработка месторождений формирует разветвлённую и сложную систему горных выработок. В последние годы горнодобывающая отрасль всё чаще сталкивается с ухудшением горно-геологических и горнотехнических условий. При ведении работ на значительной глубине критически важно контролировать состояние атмосферы в руднике.

Проветривание выработок — ключевой технологический процесс: он не только создаёт допустимые санитарно-гигиенические условия для персонала, но и служит основой общей безопасности горных работ.

По мере увеличения глубины и протяжённости выработок обостряются основные проблемы: растёт выделение газов, усиливается пылеобразование и повышается температура воздуха в горных выработках. Грамотная организация проветривания позволяет снизить концентрацию вредных примесей и удерживать температуру в забоях на уровне не выше 26 °C.

Поскольку нагнетательный, всасывающий и комбинированный способы проветривания обладают как достоинствами, так и ограничениями, корректный подбор схемы вентиляции — существенный фактор обеспечения безопасности и повышения эффективности производства.

Нормативными документами жёстко заданы параметры рудничной атмосферы. В действующих выработках при относительной влажности до 90%

температура воздуха не должна подниматься выше 26 °С, а при влажности более 90% — выше 25 °С. Объёмная доля кислорода должна составлять не менее 20%, углекислого газа — не более 0,5%. Концентрации вредных веществ ограничены установленными предельно допустимыми концентрациями (ПДК). Отклонение от этих норм чревато серьёзными последствиями — от взрывов пылегазовоздушных смесей до тепловых ударов у горнорабочих.

Способы проветривания, применяемые в горнорудной отрасли, группируют по направлению воздушных потоков, принципу создания перепада давления и применяемым цифровым технологиям управления. Ключевая задача современной вентиляции — уменьшение содержания вредных газов и пыли в воздухе и поддержание температуры в забоях в допустимых границах.

Понятийный аппарат охватывает нагнетательный, всасывающий и комбинированный способы проветривания, вентилятор главного проветривания, депрессию выработок и реверсирование вентиляционной струи.

Всасывающий способ. Его применяют при отработке залежей на глубине до 1500 м от поверхности, если полезное ископаемое не склонно к самовозгоранию, а также во всех случаях, когда действующие выработки не имеют аэродинамической связи с поверхностью. Способ распространён на газовых шахтах и рудниках. К его минусам относят: невозможность использования при разработке месторождений, склонных к самовозгоранию; нарушения в заперсменных выработках; усложнение регулирования потоков при нескольких вентиляторных установках главного проветривания; подсосы воздуха с поверхности; прохождение через вентилятор главного проветривания загрязнённого пылью и газами воздуха, что снижает ресурс вентилятора и повышает взрывоопасность [1].

Комбинированный (нагнетательно-всасывающий) способ. Суть его в том, что в одной части выработок шахты или рудника нагнетательный вентилятор создаёт избыточное давление, а в другой — всасывающий формирует разрежение. Давление в воздухоподающей выработке возрастает до значения Р1, превышающего атмосферное Р0, а в восходящей струе давление Р2 оказывается ниже атмосферного. Депрессия всей сети выработок определяется как: $H = P1 – P2$.

Достоинства:

работа не менее двух независимых вентиляторных установок повышает надёжность системы;

способ даёт значительные перепады давления при сравнительно малых депрессиях вентиляторов;

точка с давлением, равным атмосферному, позволяет заметно сократить подсосы и утечки воздуха с поверхности;

высокая эффективность при проветривании протяжённых горизонтов [3].

Недостатки:

затруднено реверсирование воздушной струи и управление режимами при работе нескольких вентиляторов в аварийной ситуации;

несколько вентиляторных установок главного проветривания усложняют регулирование воздушных потоков;

через всасывающий вентилятор главного проветривания проходит воздух, насыщенный пылью и газами;

при центральной схеме проветривания вероятны значительные утечки через вентиляционные сооружения;

резервы нагнетательного и всасывающего вентиляторов должны быть согласованы между собой;

требуется наличие двух и более вентиляторных установок.

Комбинированный способ используют при отработке залежей, склонных к самовозгоранию, а также при наличии аэродинамической связи действующих выработок с поверхностью. Он находит применение на шахтах и рудниках с секционной схемой проветривания и большой протяжённостью горных выработок.

Нагнетательный способ. Свежий воздух по вентиляционному трубопроводу подаётся прямо к забою, а загрязнённый вытесняется и перемещается по самой выработке.

Достоинства:

прямая доставка свежего воздуха: поток из трубопровода идёт непосредственно к рабочим местам в забое;

эффективное разбавление метана в призабойной зоне выработки;

устойчивость и надёжность: обеспечивается стабильное проветривание и возможность реверсирования струи;

простота и экономичность: допускается использование жёстких и мягких трубопроводов, затраты на обслуживание ниже.

Недостатки:

распространение газов по выработке: газовые продукты взрывных работ рассеиваются по всей её длине, из-за чего работы возобновляются только после полного проветривания;

вынос пыли: угольная и породная пыль активно перемещается от забоя к устью, образуя участки повышенной запылённости;

риск загазирования: при остановке вентилятора выработка может загазироваться.

Схемы проветривания. Их классифицируют по числу и взаимному расположению выработок, по которым поступает свежий и отводится загрязнённый воздух, а также по способу проветривания. Выбор схемы увязывают с принятой схемой вскрытия, порядком отработки и системой разработки; как правило, она принимается на весь период отработки шахтного поля [2, 4]. По взаимному расположению воздухоподающих и вентиляционных стволов выделяют:

центральную схему — воздух входит и выходит через стволы, размещённые в центре шахтного поля (не далее 100 м друг от друга); отличается простотой управления;

фланговую схему — воздух подаётся через центральный ствол и отводится через стволы на флангах шахтного поля; используется на неглубоких шахтах и исключает встречное движение воздушных струй;

комбинированную схему — объединяет черты центральной и фланговой, обеспечивая гибкость при большой протяжённости выработок.

Обоснованный выбор способа проветривания напрямую отражается на энергоэффективности и безопасности горного производства. Всё шире применяются системы динамического (цифрового) управления, позволяющие корректировать воздушные потоки в реальном времени. Их внедрение даёт:

Энергоэффективность: подача именно требуемого количества воздуха без перерасхода снижает затраты энергии.

Повышение безопасности: постоянный контроль состава рудничной атмосферы и оперативное наращивание подачи воздуха на участки усиливают аэрологическую защиту.

«Умные» рудники: на базе математического моделирования и нейросетей создаются алгоритмы, восстанавливающие параметры воздушных потоков по ограниченному числу измерений и прогнозирующие опасные изменения атмосферы.

Рекомендации по выбору способа таковы: на газовых шахтах без аэродинамической связи с поверхностью и с породами, не склонными к самовозгоранию, предпочтителен всасывающий способ. Для протяжённых горизонтов и при склонности руд к самовозгоранию практически безальтернативен комбинированный способ, несмотря на его сложность. При проходке выработок в призабойных зонах оптимален нагнетательный способ, обеспечивающий быструю подачу свежего воздуха [1, 4].

Проведён анализ и систематизация сведений о современных способах проветривания горных выработок. Показано, что выбор способа (нагнетательного, всасывающего или комбинированного) и схемы (центральной, фланговой или комбинированной) обусловлен совокупностью горно-геологических и горнотехнических условий: глубиной залегания, газообильностью, склонностью полезного ископаемого к самовозгоранию и протяжённостью выработок.

Эффективное проветривание — обязательное условие соблюдения нормативов: температуры в забоях не выше 26 °C, содержания кислорода не менее 20% и углекислого газа не более 0,5%. Перспективным направлением развития отрасли становится внедрение цифровых методов управления и нейросетевых алгоритмов в рамках концепции «умных рудников» — это позволит повысить энергоэффективность вентиляционных систем и обеспечить аэрологическую безопасность персонала, в том числе в аварийных ситуациях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Инструкция по аэрологической безопасности угольных шахт»: приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 № 505 (ред. От 20.02.2026).
2. Подземные горные работы : учебное пособие. — Минск : БНТУ, 2023. — С. 26–32.
3. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 № 506 «Комбинированный способ проветривания…».
4. Проветривание горных выработок // Большая российская энциклопедия.

УДК 504.5:622.24

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

К.К. Хуаншкалиева, М.Г. Казазян

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: katerinakhuanshkalieva107@mail.ru

Аннотация. Сооружение скважин для добычи углеводородов неизбежно сопряжено с опасностью техногенного воздействия на экосистемы. В процессе бурения возникает угроза сильного загрязнения грунтовых и поверхностных вод, почв и воздушной среды, а также деградации локальной флоры. Подобные последствия обусловлены обращением с химическими реагентами, накоплением буровых отходов, утечками горюче-смазочных материалов и риском внезапных выбросов флюида из пласта. Поэтому основными задачами исследования становятся выявление ключевых источников и видов экологических рисков при буровых работах, а также рассмотрение технических и организационных мер, направленных на предупреждение аварийных ситуаций и снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Ключевые слова: бурение скважин, экологические риски, загрязнение окружающей среды, буровые отходы, газонефтеводопроявление, предупреждение аварий.

Понятие экологических рисков. Под *экологическим риском* понимается вероятность возникновения техногенных аварий, которые могут нанести существенный вред окружающей среде или здоровью людей.

Риск рассматривается как вероятность возникновения чрезвычайных событий в определённый промежуток времени, выраженная количественными параметрами.

Экологический риск часто рассматривают в двух аспектах – потенциальный риск и реальный риск. Потенциальный экологический риск – это явление опасности нарушения отношений живых организмов с окружающей средой в результате действия природных или антропогенных факторов. Реальный экологический риск образуется потенциальным с учётом вероятной частоты его реализации. По характеру проявления экологический риск может быть внезапным (техногенная авария, землетрясение и т.п.) и медленным (смещение, подтопления, эрозия и т.д.). [1]

Экологические риски при бурении нефтяных и газовых скважин. Экологические риски буровых работ связаны с возможностью резкого (аварии) или постепенного ухудшения состояния природной среды при подготовке площадки, проходке и креплении скважины, обращении с технологическими жидкостями и отходами (рис. 1). Воздействие распространяется на почвенно-растительный покров, атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды.

Почвенно-растительный слой нарушается в ходе строительства скважин, происходит изменение физико-химических условий недр при вскрытии пластов. Основными источниками загрязнения выступают буровые растворы и содержащиеся в них химические реагенты, нефть, нефтепродукты и производственные сточные воды. Процесс загрязнения земель идет поэтапно: сначала вредные компоненты

скапливаются на поверхности, затем из-за фильтрации или разрушения гидроизоляционных барьеров уходят вглубь почвенного профиля, после чего начинают мигрировать в стороны. Скорость распространения пятна загрязнения резко возрастает во время затяжных дождей, весеннего снеготаяния или паводков. Серьезную угрозу представляют также нарушение герметичности затрубного пространства, поглощение промывочной жидкости проницаемыми пластами и неконтролируемый подъем флюидов на устье. Все это приводит к угнетению местной флоры и делает невозможной быструю рекультивацию земель. [2]

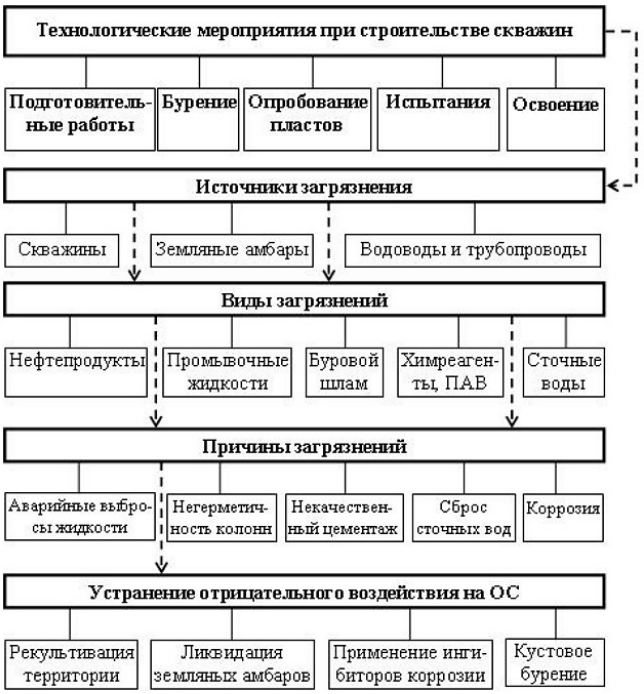


Рис. 1. Негативное воздействие на окружающую среду при строительстве скважин и добыче нефти и газа [2]

Наибольшую угрозу для атмосферы представляют газонефтеводопроявления (ГНВП). Данный инцидент выражается в самопроизвольном проникновении газа, нефти или минерализованной воды в ствол скважины из-за падения гидростатического давления ниже пластового. Газовый поток устремляется вверх, попутно расширяясь в объеме, что снижает плотность столба раствора и лавинообразно усиливает приток. Без оперативного глушения ГНВП перерастает в открытый газовый или нефтяной фонтан.

Степень экологического бедствия определяется компонентным составом выбрасываемого газа. Его интенсивное выделение приводит к критической загазованности территории, формируя пожаро- и взрывоопасные зоны на промысле. Если пластовый флюид содержит примеси сероводорода, возникает смертельная опасность острого отравления буровой бригады и масштабного токсического поражения прилегающих территорий. [3].

Буровые работы часто вызывают локальное ухудшение качества поверхностных водоемов и водоносных горизонтов. Это происходит при некорректном

складировании шлама, нарушении правил хранения промышленных и бытовых стоков. Очагами загрязнения становятся переполненные или негерметичные амбары, случайные проливы дизельного топлива при заправке агрегатов на незащищенном грунте, а также использование неисправной спецтехники. Кроме того, масштабная выемка грунта и изменение рельефа нарушают траектории естественного стока, вызывая застой талых вод и заболачивание.

Для предотвращения техногенных аварий необходима комплексная превентивная работа: регулярная дефектоскопия оборудования, своевременная замена изношенных узлов и жесткий аудит качества ремонтных процедур. Большую роль играет внедрение автоматики — цифровых комплексов мониторинга технологических показателей бурения и датчиков раннего обнаружения утечек углеводородов. Электроника позволяет мгновенно фиксировать малейшие отклонения от регламента и купировать угрозу до того, как она перерастет в катастрофу.

Экологизация процесса достигается за счет перехода на рецептуры буровых растворов с низким классом опасности, а также внедрения систем замкнутого цикла с полной переработкой и утилизацией шлама. Постоянный инструментальный контроль герметичности систем исключает незамеченное попадание вредных веществ в окружающую среду.

Заключение

Проведенный анализ показывает, что бурение скважин сопряжено с многофакторной нагрузкой на экосистемы. Ключевыми источниками опасности выступают токсичные химреагенты, буровые отходы, горюче-смазочные материалы и аварийные выбросы газа или нефти. Их воздействие ведет к порче почв, отравлению водоемов и воздуха, а подготовительные строительные работы нарушают целостность ландшафта.

Минимизация рисков требует системного подхода: внедрения современных методов диагностики, автоматического контроля параметров проводки ствола, использования биоразлагаемых материалов и грамотной утилизации отходов. Профессиональная подготовка персонала, строгое следование технологическим регламентам и высокая готовность к ликвидации ГНВП являются главными условиями защиты людей и сохранения природы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Поварова, Л. В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений / Л. В. Поварова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). — 2018. — № 2. — С. 112–122.
2. Вафин, Р. Ф. Экологическая нефтегазовая геология : учебное пособие / Р. Ф. Вафин ; научный редактор В. М. Смелков ; Казанский государственный университет. — Казань, 2008. — 84 с.
3. Газонефтеводопроявление (ГНВП) // Современная научно-технологическая академия : сайт.
4. Исаев, И. А. Виды негативного воздействия на окружающую среду и мероприятия по охране окружающей среды при строительстве (бурении) нефтегазоконденсатных скважин на севере Тюменской области (Ямало-Ненецкий автономный округ) / И. А. Исаев // Молодой ученый. — 2014. — № 10 (69). — С. 112–116.

5. Безопасность и экологическая безопасность при бурении и эксплуатации / Р. Халлыев, А. Оразнепесов, О. Гаррыева, Г. Чарыева // Символ науки. — 2025. — № 2-2. — С. 62–64.
6. Казазян М. Г., Бабицкая К. И., Тупицына О. В., Пименов А. А. Применение химических растворов селективного действия для ликвидации техногенных залежей углеводородов // Нефтегазовое дело. 2025. № 5. С. 68–83.

УДК 551.35

ОСАДКОНАКОПЛЕНИЕ В ТИХОМ ОКЕАНЕ: ТИПЫ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ФАЦИАЛЬНАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ И СОВРЕМЕННЫЕ ДАННЫЕ О СКОРОСТЯХ СЕДИМЕНТАЦИИ

К.В. Кириллов

Научный руководитель - М.Г. Казазян, старший преподаватель

СамГТУ, г. Самара, Россия
e-mail: *lorikeet5555@gmail.com*

Аннотация: Статья посвящена комплексному анализу процессов осадконакопления в Тихом океане - крупнейшем бассейне седиментации на Земле. Рассмотрены основные факторы, контролирующие формирование осадочного чехла: тектонический, климатический, гидродинамический и биологический, а также источники осадочного материала (терригенный, вулканогенный, биогенный). Охарактеризованы генетические типы донных отложений: терригенные, биогенные (карбонатные и кремнистые), вулканогенные и полигенные. Выявлены закономерности фациальной зональности: отчётливая широтная климатическая зональность в восточной части океана и мозаичная морфоструктурная структура в западной. Приведены современные количественные оценки скоростей осадконакопления, основанные на данных глубоководного бурения (DSDP, ODP, IODP). Показано, что наиболее продуктивной зоной биогенного осадконакопления в северо-западной части Тихого океана является Курильская котловина. Сделан вывод о сложном многофакторном характере океанической седиментации и принципиальных различиях моделей седиментации западной и восточной частей океана.
Ключевые слова: Тихий океан; осадконакопление; донные отложения; вулканогенные отложения; полигенные осадки; глубоководное бурение

Введение. Тихий океан представляет собой крупнейший бассейн седиментации на Земле: на его долю приходится $146 \cdot 10^6$ км², или 52% общей площади распространения океанских осадков в Мировом океане. Осадочный чехол Тихого океана формируется в условиях сложного взаимодействия тектонических, климатических, гидродинамических и биологических факторов, что обусловливает чрезвычайное разнообразие типов донных отложений и их пространственного распределения. В отличие от Атлантического и Индийского океанов, где значительную роль играют гемипелагические глины, в Тихом океане пелагические осадки преобладают по объёму над гемипелагическими, карбонатные формации - над глинистыми, при

широком распространении кремнистых илов, гляциально-морских осадков и вулканитов.

Актуальность исследования определяется необходимостью обобщения современных данных о процессах океанической седиментации, поскольку они имеют значение для палеогеографических и палеоклиматических реконструкций, прогнозирования распределения полезных ископаемых, а также для понимания закономерностей формирования осадочного чехла Мирового океана. Особый интерес представляет сопоставление западной и восточной частей Тихого океана, различающихся морфоструктурой дна, источниками осадочного материала и моделями седиментации.

Тихий океан - крупнейший бассейн седиментации на Земле, на долю которого приходится 52% общей площади распространения океанских осадков, поэтому понимание процессов осадконакопления в нём имеет ключевое значение для всей океанической литологии. Во-вторых, осадочный чехол Тихого океана формируется в условиях сложного взаимодействия тектонических, климатических, гидродинамических и биологических факторов, что обусловливает чрезвычайное разнообразие типов донных отложений и требует систематизации накопленных данных. В-третьих, западная и восточная части океана демонстрируют принципиально различные модели седиментации - мозаичную островодужную и широтно-зональную, что делает особенно важным сопоставительный анализ фациальной зональности.

Для того, чтобы узнать об особенностях осадконакопления нужно систематизировать современные представления о процессах осадконакопления в Тихом океане, охарактеризовать основные типы донных отложений и выявить закономерности их пространственного распределения.

Работа основана на обобщении опубликованных материалов по геологии и литологии океана, данных глубоководного бурения и современных исследований осадконакопления в Тихом океане, в том числе в Курильской котловине и северо-западной части океана.

Факторы осадконакопления и источники осадочного материала

Формирование осадочного чехла Тихого океана определяется несколькими группами факторов. Тектонический фактор контролирует морфоструктуру дна, размещение глубоководных котловин, островных дуг и желобов, а также интенсивность вулканизма. Климатический фактор проявляется в широтной зональности: на севере и юге океана в составе плейстоценового осадочного чехла значительную роль играют марино-гляциальные отложения и кремнистые, преимущественно диатомовые, осадки, тогда как карбонатные отложения там практически отсутствуют; в экваториально-тропическом поясе, напротив, развиты планктоногенные карбонатные илы. Гидродинамический фактор определяет перераспределение осадочного материала в водной толще и придонных горизонтах, что отражается на гранулометрическом составе и химических показателях осадков.

Источники осадочного материала в Тихом океане разнообразны. Терригенное вещество поступает главным образом с континентальным стоком; для северо-западной части океана основным источником является сток Амура. Вулканогенный материал привносится в результате эксплозивной деятельности островных дуг, особенно в районе Курило-Камчатского желоба, где вклад вулкано-терригенного вещества заметно возрастает. Биогенный материал образуется в процессе

жизнедеятельности планктонных организмов - диатомовых водорослей, радиолярий, фораминифер и кокколитофорид. В пределах Курильской котловины отмечается высокая первичная биопродуктивность, связанная прежде всего с развитием диатомовых водорослей[1,2,3].

Типы донных отложений

Донные отложения Тихого океана подразделяются на несколько генетических типов: терригенные, биогенные (карбонатные и кремнистые), вулканогенные, полигенные и хемогенные [1, 5].

Терригенные отложения формируются за счёт сноса обломочного материала с континентов. В прибрежных мелководьях сосредоточены грубозернистые отложения, преимущественно терригенные, а в районах, прилегающих к островным дугам, - вулканогенные пески. В глубоководных котловинах терригенный материал представлен главным образом глинистыми и алевритовыми фракциями. Характерно, что в северо-западной части Тихого океана, напротив, наблюдается слабая поставка осадочного материала и преобладание пелагических и гемипелагических глин. На западе, где развита островодужная система, в океан поступает только тонкий, преимущественно глинистый материал, формирующий гемипелагические и миопелагические толщи; на востоке, при поступлении больших масс терригенных осадков и отсутствии «ловушек», возникают крупные флэшнолицые накопления [1, 2,5].

Биогенные карбонатные отложения представлены глобигериновыми, наннопланктонными и наннопланктон-фораминиферовыми илами. Они приурочены к экваториально-тропическому поясу с глубинами примерно 4–4,5 км, где преобладают карбонатные и кремнисто-карбонатные комплексы. Красная глина и глобигериновый ил являются основными типами донных отложений в западной части Тихого океана; между ними выделяется зона глинисто-известковых пелагических илов переходного типа [1, 3, 5].

Биогенные кремнистые отложения - диатомовые, радиоляриевые и диатомово-радиоляриевые илы - распространены в высоких широтах обоих полушарий, где формируются пояса кремненакопления. Диатомовые илы тяготеют к периферии Тихого океана. Южнее и севернее экваториальной зоны карбонатные комплексы сменяются либо глинисто-карбонатными (при глубинах менее 5 км), либо абиссальными радиоляриево-глинистыми (при глубинах более 5 км).Вулканогенные отложения представлены вулканическими пеплами, илистым песком и песчанистым илом; для них характерна примесь пирокластического материала. Пирокластический материал играет заметную роль в осадконакоплении в районах активного вулканизма, особенно в западной части океана [1,3,4].

Фациальная зональность

Фациальная структура осадочного чехла Тихого океана характеризуется отчётливой широтной зональностью в восточной части и более сложной мозаичной структурой в западной. В высокопродуктивной тропическо-экваториальной области, где глубины составляют примерно 4–4,5 км, преобладают карбонатные и кремнисто-карбонатные комплексы. К северу они сменяются либо глинисто-карбонатными при глубинах менее 5 км, либо абиссальными радиоляриево-глинистыми при глубинах более 5 км. Далее располагается халистатическая область с эвпелагическими глинами, которая в

высоких широтах сменяется продуктивной зоной кремненакопления, где формируются диатомово-глинистые комплексы.
Западная часть океана, обладающая сложной морфоструктурой, определяется как «мозаичный океан»: здесь морфоструктура является главным фактором образования и размещения фациальных комплексов, хотя климат также влияет на состав отложений через циркуляцию водных масс. Для Курильской котловины, Курило-Камчатского глубоководного желоба и северо-западной части Тихого океана выполнено детальное литолого-фациальное районирование с выделением трёх крупных областей, каждая из которых подразделена на две фациальные подобласти, различающиеся по морфологии дна, источникам осадочного материала и особенностям седиментации. [4].

Скорости осадконакопления и мощности осадков
Средняя скорость осадконакопления в Мировом океане для периода от поздней юры до квартера составляет лишь около 2,6 м за 10^6 лет. В абиссальной области Тихого океана осадконакопление идёт крайне медленно. Мощность осадочного слоя в разных районах океана варьируется в широких пределах: в одних котловинах она составляет 200–400 м, в других достигает 2000–3000 м. Бурение на краевом валу вскрыло разрез океанических осадков мощностью 400 м, представленный отложениями от меловых до современных.[1.2]
Современные исследования, основанные на данных глубоководного бурения DSDP, ODP и IODP, позволили количественно оценить скорости аккумуляции осадков. Установлено, что в плейстоцене в глубоководных бассейнах юга Тихого океана возросли скорости накопления как терригенных, так и кремнистых осадков. Наиболее продуктивной зоной биогенного осадконакопления в пределах северо-западной части океана оказалась Курильская котловина, где высокая первичная продукция обусловлена развитием диатомовых водорослей.[3,4]

Практическая значимость
Результаты исследования могут быть использованы для палеогеографических и палеоклиматических реконструкций, прогнозирования распределения полезных ископаемых (железомарганцевых конкреций, кремнистых и карбонатных отложений), а также для понимания современных процессов осадконакопления и их влияния на формирование донных ландшафтов. Данные о скоростях седиментации важны при планировании инженерно-геологических изысканий и оценке устойчивости подводных сооружений. Кроме того, материалы статьи могут найти применение в образовательном процессе при подготовке специалистов в области морской геологии и океанологии.

Заключение
Осадконакопление в Тихом океане представляет собой сложный многофакторный процесс, в котором тесно взаимодействуют тектонические, климатические, биологические и гидродинамические механизмы. Основными типами донных отложений являются терригенные, биогенные (карбонатные и кремнистые), вулканогенные и полигенные осадки, распределение которых подчиняется широтной климатической зональности и морфоструктурным особенностям дна. Западная и восточная части океана демонстрируют принципиально разные модели седиментации - мозаичную островодужную и широтно-зональную соответственно. Современные исследования, основанные на данных глубоководного бурения и статистическом

анализе обширных баз геохимических данных, позволяют количественно оценивать скорости аккумуляции осадков и их химический состав, что открывает новые возможности для палеогеографических реконструкций и прогнозирования распределения полезных ископаемых в Мировом океане.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лисицын А.П. Процессы океанической седиментации. Литология и геохимия. — М.: Наука, 1978. — 392 с.
2. Геология океана. Осадкообразование и магматизм океана / Под ред. П.Л. Безрукова. — М.: Наука, 1979. — 415 с.
3. Левитан М.А. и др. Химия плейстоценовых осадков Тихого океана // Lithology and Mineral Resources. — 2025. — DOI: 10.1134/S0024490225700075.
4. Процессы современного осадконакопления в Курильской котловине и северо-западной части Тихого океана // Вестник МГУ. Серия 4. Геология. — 2026.
5. Хворова И.В. Осадочные формации океанов. — М.: Наука, 1986.
6. Лисицын А.П. Общие закономерности строения осадочной толщи океана // Геологическая история океана. — М.: Наука, 1980. — С. 36–103.

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

ВНЕДРЕНИЕ И ИНТЕГРАЦИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В БРИГАДАХ ЗБС(КР6)

М.С. Полев, С.Ю. Милькова

Научный руководитель: Аверкин В.Н.

СамГТУ, Самара. Россия, maks.polev.05@mail.ru

Аннотация. Большинство крупных нефтегазовых месторождений в России вступили в завершающую стадию разработки: растет обводненность добываемой продукции, снижается дебит скважин. Бурить здесь новые скважины зачастую экономически нецелесообразно. Зарезка боковых стволов из существующего фонда обходится заметно дешевле и позволяет вовлечь в разработку остаточные и не дренируемые запасы. По оценкам отраслевых экспертов, доля боковых стволов в общем объеме эксплуатационного бурения в мире растет из года в год, поэтому качественное информационное сопровождение таких работ становится все более востребованным.

Рассмотрение датчиков комплекса ГТИ применительно к бурению боковых стволов позволяет связать теоретические принципы измерений с реальными задачами, решаемыми при строительстве скважин, и подчеркнуть роль комплекса как критически важного звена в обеспечении безопасности, точности получаемых данных и эффективности буровых работ.

Ключевые слова: комплекс датчиков ГТИ, бурение бокового ствола.

Бурение бокового ствола – это технология в нефтедобыче, при которой из уже существующей скважины бурится новый ствол в боковом направлении. В отличие от строительство новой скважины, бурение бокового ствола позволяет вовлечь в разработку не дренируемые запасы, вскрыть дополнительные продуктивные горизонты. Именно поэтому бурение бокового ствола является одним из наиболее экономически эффективных направлений в современной нефтегазовой отрасли, особенно на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Однако бурение бокового ствола относится к категории сложных работ. Необходимо четко следовать траектории, так как отклонение от заданного направления может привести к непопаданию в продуктивный пласт или аварийным ситуациям. Зарезка БС, проводка ствола в условиях ухудшенной очистки забоя, повышенные риски прихватов и проявлений – всё это требует непрерывного контроля за всеми технологическими параметрами в реальном времени.

Данную задачу решает геолого-технические исследования – система сбора, обработки данных о процессе бурения. ГТИ включает в себя комплекс оборудования (датчиков) на буровой установке и в циркуляционной системе.

Контроль механических параметров.

Датчики этой группы устанавливаются на талевую систему, лебедку и привод ротора. Оборудование контролирует вес на крюке, перемещение инструмента, частоту вращения и крутящий момент.

Датчик давления

Тензометрические датчики ICS SP 0004 и ICS SP 007 измеряют давление в нагнетательной линии буровых насосов и в затрубном пространстве при закрытом превенторе. Первичный преобразователь устанавливается в линию давления.

Чувствительный элемент – мембрана из специальной стали с нанесенными тензорезисторами, включенными в мостовую схему. Под давлением мембрана деформируется, сопротивление тензорезисторов меняется, и на выходе получается электрический сигнал, пропорциональный давлению.

По изменению давления в нагнетательной линии оценивают работу насосов и выявляют проблемы в циркуляционной системе. Давление в затрубном пространстве используют для контроля состояния герметизированного устья.

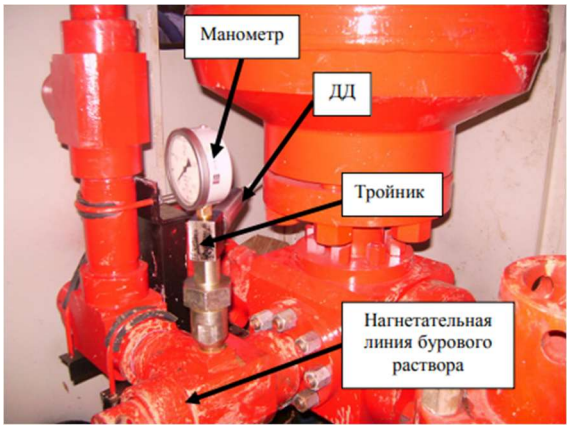


Рис.1. Вариант установки датчика давления в нагнетательную линию

Датчик веса

Оборудование ICS SW 0005 и ICS SW 006 измеряют натяжение неподвижной ветви талевого каната. По полученным данным с учетом оснастки талевой системы рассчитывают вес на крюке и нагрузку на долото. Данные значения необходимы для контроля за режимом бурения и контроля нагрузок при спускоподъемных операциях.

Корпус выполнен в виде прямоугольной пластины с опорами и прижимным устройством, положение которого регулируется винтом. Канат изгибается между двумя неподвижными опорами и средней подвижной опорой датчика. Возникающее в корпусе деформации воспринимают тензорезисторы, соединенные в измерительный мост.

В процессе эксплуатации канат вытягивается, и его диаметр уменьшается. Зазор между канатом и опорами может искажать показания, поэтому оборудование нужно периодически проверять и подтягивать. После перетяжки каната датчики монтируют и настраивают заново.

При настройке задают коэффициент пересчёта, учитывающий оснастку талевой системы, и смещение, соответствующее весу талевого блока. Это позволяет сопоставлять нагрузку с другими параметрами бурения и замечать отклонения в работе инструмента.

Датчики оборотов лебедки и ротора

Датчики ICS SR 0004 и ICS SR 008 регистрируют угловое перемещение валов, число оборотов и направление вращения. На лебедке по полученным показаниям косвенно определяют положение крюка и скорость его перемещения, на приводе ротора определяется частота вращения.

Измерительный узел состоит из диска с постоянными магнитами чередующейся полярности и двух преобразователей Холла. При вращении формируются импульсы: их число соответствует угловому перемещению, а фазовый сдвиг между каналами определяет направление. Микропроцессорный блок обрабатывает импульсы 15-разрядным счетчиком при частоте до 3 кГц..

На лебедке оборудование устанавливается между торцом вала и вертлюжком пневматической линии тормозной линии, корпус датчика крепят к неподвижной части лебедки. Для расчета перемещения крюка необходимо учитывать размеры барабана, диаметр каната и оснастку талевой системы. В программе настройки задается направление счета: при вращении в одном направлении число импульсов увеличивается, в другом будет уменьшаться. При неточной настройке датчик будет неверно определять положение талевого блока.

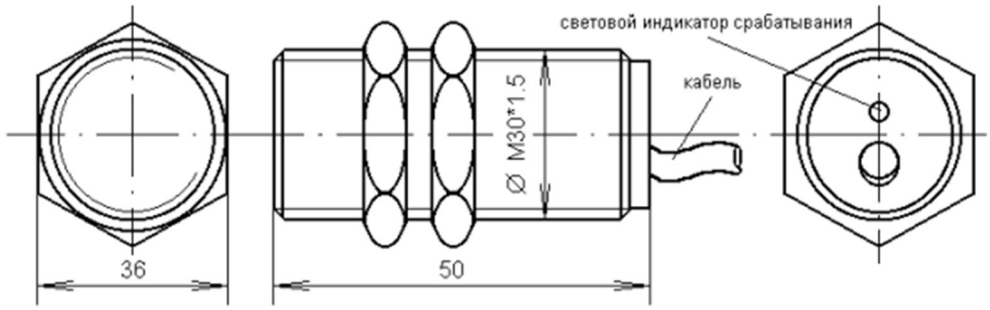


Рис. 2. Общий вид импульсного датчика числа ходов поршней буровых насосов и оборотов ротора (датчика ходов и оборотов) ICS SS 0004

Датчик момента на машинном ключе

Данное оборудование косвенно определяет момент свинчивания обсадных труб. Датчик замеряет натяжение неподвижной ветви троса привода машинного подвесного ключа. Контроль за параметром помогает выявить чрезмерную нагрузку на резьбовые соединения, что может привести к нарушению целостности колонны буровых труб.

Датчик работает по такому же принципу, как и датчик веса. Первичный преобразователь устанавливается в разрыв троса при снятой нагрузке. Усилие передается на цилиндрический чувствительный элемент с тензорезисторным мостом. Деформация разбалансирует мост пропорционально натяжению, на выходе получается электрический сигнал.

Чтобы получить значение момента, полученное значение необходимо умножить на плечо ключа и угол приложения усилия. Коэффициент определяется по формуле:

$$KF = L \times sin\,\gamma,$$

где L – плечо ключа, м; γ – угол между рукояткой и натянутым тросом. По нему корректируют смещение. Перед демонтажем в память прибора возвращают паспортные значения этих параметров.



Рис.3. Место установки датчика момента (ДМ) на неподвижный трос УМК

Датчик момента на роторе

Способ измерения момента на роторе зависит от конструкции привода. Существует три типа конструкций: скручивание вала, усилие на опоре редуктора и ток электропривода. Их показания характеризуют нагрузку на привод и бурильную колонну.

Измерение скручивания вала датчиком ICS SM 006

Датчик ICS SM 006 предназначен для ротора с механическим приводом. Тензометрический преобразователь регистрирует скручивание приводного вала, момент на столе ротора рассчитывается с учетом передаточного числа трансмиссии.

Измерительный и антенный блоки крепят на валу ближе к одному из концов, а с противоположной стороны ставят противовес. Питание и передачу сигнала обеспечивает бесконтактная система: электромагнитные катушки и два микропроцессорных приёмопередатчика.

Неподвижный приёмопередатчик закрепляют на кронштейне так, чтобы его катушка находилась на расстоянии 10 ± 5 мм от поверхности антенного блока. По светодиодному индикатору судят о наличии связи. Перед началом работ необходимо ввести передаточное число контролируемого вала до стола ротора.

Измерение усилия на опоре редуктора датчиком ICS SM 005

Оборудование ICS SM 005 косвенно определяет момент по силе сжатия под опорой качающегося редуктора. При вращении с одной стороны редуктора возникает растягивающее усилие, а с другой сжимающее. Первичный тензометрический преобразователь ставят со стороны с сжимающим усилием в специальное крепежное устройство. Момент считается по измеренному усилию с учетом плеча и передаточного числа трансмиссии. Способ используют только там, где конструкция привода позволяет контролировать реакцию опоры редуктора.

Монтаж выполняется при остановленном приводе. Датчик крепится к балке основания, перед установкой аппаратуру держат три часа при температуре окружающей среды. Сигнал тензометрического моста поступает в микропроцессорный преобразователь ICS M 007.

Измерение тока электропривода датчиком ICS SM 004

Датчик ICS SM I 004 регистрирует ток питания электропривода ротора. Первичный бесконтактный преобразователь по принципу эффекта Холла формирует сигнал, пропорциональный току. Разъёмный преобразователь надевается на один из проводников питания. Микропроцессорный блок размещают рядом на неподвижной конструкции буровой установки.

При бурении бокового ствола изменение момента анализируют вместе с нагрузкой на долото, частотой вращения и давлением. Это помогает оценивать работу инструмента при зарезке, заранее определять причины отклонения от выбранного режима.

Контроль загазованности рабочей зоны

Устройства ICS SA I 006 постоянно контролирует содержание опасных газов около буровой. Модификация ICS SA I 006-01 фиксирует метан, ICS SA I 006-02 предназначен для сероводорода. Газовоздушная смесь через сетчатый экран и попадает на активную поверхность детектора. Изменение её электрических свойств преобразуется в сигнал, соответствующий концентрации газа. Микропроцессорный блок обрабатывает сигнал и передаёт результат.

Место установки выбирают с учетом того, где именно скапливается газ. Поскольку метан легче воздуха, а сероводород тяжелее, поэтому датчики метана размещает в верхней зоне, а сероводорода в нижней. При установке используют защитный модуль, который снижает влияние переменных потоков газовоздушной смеси.

Показания этих приборов предупреждает персонал о загазованности. Контроль предельно допустимых значений концентрации опасных газов обязателен согласно пунктам 163 и 164 ФНиП ПБ в НГП (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534) [1].

Контроль циркуляции и свойства бурового раствора

На ёмкостях, желобах и других элементах циркуляционной системы ставятся датчики уровня, выходного потока, плотности и удельного электрического сопротивления. Полученные данные анализируют совместно, поскольку по сильным изменениям в показаниях можно судить о поглощении или нефтегазопроявлении.

Датчики уровня

Ультразвуковые датчики ICS SL 005 и ICS SL 006 замеряют уровень раствора в доливной и приёмных ёмкостях. По уровню в ёмкостях определяют объем жидкости. При подъеме инструмента по этим показаниям судят об объеме долива, при циркуляции об изменении запаса раствора в системе. Эти же данные используют при калибровке входного расхода, который считают по числу ходов поршневой насосов.

Устройство излучает ультразвуковой импульс и принимает сигнал, отраженный от поверхности раствора. Расстояние определяют по времени прохождения сигнала до поверхности и обратно. Прибор крепится над ёмкостью так, чтобы акустическая ось была вертикальной и перпендикулярной поверхности жидкости. В зоне излучения не должно быть посторонних предметов. Минимальное расстояние до отражающей поверхности – 350 мм для ICS SL 006 и 500 мм для ICS SL 005.



Рис.4. Монтаж датчика уровня (ДУ) на буровой

Датчик потока на выходе

Устройства ICS SF 005 и ICS SF 006 контролируют поток раствора, возвращающегося из скважины. В роли чувствительного элемента выступает лопатка, которая отклоняется под действием потока. Бесконтактный преобразователь Холла регистрирует угол поворота её вала, а микропроцессорный блок формирует показатель потока в диапазоне от 0 до 100%.

Датчик устанавливается на выходном желобе так, чтобы лопатка воспринимала воздействие потока промывочной жидкости. Длина лопатки не должна касаться дна при отсутствии циркуляции. Значение показывает относительное изменение потока. Чтобы получать значение объемного расхода, необходимо откалибровать оборудование.

Датчик плотности

Плотномеры ICS SD 006 и ICS SD 006-1 позволяет следить за плотностью бурового раствора в циркуляционной системе. Сравнение значений на входе в скважину и на выходе показывает, как изменяется свойства раствора.

Принцип работы основан на разности гидростатических давлений на двух фиксированных глубинах. Мембранные блоки, расположенные на постоянном расстянии друг от друга, отделяют раствор от гидравлических линий преобразователя. Разности давлений микропроцессорный блок рассчитывает плотность в г/см^3.

Устройство погружают вертикально. Верхний мембранный блок должен целиком находиться в растворе, а нижний располагаться выше границы осадка. Датчик устанавливают в места, где нет интенсивного потока и скопления осадка. Изменение плотности на выходе может сопровождать приток пластового флюида. Этот признак оценивают вместе с газосодержанием и расходом раствора.

Датчик удельного электрического сопротивления

Резистивиметры ICS SC 0004 и ICS SC 006 замеряет удельное электрическую приводимость бурового раствора. В конце измерений программа пересчитывает её удельное электрическое сопротивление (УЭС) и показывает в Ом·м.

Первичный преобразователь содержит две тороидальные катушки в трубчатом корпусе. На одну подается переменное напряжение, а со второй снимается сигнал, зависящий от проводимости бурового раствора. Преобразователь погружается

в приёмную ёмкость или желоб так, чтобы верхний край был ниже поверхности раствора. В пределах двух диаметров кольцевого корпуса не должно быть посторонних предметов.

Изменение УЭС может говорить об геологическом строении пробуриваемого интервала, о притоке пластовых вод.

Газовый анализ бурового раствора

При бурении газ анализируется газоанализатором и хроматографом. Первый следит за контролируемыми газами, второй определяет компонентный состав смеси.

Газоанализатор

Датчики ICS SC 0004 и ICS SC 005 контролируют содержание газов в смеси, поступающей из приёмника-дегазатора. В зависимости от исполнения используются детекторы метана, сероводорода или суммарного содержания углеводородных газов.

Микронасос подает смесь в блок детекторов, их электрические свойства меняются в зависимости от концентрации соответствующих газов. Микропроцессорный блок обрабатывает сигнал и передает результат в систему регистрации.

Рост газосодержания говорит о поступлении пластового флюида. Показания оцениваются вместе с параметрами циркуляции и режимом бурения.

Хроматограф

Хроматограф ICS H 0005 определяет содержание метана, этана, пропана и бутана. Проба поступает непрерывно по линии от дегазатора или вводиться вручную.

В устройстве используется газоадсорбционная хромотография. Газоноситель переносит пробу через колонки с сорбентом. Компоненты удерживаются в них разное время и поочередно попадают на детекторы. Сигналы образуют хроматограмму, которую обрабатывает микропроцессорное устройство. В приборе три колонки с отдельными колонками и системой обратной продувки тяжелых компонентов.

Измерительный блок размещается в лаборатории или в вагончике оператора. Линию от дегазатора подключают к входному штуцеру. Перед подачей в прибор смесь очищается от загрязнений и влаги.

Вывод

Комплекс ГТИ играет одну из ключевых ролей при бурении боковых стволов. Он замеряет нагрузки, параметры циркуляции бурового раствора и все необходимое для проведения безаварийных работ. Достоверность интерпретации будет напрямую зависеть от правильной установки и настройки оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 (ред. от 03.03.2026) Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888) – URL: https://sudact.ru/law/prikaz-rostekhnadzora-ot-15122020-n-534-ob/
2. ГЕОТЕК. Техническое описание и инструкция по эксплуатации.- 2005г.
3. Установка станции ГТИ и монтаж датчиков на буровой: методические указания к выполнению лабораторной работы для студентов специальности 130504 / Сост.

И.В. Доровских, В.В. Живаева, С.В. Воробьев. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 24 с.: ил.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 622.24

КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ПРИ СИНУСОИДАЛЬНОМ ИЗГИБЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

В.А. Маринич, П.А. Гаранин

Самарский государственный технический университет
Г. Самара, Россия

Аннотация. При слайдировании в горизонтальной скважине Самотлорского месторождения план-программа ограничивает нагрузку на долото ниже диапазона, который предусматривает долотная программа. Силы сопротивления бурильной колонны рассчитаны по модели мягкой нити, колонна проверена на синусоидальный и спиральный изгиб. Слабым местом колонны оказался участок над башмаком эксплуатационной колонны, а не горизонтальный участок. При трении, заложенном в план-программу, синусоидальный изгиб там начинается уже у нижней границы проектного диапазона нагрузки. Если смазочная добавка снизит трение в открытом стволе, предел поднимется и долото сможет работать до середины проектного диапазона.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, коэффициент трения, осевая нагрузка на долото, потеря устойчивости бурильной колонны, синусоидальный изгиб, слайдирование

CONTROL AND REGULATION OF WEIGHT ON BIT UNDER SINUSOIDAL DRILL STRING BUCKLING IN A HORIZONTAL WELL

V. A. Marinich (Master’s student), P. A. Garanin (Cand. Sci. (Eng.), Assoc. Prof.)

Samara State Technical University

Annotation. The drilling program for a horizontal well in the Samotlor field limits weight on bit in slide drilling below the range set by the bit program. Drag forces were calculated with a soft-string model, and the drill string was checked for sinusoidal and helical buckling. The weak point of the string turned out to be the section just above the production casing shoe rather than the horizontal section. With the friction assumed in the drilling program, sinusoidal buckling starts there already at the lower bound of the design weight on bit range. If a lubricant reduces friction in the open hole, this limit rises and the bit can work up to the middle of the design range.

Key words: horizontal well, friction factor, weight on bit, drill string buckling, sinusoidal buckling, slide drilling.

Строительство скважин с горизонтальным окончанием ограничено трением бурильной колонны о стенки ствола. В горизонтальном участке вес колонны перестаёт создавать осевое усилие на долоте, и нагрузка передаётся проталкиванием колонны сверху. Сжатая часть колонны при этом теряет устойчивость, а сама потеря устойчивости увеличивает контактные силы и прекращает передачу нагрузки. Методы снижения трения рассматриваются в обзорных работах [1, 2], однако количественная

связь между коэффициентом трения и доступной нагрузкой на долото у каждой скважины своя и требует отдельного расчёта.

Проектные документы нередко ограничивают нагрузку на долото ссылкой на риск потери устойчивости и не указывают, по какому критерию и в каком интервале ствола этот риск оценён. Так составлены и документы рассмотренной скважины. План-программа на проводку скважины 35710 куста 1901 Самотлорского месторождения [3] ограничивает нагрузку на долото значением 49,0 кН, отмечая риск синусоидального изгиба колонны при большей нагрузке. Долотная программа для долота диаметром 155,6 мм при этом предусматривает диапазон 58,8–98,1 кН. Расхождение между эксплуатационным ограничением и проектным режимом работы долота и послужило предметом расчёта.

Объект расчёта представляет собой секцию под хвостовик диаметром 155,6 мм в интервале 2403–3038 м с горизонтальным участком длиной 635,4 м. Бурильная колонна составлена из труб СБТ-89 группы прочности S-135 с секциями ТБТ-89 и ясом, промывочная жидкость имеет плотность 1110 кг/м^3. Коэффициенты трения приняты по расчёту нагрузок в план-программе [3] и составляют 0,3 для обсаженного и 0,5 для открытого ствола. В расчёте коэффициенты трения постоянны по интервалу, хотя промысловые наблюдения показывают их изменение в ходе рейса [4].

Силы сопротивления рассчитаны по квазистатической модели мягкой нити [5], без динамических составляющих сопротивления, которые рассматриваются в отдельных работах [6]. Колонна рассматривается как гибкая тяжёлая нить, повторяющая траекторию скважины, профиль разбивается на сегменты по точкам замера с шагом 10 м, расчёт ведётся от долота к устью. Приращение осевого усилия по длине колонны составляет:

$$\Delta F = w_b \Delta s \cos\overline{\alpha} \pm f_{\text{ос}} \mu N \text{ Н}, \quad (1)$$

где w_b – погонный вес элемента колонны в промывочной жидкости, Н/м;

Δs – длина сегмента, м;

$\overline{\alpha}$ – средний зенитный угол сегмента, рад;

$f_{\text{ос}}$ – доля осевой составляющей силы трения при комбинированном движении, безразмерная;

μ – коэффициент трения, безразмерный;

N – нормальная контактная сила на сегменте, Н.

Синусоидальный изгиб принят предупредительным критерием и определяется по Доусону и Паслаю [7]:

$$F_{\text{син}} = 2\sqrt{\frac{EI \quad _b \sin\alpha}{r_{\text{з}}}} \text{ Н}, \quad (2)$$

где E – модуль упругости материала трубы, Па;

I – осевой момент инерции сечения трубы, м^4;

α – зенитный угол в рассматриваемой точке, рад;

$r_{\text{з}}$ – радиальный зазор между замком и стенкой ствола, м.

Спиральный изгиб принят стоп-критерием и определяется по Чэню [8]:

$$F_{\text{сп}} = 2\sqrt{2}\sqrt{\frac{EIw_b \sin\alpha}{r_{\text{з}}}} \text{ Н}. \quad (3)$$

Достоверность модели проверена сопоставлением с расчётами нагрузок в план-программе [3] по восемнадцати показателям для двух секций скважины. Тринадцать показателей получены с отклонением в пределах ±10 %, а показатели, ключевые для

передачи нагрузки, воспроизведены точнее. Подъём, бурение со слайдированием, вращение над забоем и роторное бурение лежат преимущественно в пределах ±5 %. Такое сопоставление выполнено на общих исходных данных и представляет собой сверку двух расчётных моделей. Промысловых кривых веса и момента по этой скважине в комплекте документов нет, поэтому независимой валидацией результат не является.

Расчёт показал, что слабое место колонны лежит в обсаженном интервале выше башмака эксплуатационной колонны, а не в горизонтальном участке. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны 159,4 мм больше диаметра открытого ствола 155,6 мм, поэтому радиальный зазор там больше, а порог устойчивости ниже. При нагрузке 49,0 кН порог ближе всего к исчерпанию на глубине 2383 м, на предельной нагрузке он первым достигается около 2153 м, где зенитный угол 52,7° и порог ниже. Подстановки в формулы (2) и (3) выполнены для глубины 2383 м с зенитным углом 1,400 рад и зазором при замке диаметром 120,65 мм, равным 0,019375 м. Порог синусоидального изгиба СБТ-89 с погонным весом 182,7 Н/м по формуле (2) составляет:

$$F_{\text{син}} = 2\sqrt{\frac{2{,}1\times10^{11}\times1{,}874\times10^{-6}\times182{,}7\times\sin 1{,}400}{0{,}019375}} = 120{,}9\times10^{3}\ \text{Н}.$$

Стоп-порог на той же глубине по формуле (3) составляет:

$$F_{\text{сп}} = 2\sqrt{2}\sqrt{\frac{2{,}1\times10^{11}\times1{,}874\times10^{-6}\times182{,}7\times\sin 1{,}400}{0{,}019375}} = 171{,}0\times10^{3}\ \text{Н}.$$

В открытом стволе пороги составляют 128,3 и 181,4 кН. Наибольшее сжатие колонны при слайдировании приходится на этот интервал, и сочетание повышенного сжатия с пониженным порогом делает участок выше башмака определяющим.

При принятой нагрузке 49,0 кН и коэффициенте трения открытого ствола 0,50 сжатие колонны на глубине 2383 м равно 104,2 кН. Отношение сжатия к предупредительному порогу составляет:

$$\frac{104{,}2}{120{,}9}\times100 = 86{,}2\ \%,$$

а к стоп-порогу:

$$\frac{104{,}2}{171{,}0}\times100 = 60{,}9\ \%.$$

Предельные нагрузки найдены подбором нагрузки на долото в модели до совпадения сжатия с порогом. Они составляют 63,9 кН по предупредительному критерию и 100,2 кН по стоп-критерию. Ограничение по требованиям на месторождении, критерий которого не опубликован, приходится на предупредительный уровень, а не на стоп-критерий, и расхождение между 49,0 и 63,9 кН объясняется консервативностью проектного решения.

Зависимость обоих пределов от коэффициента трения открытого ствола приведена на рисунке 1.

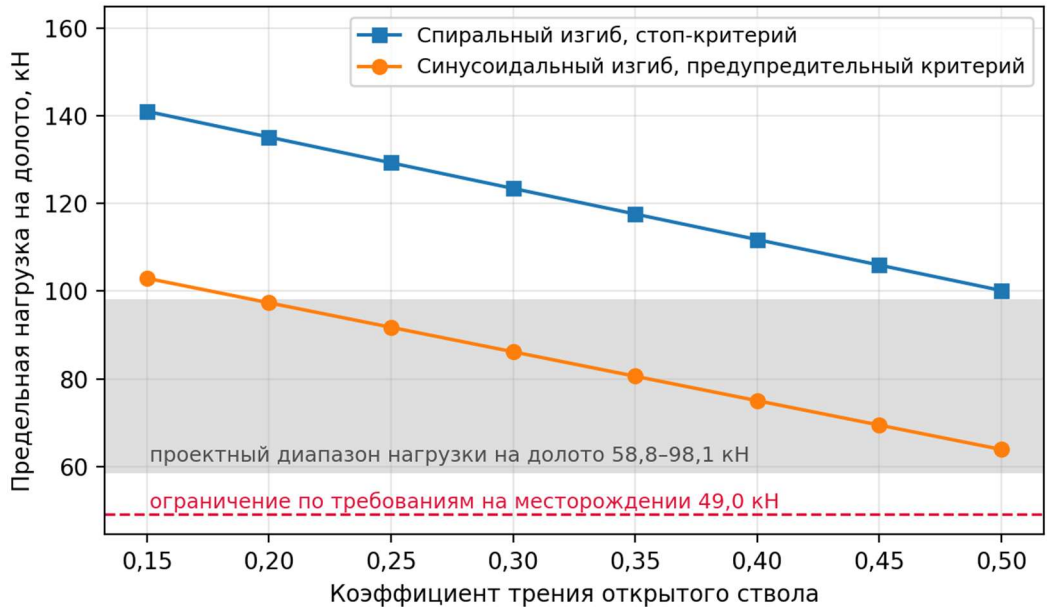


Рисунок 1 – Предельная нагрузка на долото по двум критериям потери устойчивости в зависимости от коэффициента трения открытого ствола

Проектный диапазон нагрузки долота 58,8–98,1 кН при базовом коэффициенте трения 0,50 доступен только у нижней границы, поскольку предупредительный предел равен 63,9 кН. Снижение коэффициента трения до 0,35, соответствующее вводу смазочной добавки по опубликованным данным [9, 10], поднимает предупредительный предел до 80,6 кН и открывает рабочую часть проектного диапазона. Тем самым снижение трения на рассмотренной скважине решает не задачу увеличения запаса на фактической длине участка, где запас имеется, а задачу доступа к проектному режиму работы долота.

Практическое следствие состоит в различии двух предельных длин горизонтального участка. При нагрузке 49,0 кН и базовом трении предупредительный уровень достигается на длине 794 м, тогда как стоп-критерий наступает только на 1124 м. Смазочная добавка сдвигает эти границы до 1073 и 1512 м соответственно. Интервал между предупредительным и предельным уровнями проходим, но только при контроле подачи инструмента, поэтому как штатный режим он не годится.

Для конкретной скважины рассчитаны силы сопротивления и устойчивость бурильной колонны и найдено её слабое место. При слайдировании колонной СБТ-89 это обсаженный интервал выше башмака эксплуатационной колонны, а не горизонтальный участок. При рабочей нагрузке порог ближе всего к исчерпанию на глубине 2383 м, на предельной нагрузке он первым достигается около 2153 м. Допустимую нагрузку на долото задаёт устойчивость колонны именно здесь.

Для этого интервала получены две предельные нагрузки. Синусоидальный изгиб начинается при 63,9 кН, спиральный при 100,2 кН. Поэтому при коэффициенте трения открытого ствола 0,50 проектный диапазон 58,8–98,1 кН доступен только у нижней границы.

Чтобы выйти в рабочую часть проектного диапазона, на этой скважине нужно снижать трение в открытом стволе. При коэффициенте трения 0,35 предел по синусоидальному изгибу поднимается до 80,6 кН, и долото работает до середины диапазона. Расчёт показывает, какой участок и какой критерий лимитируют подачу инструмента, поэтому контроль и регулирование нагрузки на долото можно вести по расчётным порогам изгиба и трения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Щевелёв А. А., Ишбаев Г. Г. Обзор методов снижения сил трения при бурении горизонтальных скважин // Нефтегазовое дело, Т. 17, № 3, 2019. С. 38–47.
2. Хузина Л. Б., Петрова Л. В., Любимова С. В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», № 5, 2012. С. 62–70.
3. План-программа на проводку скважины № 35710 куста 1901 Самотлорского месторождения. 30.10.2020.
4. Кандала Ш. С., Шор Р. Эволюция статического и кинетического трения в горизонтальной скважине с использованием адаптивного наблюдателя на основе модели: полевая валидация // Journal of Petroleum Science and Engineering, Т. 208, 2022. Ст. 109663.
5. Джохансик К. А., Фризен Д. Б., Доусон Р. Крутящий момент и сопротивление в наклонно направленных скважинах: прогноз и измерение // Journal of Petroleum Technology, Т. 36, № 6, 1984. С. 987–992.
6. Чжу С., Ли К., Ань Ц. Расчёт и анализ динамического осевого сопротивления и крутящего момента бурильной колонны в горизонтальных скважинах // Natural Gas Industry B, Т. 6, № 2, 2019. С. 183–190.
7. Доусон Р., Паслай П. Р. Продольный изгиб бурильных труб в наклонных скважинах // Journal of Petroleum Technology, Т. 36, № 10, 1984. С. 1734–1738.
8. Чэнь Ю. Ц., Линь Ю. Х., Читэм Дж. Б. Продольный изгиб насосно-компрессорных и обсадных труб в горизонтальных скважинах // Journal of Petroleum Technology, Т. 42, № 2, 1990. С. 140–141.
9. Петров Н. А., Давыдова И. Н. Влияние лубрикантов на основные и смазочные свойства глинистых растворов // Нефтегазовое дело, Т. 10, № 3, 2012. С. 15–23.
10. Сонмез А., Кёк М. В., Озель Р. Анализ эффективности жидких лубрикантов в буровых растворах // Journal of Petroleum Science and Engineering, Т. 108, 2013. С. 64–73.

СОВРЕМЕННЫЕ ВЯЗКОУПРУГИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ

А.А. Доронин, Е.О. Игнатьева

Самарский государственный технический университет (СамГТУ)
г. Самара, Россия
e-mail: ignateva.eo@samgtu.ru

Аннотация. Поглощения бурового раствора являются одним из наиболее распространенных осложнений, возникающих в процессе бурения нефтяных и газовых скважин. Наличие трещиноватых и кавернозных интервалов приводит к потерям циркуляции, увеличению непроизводительного времени и росту затрат на бурение. Для ликвидации поглощений применяются различные технологические решения, включая использование кольматирующих материалов, тампонажных смесей и цементных составов. В последние годы для ликвидации поглощений применяются вязкоупругие составы, обладающие способностью формировать устойчивые изоляционные экраны в трещиноватых коллекторах. В статье выполнен обзор современных разработок в области применения вязкоупругих систем для ликвидации поглощений бурового раствора. Рассмотрены основные механизмы формирования изоляционного экрана, преимущества вязкоупругих составов по сравнению с традиционными технологиями, а также перспективные направления совершенствования изоляционных материалов.

Ключевые слова: поглощение бурового раствора, вязкоупругий состав, изоляционный экран, кольматация, трещины, трещиноватые породы, ликвидация поглощений, бурение скважин.

MODERN VISCOELASTIC COMPOSITIONS FOR ELIMINATING WELLBORE FLUID LOSSES: CURRENT STATE AND PROSPECTS FOR TECHNOLOGY DEVELOPMENT

A.A. Doronin, E.O. Ignatieva
Samara State Technical University (SamGTU)
Samara, Russia
e-mail: ignateva.eo@samgtu.ru

Annotation. Annotation. Drilling fluid losses are one of the most common complications that arise during the drilling of oil and gas wells. The presence of fractured and cavernous intervals leads to circulation losses, increased non-productive time, and higher drilling costs. Various technological solutions are used to eliminate losses, including the use of plugging materials, grouting mixtures,

and cement compositions. In recent years, viscoelastic compositions have been used to eliminate losses; these compositions have the ability to form stable insulating screens in fractured reservoirs. The article provides an overview of current developments in the field of using viscoelastic systems to eliminate wellbore fluid losses. The main mechanisms of forming an insulating screen, the advantages of viscoelastic formulations compared to traditional technologies, as well as promising directions for improving insulating materials are considered.

Keywords: drilling fluid loss, viscoelastic composition, insulating screen, clogging, fractured reservoir, fluid loss control, well drilling.

Поглощение бурового раствора является одним из наиболее распространенных осложнений, возникающих в процессе бурения нефтяных и газовых скважин. Данное явление связано с проникновением бурового раствора в проницаемые, трещиноватые или кавернозные породы и сопровождается частичной либо полной потерей циркуляции. Последствиями поглощений являются увеличение продолжительности строительства скважин, рост расхода материалов, ухудшение условий очистки ствола и повышение вероятности возникновения других осложнений в процессе бурения [1].

Особенно актуальна проблема поглощений для месторождений, характеризующихся развитой трещиноватостью пород и наличием зон пониженного пластового давления. В подобных условиях традиционные методы ликвидации поглощений не всегда обеспечивают требуемую эффективность, что обусловливает необходимость поиска новых технологических решений [2]. Использование кольматирующих материалов, цементных растворов и специальных тампонажных смесей зачастую сопровождается ограниченной глубиной проникновения материала в трещину, недостаточной устойчивостью сформированного экрана и риском повторного возникновения поглощений [3].

В настоящее время поглощения буровых растворов ликвидируются при помощи вязкоупругих составов, способным сочетать высокую проникающую способность с формированием прочной пространственной структуры непосредственно в зоне поглощения, благодаря чему такие системы способны эффективно перекрывать трещины различного раскрытия и обеспечивать восстановление циркуляции бурового раствора [4]. В связи с этим представляется актуальным анализ современных подходов к применению вязкоупругих составов для ликвидации поглощений бурового раствора, а также рассмотрение перспектив дальнейшего развития данных технологий.

Основной причиной возникновения поглощений является наличие в разрезе высокопроницаемых пород: наиболее часто поглощения наблюдаются при вскрытии трещиноватых карбонатных коллекторов, кавернозных пород, а также пластов с аномально низким пластовым давлением [2]. В зависимости

от характера поглощающего интервала выделяют несколько основных типов поглощений:

1. Поглощения, возникающие при наличии естественной системы трещин в породе – буровой раствор проникает в трещины и распространяется по ним на значительное расстояние от ствола скважины. Интенсивность поглощения определяется раскрытием трещин, их протяженностью и степенью взаимосвязи между отдельными элементами трещинной системы [3].

2. Потеря циркуляции при наличии кавернозных пород, содержащие локальные полости значительных размеров. В таких условиях эффективность традиционных кольматирующих материалов часто оказывается недостаточной вследствие невозможности быстрого формирования устойчивого изоляционного экрана [5].

3. Поглощения, возникающие непосредственно в процессе бурения. Причиной их появления может быть превышение допустимого давления на забое скважины, приводящее к раскрытию существующих трещин либо образованию новых каналов. В подобных условиях происходит нарушение естественного напряженного состояния горных пород и формирование дополнительных путей поглощения бурового раствора в пласт [4].

Существенное влияние на развитие поглощений оказывают параметры бурового раствора и режимы ведения работ. Повышенная плотность раствора, высокие значения эквивалентной циркуляционной плотности и значительные гидродинамические нагрузки способны увеличивать вероятность раскрытия трещин и интенсификации поглощения. По этой причине мероприятия по ликвидации поглощений должны учитывать не только характеристики поглощающего интервала, но и технологические параметры процесса бурения [6].

Для борьбы с поглощениями бурового раствора в практике применяется широкий спектр технологических решений. Выбор конкретного метода определяется интенсивностью поглощения, геологическим строением пласта, характеристиками поглощающего интервала и условиями бурения [1].

Наиболее распространенным способом ликвидации частичных поглощений является применение кольматирующих материалов. В состав таких систем входят волокнистые, гранулированные и пластинчатые наполнители различного происхождения, которые переносятся потоком бурового раствора в зону поглощения и образуют механическую закупорку каналов фильтрации. К преимуществам данного подхода относятся простота применения и сравнительно невысокая стоимость. Однако эффективность кольматирующих материалов существенно зависит от соответствия размеров частиц геометрии трещин и каверн, что не всегда возможно обеспечить в реальных условиях бурения [5].

При интенсивных поглощениях широко используются цементные и тампонажные составы. После закачки в поглощающий интервал происходит твердение материала с образованием прочного изоляционного барьера.

Применение цементных составов позволяет предотвратить значительные потери бурового раствора в интервалах с высокой степенью трещиноватости, но при этом у данного метода есть ряд ограничений. Одним из таких является то, что цементные составы обладают ограниченный проникающий способностью, то есть возможен риск формирования экрана в приствольной зоне, неспособный глубоко проникнуть в трещины горной породы [2].

На данный момент для ликвидации поглощений чаще применяются специальные быстротвердеющие композиции, полимерные и комбинированные системы. Применение подобных составов позволяет наиболее эффективно предотвратить процесс поглощения, однако, перед их использованием, необходимо соблюсти способ приготовления, а после и режим закачки составов в пласт [6]. У данных систем также есть и ограничения, которое заключается в том, что они обладают малой устойчивостью к пластовым условиям.

Одной из основных проблем большинства традиционных способов заключается в формировании недостаточно устойчивого изоляционного барьера в горных породах, характеризующихся высокой степенью трещиноватости. Таким образом, существует риск возникновения повторного осложнения, вызванного не герметичностью экрана, в условиях перепада давления [7]. Изоляционный материал должен обладать достаточной текучестью для проникновения вглубь поглощающего канала, а после размещения в трещине он должен быстро сформировать структуру, способную выдерживать действующие нагрузки. Большинство традиционных изоляционных материалов эффективно реализует только одно из указанных требований, что ограничивает область их применения [3].

В связи с этим в последние годы все большее внимание уделяется разработке материалов нового поколения, способных сочетать высокую проникающую способность с возможностью формирования прочной пространственной структуры непосредственно в зоне поглощения. Наиболее перспективными среди таких технологий считаются вязкоупругие составы.

Вязкоупругие составы представляют собой специальные многокомпонентные системы, обладающие одновременно вязкими и упругими свойствами. Данная особенность делает вязкоупругие составы одним из наиболее перспективных средств ликвидации поглощений бурового раствора в трещиноватых и кавернозных породах [2]. После закачки в пласт состав проникает в трещины и другие элементы поглощающего интервала, постепенно заполняя доступное пространство. Затем система набирает структура, обладающую необходимой прочностью и устойчивостью к воздействию перепада давления [1].

Основными параметрами вязкоупругих систем являются их реологические характеристики, чтобы одновременно состав мог быть подвижен и при этом в зоне поглащения создавать прочную структуру и

формировать непроницаемый барьер, препятствующий дальнейшему уходу бурового раствора в пласт и способствующий восстановлению циркуляции [3].

В современных технологиях ликвидации поглощений широко используются полимерные вязкоупругие системы, способные формировать устойчивые гелеобразные структуры. В зависимости от состава и условий применения процессы структурообразования могут происходить под воздействием температуры, изменения кислотности среды, химических реакций между компонентами или нескольких факторов [4].

Эффективность вязкоупругого состава определяется не только прочностью образующегося экрана, но и глубиной его проникновения в поглощающий канал. При недостаточной глубине проникновения сформированная структура может деформироваться и разрушаться под возникающими нагрузками. Устойчивость сформированного изоляционного экрана может определяться несколькими параметрами: пределом текучести, упругими свойствами, глубиной проникновения в трещину и геометрическими параметрами трещины. Данные параметры могут влиять на способность экрана выдерживать нагрузки и предотвращать поглощение бурового раствора [6]. В настоящее время подстроиться под определенные геологические и технологические условия (повышение термостойкости составов, устойчивость к минерализованными пластовым вводом и т.д.) возможно с помощью подбора определённой рецептуры вязкоупругих составов, но такой подход не до конца изучен. Подобное направление исследований и подбора составов особенно актуальны для месторождений со сложными горно-геологическими условиями, где обычные методы ликвидации поглощений оказываются недостаточно эффективными [7].

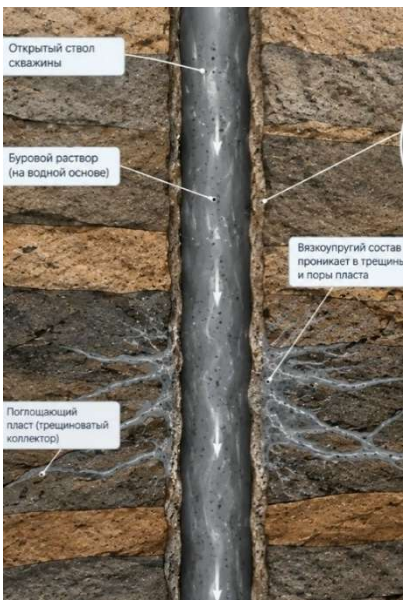


Рисунок 1 – Механизм борьбы с поглощением бурового раствора вязкоупругим составом

В последнее время в исследованиях по ликвидации поглощений бурового раствора все чаще одним из перспективных способов рассматривают применение вязкоупругих систем. Такие системы способны эффективная изолировать проблемные интервалы, характеризующаяся наличием большого количества трещин. При этом, исследователи стремятся решить несколько задач: проникновение составов в нужные места, чтобы можно было управлять тем, как он застывет, и получение устойчивого барьера, выдерживающего определённый перепад давления [2].

Значительный вклад в развитие данной темы внесли работы, посвященные моделированию процессов ликвидации поглощений в скважинах [1-2, 6-8]. При этом важно учесть, что недостаточно одного только состава с «хорошими» параметрами: на результат ликвидации поглощении существенно влияют и другие характеристики – например, параметры зоны кольматации, форма трещины и то, как именно формируется изоляционный барьер. Особенно важно проверить, насколько прочным получится барьер и выдержит ли он определенные нагрузки [1].

Применение полимерных и полимер-гелевых систем является достаточно эффективным способом изоляции поглощающих интервалов, так как они способны изменять свою структуру непосредственно внутри трещины. За счет этого данные составы лучше изолируют трещины в условиях сложного геологического профиля [2].

Одним из примеров подобных составов являются системы серии «ХИМПАК», предназначенные для работы с трещиноватыми и очень проницаемыми интервалами. По опыту применения видно, что применение таких систем способна восстановить циркуляцию даже при сильных поглощениях, когда происходит поглощение больших объемов бурового раствора [6]. Ещё одним примером является состав Ultra-Block, показавший результат эффективного перекрытия трещиноватых зон различные геометрии за счет сочетания двух механизмов – механического и структурного. Подобный подход значительно увеличивает устойчивость изоляционного экрана и уменьшает риск появление повторного поглощения [8].

Зарубежный практике распространение получили решения, основанные на укрепление ствола скважины (Wellbore Strengthening). В России то же существует опыт применение технологии Baroid, основанные на создании устойчивых экранов в приствольный зоне и не дающие трещинам увеличиваться в размере дальше, даже если на породу действуют дополнительные нагрузки [7].

Несмотря на значительное количество разнообразных технологий ликвидации поглощении, успешное и эффективное применение зависит не только от того, из чего состоит состав, но и от его размещения в интервалах поглощений.

Несмотря на разнообразие существующих технологий, эффективность ликвидации поглощений определяется не только рецептурой применяемого материала, но и условиями его расположения в зоне поглощения. В связи с этим все большее внимание уделяется вопросам математического моделирования процессов формирования изоляционного экрана, прогнозирования его устойчивости и оценки влияния реологических характеристик состава на результат работ [1, 2]. Использование расчетных методов позволяет существенно сократить объем дорогостоящих промысловых испытаний и повысить обоснованность принимаемых инженерных решений.

Проведенный анализ показывает, что современные разработки направлены на создание материалов, способных сохранять работоспособность в условиях повышенных температур, минерализации пластовых вод и значительных перепадов давлений, что существенно расширяет область их практического применения.

Несмотря на значительные достижения в области разработки вязкоупругих составов для ликвидации поглощений бурового раствора, вопросы повышения эффективности и надежности изоляционных работ продолжают оставаться актуальными. Условия строительства скважин становятся всё сложнее: растут глубины бурения, сложные профиля скважин, геологическое строение. За счет этого приходится с каждым разом улучшать существующие технологии [2].

Таким образом, помимо усовершенствования рецептур вязкоупругих составов необходимо еще и совершенствовать методы, которые направлены на прогнозирование осложненных интервалов и моделирование процессов формирование изоляционного экрана. Совместное решение данных задач существенно повысит эффективность ликвидации поглощении бурового раствора и обеспечит качественное строительство скважин в сложных горно-геологических условиях.

Современные разработки направлены в основном на повышение прочности и устойчивости вязкоупругих составов к температуре. В особенности, внимание уделяют и стабильности изоляционного экрана к перепадам давления.

Вероятно, развитием подобных систем будет идти по нескольким направлениям: улучшение самих составов, разработка материалов с управляемым реологическим профилем и развитие моделирования процессов ликвидации поглощений.

Таким образом, усовершенствование вязкоупругих составов является одним из самых перспективных направлений для борьбы с поглощением бурового раствора. Они имеют высокий потенциал практического применения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Липатов, А. В. Моделирование процесса ликвидации поглощений в скважинах вязкоупругими составами : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 25.00.15 / А. В. Липатов ; [место защиты: Санкт-Петербургский государственный горный университет]. – Самара, 2016. – 100 с. : ил.
2. Двойников, М. В. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин / М. В. Двойников, В. Н. Кучин, М. Ш. Минцаев // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – С. 57–65.
3. Рудяева, Е. Ю. Обоснование и разработка вязкоупругих составов для ликвидации поглощений при бурении скважин / Е. Ю. Рудяева, М. В. Нуцкова // Бурение скважин в осложненных условиях : тезисы докладов III Международной научно-практической конференции, 8–9 ноября 2018 г. / Санкт-Петербургский горный университет. – Санкт-Петербург, 2018. – С. 108–109.
4. Газиев, Р. Ф. Подбор критериев изоляционных технологий для ликвидации зон поглощений / Р. Ф. Газиев, Э. И. Фаизов // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 8. – С. 42–45.
5. Курбанов, Я. М. Современные кольматирующие составы для профилактики и ликвидации поглощений / Я. М. Курбанов, А. С. Владимиров, Н. А. Черемисина, И. А. Королева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 1 (349). – С. 11–16.
6. Мойса, Н. Ю. Сервисное сопровождение изоляционных работ с применением вязкоупругих составов серии «ХИМПАК» при строительстве скважин в Восточной Сибири / Н. Ю. Мойса // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – С. 62–65.
7. Камаев, И. В. Ликвидация поглощений бурового раствора. Решения Baroid / И. В. Камаев // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 8. – С. 6–10.
8. Овчинников, В. П. Результаты применения состава Ultra-Block для ликвидации поглощений при бурении трапповой интрузии / В. П. Овчинников, М. В. Распопова, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 10 (370). – С. 5–8.

УДК 622.24

АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ

А.А. Уразаев, С.Н. Парфенова

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

В статье рассматриваются технологические решения для автоматизации и оптимизации режимов бурения нефтяных и газовых скважин. Проанализированы программно-управляемые, поисковые и комбинированные системы, гидравлическое регулирование, динамическое моделирование бурильной колонны и интеллектуальный программно-аппаратный комплекс. Сопоставлены их преимущества и ограничения, включая необходимость обратной связи, адаптации к изменению условий бурения и снижения влияния человеческого фактора. Сделан вывод о перспективности интеллектуальных систем, способных анализировать параметры процесса и автоматически поддерживать эффективный режим бурения.

Ключевые слова: бурение, оптимизация параметров, интеллектуальные системы, автоматизация.

Актуальность темы: в процессе строительства нефтяных и газовых скважин требуется постоянное регулирование режимных параметров для обеспечения безаварийности бурения и обеспечения максимальной скорости проходки. Ручное регулирование не всегда дает возможность достичь максимальной эффективности, вследствие чего требуются автоматизированные решения, обеспечивающее более точную и адаптивную настройку.

Цель работы: анализ актуальных технологических решений для автоматизации регулирования параметров бурения.

В статье Бусыгина [1] рассматриваются принципы автоматизации буровых станков, при этом автор классифицирует системы управления на три типа: программно-управляемые (с предварительно заданными оптимальными параметрами), поисковые (с непрерывным поиском оптимума в процессе бурения) и комбинированные. Поисковые и комбинированные системы критикуются за два недостатка: невозможность оценки по интегральным критериям (производительность, затраты) из-за короткого времени поиска и длительный выход на оптимальный режим, который из-за меняющихся условий никогда не становится действительно оптимальным. В данном случае, согласно источнику, наиболее близкими по смыслу к ключевой идее считаются программно-управляемые системы, которые делятся на разомкнутые, которые без связи с забоем, с саморегулированием, основанные на использовании мягких характеристик приводов и взаимосвязи между механизмами, а также с обратной связью по свойствам породы. Обратная связь по свойствам породы имеет необходимость в глубоком проектировании, включающим в себя такие особенности, как: выбор критериев оптимальности, определение конкретных регулируемых параметров, выявления наилучших зависимостей между ними и свойствами горных пород, а также организации обратной связи. Как итог, в

качестве критерия предлагается применение комплексного интегрального показателя в виде приведенных затрат, производительности, себестоимости.

Стоит обратить внимание, что в данном обозреваемом источнике систематизация подходов к автоматизации является теоретической, не предлагая компромиссов в адаптации к современным возможностям цифровых систем с саморегулирующимися алгоритмами. Главная ценность работы заключается в чётком выделении необходимости в обратной связи по свойствам горных пород, преобразуя получаемую информацию в полезный результат, и формулировка четырех задач проектирования, однако решение в данном случае не предлагает конкретной реализации.

Коронатов В. А. предложил в своей публикации [4] теоретический метод автоматизации на основе новой разработанной динамической модели бурильной колонны, где ведется учёт крутильных автоколебаний релаксационного типа и цикличности наращивания труб. В данном случае, акцент направлен на автоматизацию торможения лебедки при роторном бурении вертикальных скважин. Сам путь реализации строится на строгой механической теории, где силы сопротивления забоя описаны не при помощи эмпирических зависимостей, а благодаря введенным аналитическим выражениям и корреляциям, позволяющим учесть снижение прочности горной породы при воздействии долота в динамике. В самой модели бурильной колонны, которая не изменяет свою массу и имеет упругую крутильную связь, учитываются кратковременные заклинивания долота в таких случаях как во вращательном, так и в поступательном движении, позволяя учесть и прогнозировать опасные режимы.

Отметим, что важным преимуществом данного решения является возможность задать алгоритм управления до начала бурения, при наличии информации о прочностных характеристиках горных пород, и минимизировать участие человека, что выводит на истинную автоматизацию ключевого параметра – подачи долота. Однако, в данном подходе, недостатком является сама суть работы, которая представляет собой фундаментальный прорыв в теории, однако не предлагает готового инженерного решения, из-за того, что требуется длительная и постепенная верификация и апробация на стендах и, в дальнейшем, на промыслах. Также, для исполнения решения, требуется и включение в разработку надежных датчиков силы прижатия и быстродействующих исполнительных механизмов.

В. Б. Васильев и А. П. Муслимов, в статье [2], предлагают автоматическую систему на основе дроссельного регулирования для гидравлической буровой машины, путём перераспределения расхода жидкости между механизма вращения и подачи при помощи давления в управляющей магистрали. Основа кроется в трех регуляторах расхода с золотниками, которые настроены на разные ситуационные пороги. В первом случае, при росте крепости породы происходит снижение подачи и увеличение нагрузки, а достигнув предела нагрузки – подача долота отключается, а вращение максимизируется с включением ударного механизма. Авторы отмечают преимущество дроссельного регулирования перед объёмным из-за более высокого быстродействия и меньшей инерционности, что позволяет системе автономно переключать режимы бурения без участия оператора. Хоть решение технически простое и надёжное, но с точки зрения современной автоматизации оно крайне ограничено — жёсткая настройка порогов не учитывает износ инструмента,

колебания свойств породы и не имеет обратной связи по фактической скорости или глубине.

В статье Власова, Никитина и Живаевой [3] представлен комплексный подход к автоматизации режимов бурения на основе программно-аппаратного комплекса IR-MASTER 2.0, который объединяет несколько модулей: автоматическое бурение по заданным параметрам, автоматизацию спуско-подъёмных операций, оптимизацию верхнего силового привода и интеллектуальный мониторинг работоспособности оборудования. Система собирает данные со всех датчиков буровой, визуализирует процесс, автоматически определяет операции, архивирует события и позволяет удалённо управлять бурением через веб-интерфейс. Авторы заявляют о реальных эффектах: увеличение механической скорости бурения на 20–40%, скорости СПО на 20–40%, а снижение непроизводительного времени — до 80%, причём эффективность подтверждена на объектах «Газпромнефть-Ноябрскнефтегаз». Также отмечается, что система нивелирует человеческий фактор и позволяет работать в автоматическом режиме без участия бурильщика по заданному алгоритму.

В отличие от предыдущих теоретических работ, данная статья описывает реально работающее промышленное решение, что является её главным преимуществом. Авторы приводят конкретные цифры эффективности, и наличие пилотных внедрений у крупной нефтяной компании говорит о практической зрелости технологии.

Подводя итоги, отметим, что на данный момент есть разные варианты применения технологических решений для оптимизации режима бурения, среди которых выделяются решения, связанные с установкой предварительных значений по регулированию параметров бурения, автоматическим регулированием и интеллектуальным регулированием параметров при применении инновационных технологий. Фокус направлен на снижение влияния человеческого фактора при строительстве скважин и увеличения скорости проходки и самым результативным являются интеллектуальные системы, которые проводят анализ и стабилизацию режимных параметров без необходимости участия человека. Предварительные установки не могут обеспечить надежность из-за рисков, связанных с точностью и непредвиденными условиями, а автоматическое регулирование гидромеханическим путём требует корректировок и доработок.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бусыгин А. М., К вопросу об автоматизации режимов работы буровых станков / А. М. Бусыгин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 5. – С. 192-194. – EDN TWMTLL.
2. Васильев В. Б., Автоматическая система регулирования режимами работы гидравлической буровой машины / В. Б. Васильев, А. П. Муслимов // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2018. – Т. 5, № 2. – С. 217-210. – EDN YUNUFN.
3. Власов М. В., Совершенствование режима бурения, за счёт внедрения интеллектуальных алгоритмов / М. В. Власов, В. И. Никитин, В. В. Живаева // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2, № 1(14). – С. 23-30. – EDN ACAWPH.
4. Коронатов В. А., Автоматизация режимов оптимального торможения лебедки при роторном способе бурения вертикальных скважин / В. А. Коронатов // Системы.

Методы. Технологии. – 2022. – № 1(53). – С. 12-20. – DOI 10.18324/2077-5415-2022-1-12-20. – EDN ASAMRF.

УДК 622.244.442

КОНЦЕНТРАЦИЯ ХЛОРИДА КАЛЬЦИЯ В ВОДНОЙ ФАЗЕ ИНВЕРТНО-ЭМУЛЬСИОННОГО РАСТВОРА С ЗАПАСОМ НА РОСТ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ТИМАНО-САРГАЕВСКИХ ГЛИНАХ

М.А. Демидов, С.Н. Парфенова

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

Аннотация. Для устойчивости тимано-саргаевских глин Тимано-Печорской провинции при бурении на инвертно-эмульсионном растворе применяется насыщенный раствор хлорида кальция, но его концентрация числом не задана. В статье концентрация назначена по проектному условию запаса, при котором эффективное осмотическое давление не меньше расчётного прироста порового давления у стенки скважины. Требование оказалось заметно выше оценки по балансу активностей, а в базовом сценарии почти целиком формируется в первые сутки. Предложена программа обработки раствора с контролем на буровой.

Ключевые слова: инвертно-эмульсионный раствор; хлорид кальция; активность воды; мембранная эффективность; поровое давление; устойчивость глин; Тимано-Печорская провинция.

На Харьягинском месторождении Тимано-Печорской провинции при бурении горизонтальных скважин в аргиллитах и мергелях тиманского и саргаевского горизонтов возникают осыпи и обвалы. Инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) с насыщенным раствором хлорида кальция в водной фазе удержал эти отложения 14 суток, но концентрация соли в этом опыте числом не задана [1].

По действующему стандарту переход воды в глину прекращается, когда активность эмульгированной воды не выше активности глины [2]. Этот баланс активностей предложил М. Е. Чеверт [3], и запаса на передачу давления в глину в нём нет. Э. ван Оорт привёл решение Карслоу и Егера для роста порового давления во времени, но не перешёл от него к солёности [4]. В работе [5] солёность выбрана без учёта времени. В статье концентрация хлорида кальция назначена по проектному условию запаса. По нему эффективное осмотическое давление должно быть не меньше расчётного прироста порового давления у стенки.

Исходные данные и расчётные предпосылки

Расчёт выполнен при забойной температуре 90 °C для тимано-саргаевских глин Харьягинского месторождения, залегающих на 3400–3620 м в интервале бурения 3371–3744 м. До 3662 м плотность раствора составляла 1,60 г/см^3, а ниже его утяжеляли до 1,67 г/см^3 [1]. Глубина глин по вертикали и градиент пластового

давления 11000 Па/м перенесены с месторождения им. Р. Требса, где те же глины залегают на глубине 3990–4095 м [6]. При плотности 1,60 г/см^3 на средней глубине этого интервала 4043 м статическая репрессия составляет 18,96 МПа.

Рост порового давления у стенки рассчитан по решению Карслоу и Егера для диффузии давления, а капиллярный барьер не учитывается. Такое допущение идёт в запас, так как в трещиноватых глинах раствор на углеводородной основе выравнивает поровое давление с давлением в скважине [4]. Проницаемость глины принята 3 нД, а эффективная пористость 10 %. Радиус ствола принят 0,108 м. Вязкость воды при 90 °C равна 0,3249 мПа·с, а сжимаемость $4{,}24 \cdot 10^{-10}$ Па$^{-1}$ [8]. На самой стенке поровое давление равно давлению раствора с момента вскрытия, поэтому условие проверяется в точке на 1,2 радиуса ствола от оси скважины. По численному решению в этой точке к концу первых суток набирается 0,844 репрессии, а к 14 суткам 0,918. Прирост порового давления составляет при этом 16,01 и 17,40 МПа.

Активность порового раствора и мембранная эффективность для глин объекта не измерялись. Для уплотнённых глин активность задана рядом 0,70–0,78 с базовым значением 0,75, а для глины Carbonera измерено 0,78 [5]. Мембранная эффективность растворов на углеводородной основе на трёх глинах при 21 °C составила 0,17–0,51 [7]. Данных для 90 °C нет, поэтому задан сценарный ряд 0,2–0,8 с базовым значением 0,4. Результат получается коридором концентраций.

Минимальная концентрация хлорида кальция

Плёнка углеводорода вокруг капель рассола работает как полупроницаемая мембрана [2]. Осмотическое давление между водной фазой раствора и поровым раствором глины выражается через активности воды [5]:

$$\Pi = -\frac{R*T}{V_w} * \ln\frac{a_{\text{ф}}}{a_{\text{пор}}} \text{ Па}, \qquad (1)$$

где R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К);

T – абсолютная температура, К;

V_w – парциальный мольный объём воды, м^3/моль;

$a_{\text{ф}}$ – активность воды в водной фазе, безразмерная величина;

$a_{\text{пор}}$ – активность воды в поровом растворе, безразмерная величина.

Проектное условие запаса сравнивает два давления в одной точке и не описывает поток воды. Оно требует, чтобы осмотическое давление с учётом мембранной эффективности было не меньше прироста порового давления в этой точке:

$$\sigma * \Pi \geq P(t) - P_0 \text{ Па}, \qquad (2)$$

где σ – мембранная эффективность, безразмерная величина;

$P(t)$, P_0 – поровое давление в расчётной точке в момент t и начальное, Па;

t – время после вскрытия, сут.

Из формул (1) и (2) следует предельная активность водной фазы:

$$a_{\text{пред}} = a_{\text{пор}} * \exp\left(-\frac{V_w*(P(t)-P_0)}{\sigma*R*T}\right), \qquad (3)$$

где $a_{\text{пред}}$ – предельная активность воды в водной фазе, безразмерная величина.

Для базового сценария на 14 сутки взят мольный объём чистой воды 18,66 см^3/моль [8] вместо парциального объёма воды в рассоле:

$$a_{\text{пред}} = 0{,}75 * \exp\left(-\frac{18{,}66*10^{-6}*17{,}40*10^{6}}{0{,}4*8{,}314*363{,}15}\right) = 0{,}5732.$$

Активность воды в растворах $CaCl_2$ убывает с ростом концентрации [9]. Линейной обратной интерполяцией по моляльности таблицы при 90 °C, усреднённой по [10] и [11], получено 5,2081 моль/кг. Пересчёт по молярной массе $CaCl_2$ 0,11098 кг/моль даёт минимальную массовую долю 36,63 %.

Баланс активностей [3] для $a_{пор}$ = 0,75 даёт 25,01 % масс. при 25 °C [9] и 27,01 % масс. при 90 °C. Из добавки 11,62 % масс. на учёт передачи давления приходится 9,62 %, а на забойную температуру 2,00 %. В таблице 1 приведено требование при разных сочетаниях входов.

Таблица 1 – Минимальная массовая доля $CaCl_2$ в водной фазе на 14 сутки, % масс.

Расчётное условие	$a_{пор}$ = 0,70	$a_{пор}$ = 0,75	$a_{пор}$ = 0,78
Запас при σ = 0,2	45,27	43,65	42,63
Запас при σ = 0,4	38,39	36,63	35,53
Запас при σ = 0,6	36,06	33,98	32,67
Запас при σ = 0,8	34,74	32,48	31,04
Баланс активностей при 90 °C	30,01	27,01	25,08
Баланс активностей при 25 °C	27,42	25,01	23,38

Даже при мембранной эффективности 0,8 требование выше оценки по балансу. Снижение мембранной эффективности с 0,6 до 0,2 повышает его на 9,2–10,0 % масс., а переход от активности 0,78 к 0,70 на 2,6–3,7 % масс. Разброс 2,12 % масс. дают проницаемость 1–10 нД, пористость 5–20 % и расстояние от оси 1,05–1,5 радиуса. Изменение требования во времени показано на рисунке 1.

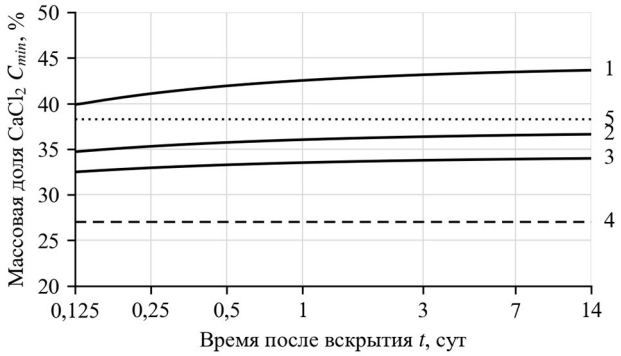


Рисунок 1 – Минимальная массовая доля $CaCl_2$ в водной фазе во времени при $a_{пор}$ = 0,75: 1 – σ = 0,2; 2 – σ = 0,4; 3 – σ = 0,6; 4 – баланс активностей при 90 °C; 5 – начало кристаллизации рассола при 10 °C

В базовом сценарии через 3 ч требуется 34,71 % масс., а через сутки 36,04 %. За следующие 13 суток требование прибавляет лишь 0,59 % масс. Насыщение $CaCl_2$ при 90 °C составляет 59,04 % масс. [12] и превышает требование во всех сценариях с плотностью 1,60 г/см^3, поэтому расчёт совместим с промысловым опытом [1].

Принятая концентрация и контроль на буровой

Насыщение при забойной температуре в поверхностной системе не поддерживается, так как рассол 38 % масс. начинает кристаллизоваться уже при 9 °C [13]. Поэтому принятая концентрация выбирается между расчётным минимумом и границей кристаллизации при наименьшей температуре раствора на поверхности. Эта температура принята 10 °C проектным допущением, и граница кристаллизации при ней равна 38,25 % масс. [13].

Принятая концентрация равна середине коридора, округлённой до 0,5 % масс. При утяжелении до 1,67 г/см^3 минимальная концентрация растёт вместе с репрессией. Разность принятой и минимальной концентраций задаёт предел монотонного снижения за сутки. Программа обработки раствора приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Программа обработки раствора по минерализации водной фазы

Показатель	3371–3662 м, 1,60 г/см^3	3662–3744 м, 1,67 г/см^3
Минимальная массовая доля $CaCl_2$ на 14 сутки, %	36,63	37,66
Граница кристаллизации при 10 °C, %	38,25	38,25
Принятая массовая доля $CaCl_2$, %	37,5	38,0
Предел монотонного снижения за сутки, %/сут	0,87	0,34
Контрольная активность водной фазы при 25 °C	0,452	0,439
Температура начала кристаллизации принятой концентрации, °C	6,5	9,0

Концентрация контролируется титрованием хлоридов и кальция с ретортным анализом, а гигрометр служит дополнительной проверкой [2]. Контрольная активность для гигрометра взята по таблице при 25 °C [9]. При мембранной эффективности 0,2 требование превышает 42 % масс., а такой рассол кристаллизуется уже при 21 °C [13]. При эффективности 0,4 и активности 0,70 требуется 38,39 % масс., что выше границы при 10 °C. Поэтому программа применима при мембранной эффективности не ниже 0,4 и активности порового раствора не ниже 0,75. До применения программы измеряются активность шлама и керна глин [2] и мембранная эффективность пары глины и ИЭР методом передачи давления [7].

Заключение

В рассмотренных сценариях проектное условие запаса требует концентрации хлорида кальция в водной фазе ИЭР выше, чем баланс активностей, и основную добавку даёт учёт передачи давления в глину. В базовом сценарии требование почти целиком формируется в первые сутки. Поэтому концентрация устанавливается до входа в интервал глин, повышается перед утяжелением раствора и восстанавливается после разбавления.

В базовом сценарии при плотности 1,60 г/см^3 массовая доля $CaCl_2$ в водной фазе принимается 37,5 %, а при 1,67 г/см^3 38,0 %. Концентрация контролируется титрованием раз в сутки, а раствор на поверхности поддерживается при температуре не ниже 10 °C. Пока мембранная эффективность и активность порового раствора глин не измерены, программа применима как правило с условием.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хвощин П. А., Некрасова И. Л., Гаршина О. В., Конесев Г. В. Утяжеленный инвертный эмульсионный раствор с регулируемым реологическим профилем для строительства горизонтальных скважин // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13, № 1. – С. 35–44.
2. ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011). Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промысловых условиях. – Введ. 2017-08-01.
3. Ченеверт М. Е. Стабилизация сланцев растворами со сбалансированной активностью и непрерывной масляной фазой // Журнал нефтяных технологий. – 1970. – Т. 22, № 10. – С. 1309–1316.

4. Ван Оорт Э. О физической и химической устойчивости сланцев // Журнал нефтяной науки и инженерии. – 2003. – Т. 38. – С. 213–235.
5. Фернандес-Вера В.-А., Корсо Р., Сааведра Н.-Ф. Выбор солёности бурового раствора на углеводородной основе по оценке эффективного осмотического давления в сланцах формации Carbonera для предгорий Колумбии // CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro. – 2010. – Т. 4, № 1. – С. 23–37.
6. Геолого-технический наряд на строительство поисковой скважины № 35 ТРМ месторождения им. Р. Требса / ООО «Башнефть-Полюс», ООО «Таргин Бурение». – 2016.
7. Аль-Базали Т. М. Экспериментальное исследование мембранного поведения сланцев при взаимодействии с буровыми растворами на водной и углеводородной основе: дис. … д-ра философии. – Остин: Техасский университет в Остине, 2005.
8. Веб-книга по химии NIST, стандартная справочная база данных NIST № 69. Теплофизические свойства флюидных систем: вода [Электронный ресурс]. – URL: https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/ (дата обращения: 23.09.2026).
9. Стейплс Б. Р., Наттолл Р. Л. Коэффициенты активности и осмотические коэффициенты водного раствора хлорида кальция при 298,15 К // Журнал физико-химических справочных данных. – 1977. – Т. 6, № 2. – С. 385–407.
10. Фрейзер Дж. К. У., Тейлор Р. К., Гроллман А. Двухфазные изотермические системы жидкость–пар, понижение давления пара // Международные критические таблицы числовых данных по физике, химии и технологии. Т. III. – Нью-Йорк: McGraw-Hill, 1928. – С. 292–300.
11. Конде-Пети М. Р. Водные растворы хлоридов лития и кальция: формулы свойств для проектирования оборудования кондиционирования воздуха. – Цюрих: M. Conde Engineering, 2014. – 29 с.
12. Справочник CRC по химии и физике. 91-е изд. – Бока-Ратон: CRC Press, 2010. – Разд. 8. Растворимость неорганических соединений в воде при различных температурах. – С. 8-112 – 8-117.
13. Справочник по хлориду кальция. – Occidental Chemical Corporation, 2026. – 29 с.

УДК 622.24:004.9:331.5

ПРЕДЕЛЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ КАДРОВОГО ДЕФИЦИТА

С.А. Лукьянов[1], О.А. Нечаева[2]

1 - директор по развитию ООО «Фидель»;
2 - к.т.н., доцент, директор института нефтегазовых технологий

СамГТУ, г. Самара, Россия
e-mail: sem@luckyanov.ru, Nechaevaoa@gmail.com

Аннотация. Рассмотрено, какую часть управленческих рисков наклонно-направленного бурения способны закрыть программные системы двух уровней: контур поддержки решений на буровой, использующий вибрационные данные телесистемы, и контур управления ресурсами сервисной компании. На примере двух работающих авторских разработок показано, что обе системы уверенно снимают рутинную часть рисков, но упираются в одни и те же ограничения: обучение на прошлом опыте, действие внутри заранее заданного коридора параметров и зависимость от качества данных, которое по-прежнему обеспечивают люди. Сделан вывод, что цифровизация не уменьшает потребность отрасли в инженерах, а меняет ее структуру, смещая требования от знания регламента к широте кругозора и способности выдвигать гипотезы.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, кадровый дефицит, цифровизация, поддержка принятия решений, забойная телеметрия, вибрации, управление ресурсами, инженерное образование.

Введение

По данным исследования «Карта рынка труда нефтегазовой отрасли РФ 2026», в отрасли занято около 1,12 млн человек, из них 344 тыс. – в нефтесервисе; незакрытая потребность в работниках в 2026 г. оценена в 26,9 тыс. человек, а к 2030 г. в базовом сценарии она вырастает до 52 тыс., в сценарии активного роста – до 65 тыс. [2]. Минэнерго России оценивает замещающую потребность нефтегазового сектора к 2032 г. примерно в 64 тыс. человек [3]. Энергетическая стратегия на период до 2050 г. относит развитие кадрового потенциала к отдельным задачам отрасли и содержит самостоятельное приложение о кадровой потребности [1]. Методики подсчета разные, цифры тоже, но направление одно: людей не хватает уже сейчас, и ближайшие годы положение не исправят (рис. 1).

Для наклонно-направленного бурения (ННБ) общая статистика имеет свою окраску. Нефтесервис держит самую высокую текучесть среди подотраслей – около 24% [21]. Сегмент работает вахтой, а именно вахта хуже всего воспринимается молодыми: готовы к ней 34% работников моложе 28 лет против 72% по всей выборке [2], текучесть среди молодых вахтовиков достигает 28% при 18% по вахтовому персоналу в целом [21]. При этом инженер по телеметрии или по направленному бурению, которому можно доверить самостоятельную смену на сложной скважине, формируется, по наблюдениям автора, не раньше, чем за три-пять лет работы на буровой. Пока ВУЗ выпускает инженера, а компания его доучивает, заметная часть набранных людей успевает уйти.

На этом фоне цифровизацию часто обсуждают как способ компенсировать нехватку опыта: пусть программа следит за параметрами, предупреждает и подсказывает, и тогда на буровой хватит менее подготовленного сотрудника. Автор несколько лет занимается разработкой именно таких программ и имеет возможность проверить это предположение не умозрительно, а на двух действующих системах разного уровня. Результаты проверки и составляют содержание статьи.

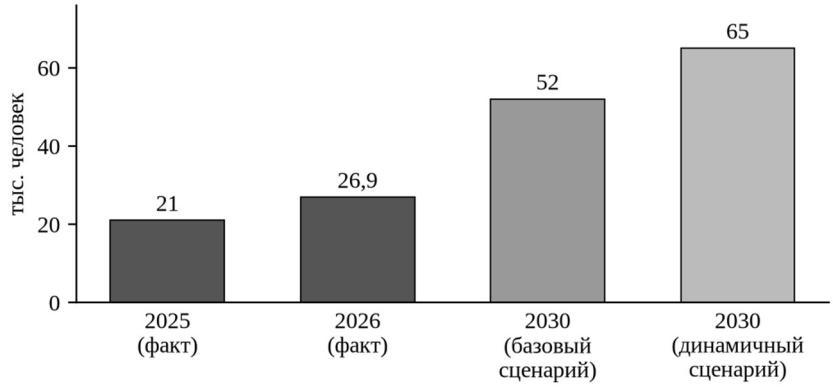


Рисунок 1 – Незакрытая потребность в работниках нефтегазовой отрасли России, тыс. человек (по данным [2]; рост 2025-2026 гг. частично связан с расширением охвата исследования)

Актуальность и обзор литературы

Автоматизация подбора режима бурения развивается не первое десятилетие. Концепция механической удельной энергии, предложенная для оперативного контроля эффективности разрушения породы [7], легла в основу большинства систем контроля на буровой [22]. Затем к ней добавились модели машинного обучения для прогноза механической скорости по данным соседних скважин [8,23,24], а в последние годы – замкнутые контуры, в которых оптимизатор напрямую задает параметры буровому станку; полевые испытания таких контуров описаны в [10, 11]. Параллельно развивалось определение литологии по отклику долота и вибрациям колонны [14, 18], что особенно ценно в горизонтальных участках, где датчик каротажа отстает от долота на десятки метров. В отечественной практике наиболее заметны работы по цифровым двойникам скважин и оборудования [13], по анализу вибраций и стик-слип [12] и по энергоэффективной нагрузке на долото [9].

Кадровая сторона вопроса обсуждается в другой литературе и, как правило, другими людьми. В работах Губкинского университета ставится вопрос о системе воспроизводства кадров для ТЭК [5], об ответственности как ключевой компетенции инженера [4] и о гуманитарном измерении инженерной деятельности [6]; в [19] обсуждается концепция новых образовательных стандартов, в [20] – история и перспективы нефтегазового образования. Эти два потока литературы почти не пересекаются: авторы систем автоматизации редко пишут о том, кто будет с этими системами работать, а авторы работ об образовании редко разбирают, что именно умеет и чего не умеет конкретная программа на буровой. Настоящая статья – попытка свести их на материале ННБ. Тенденции самого сегмента в условиях импортозамещения рассматривались автором ранее [16].

Постановка задачи

Управленческие риски сервисной компании ННБ удобно разделить по горизонту решений. На буровой решения принимаются за секунды и минуты: изменить нагрузку, снизить обороты, остановиться и проработать интервал. В офисе – за дни и недели: какую компоновку и какую телесистему отправить на объект, успеет ли оборудование пройти обслуживание, кто поедет на вахту. Для каждого горизонта автором разработана своя программная система: для первого – контур поддержки решений на основе вибрационных данных телесистемы (прототип «Виброконтур»), для второго – система управления оборудованием и работами сервисной компании (DMS). Задача статьи – на опыте разработки и применения обеих систем определить, какие риски они действительно снимают, какие только переформулируют, и какие требования это предъявляет к специалисту, который с ними работает.

Теоретическая часть

Контур реального времени опирается на то, что буровая и так располагает потоком данных: параметры режима от станции геолого-технологических исследований (ГТИ) и диагностические каналы телесистемы, в том числе уровни вибраций и ударов, которые изготовитель записывает для контроля ресурса электроники. На эти каналы обычно никто не смотрит, пока прибор не вышел из строя. Между тем отклик долота на породу проявляется в вибрациях раньше, чем порода доходит до датчика гамма-каротажа, расположенного на 10-20 м выше. Система накапливает пары «вибрационный портрет – литология по каротажу», обучает на них ансамбль решающих деревьев [17] и далее по текущему портрету предсказывает смену литологии и подбирает режим, при котором расчетная механическая скорость максимальна, а вибрации не выходят за пределы паспорта оборудования. Принципиально, что рекомендация всегда остается внутри коридора, заданного человеком: паспортные ограничения телесистемы, винтового забойного двигателя (ВЗД) и долота система нарушить не может.

Контур управления ресурсами устроен иначе. Его предмет – не физика процесса, а учет: единицы оборудования с историей наработки и ремонтов, комплектация компоновок, сроки поверок и сертификатов, персонал, рейсы и объекты. Ценность системы в том, что одна запись заменяет цепочку писем и таблиц, а сроки и несовместимости проверяются автоматически. Сюда же относится раннее предупреждение: система показывает, что через три недели на двух объектах одновременно понадобятся телесистемы, которых в исправном состоянии одна.

Общее у обоих контуров то, что они оперируют уже формализованным знанием. Первый – знанием о прошлом поведении породы и инструмента, второй – знанием о текущем состоянии ресурсов. Ни тот, ни другой не содержит знания о том, чего еще не было (рис. 2).

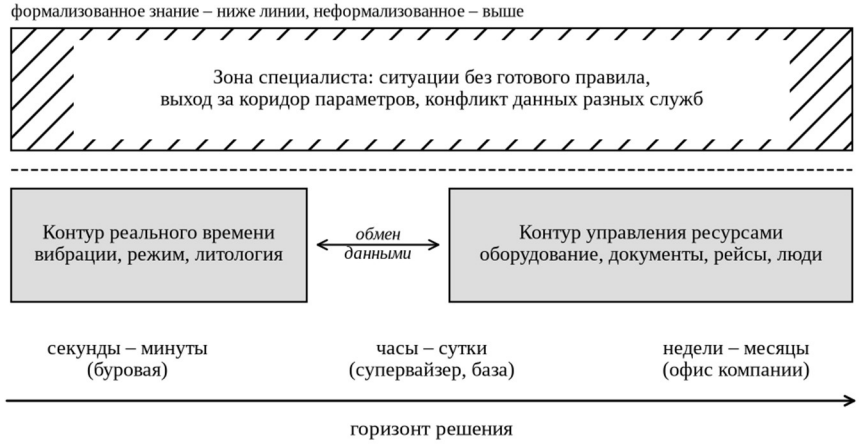


Рисунок 2 – Два контура программной поддержки решений в сервисной компании ННБ и зона, остающаяся за специалистом

Практическая значимость и результаты применения

Контур реального времени проверялся на подготовленных данных горизонтального участка скважины Ковыктинского месторождения, пробуренного ВЗД с вращением колонны. На выборке из 5718 режимных событий ансамбль деревьев дал коэффициент детерминации 0,66 на тестовых данных против 0,30 у линейной регрессии; на тестовом потоке скважины система воспроизвела все 25 литологических границ интервала с опережением гамма-каротажа в среднем на 11 м, а расчетная экономия времени бурения составила около 16 %. Подчеркнем, что речь идет о демонстрации на архивных данных, а не о промысловом испытании; методика подробно изложена в [15].

Эти результаты выглядят убедительно ровно до того момента, пока не задать вопрос, что происходит при переходе на новую скважину. Ответ известен: в начале каждого интервала, пока модель не накопила данных, ошибка прогноза скорости достигала 58 % и снижалась до 9-10 % только после дообучения на пройденных метрах. Иначе говоря, в самый ответственный момент – при входе в новый горизонт – система знает меньше всего, и решение принимает человек. Второе ограничение – коридор. Система подбирает режим внутри паспортных пределов и по заданному критерию, но опытный инженер нередко сознательно отступает от оптимума: например, держит скорость ниже возможной, чтобы сберечь ресурс прибора до конца интервала, потому что замены на базе нет. Это взвешенный риск, которого программа предложить не может. Третье – данные. Вибрационный канал телесистемы зависит от того, как собрана компоновка, насколько правильно откалиброван прибор и не забыл ли инженер включить запись диагностики. Все это делают люди, и качество работы системы определяется их дисциплиной.

Контур управления ресурсами используется в практике сервисной компании, и ограничения здесь другого рода. Система исправно сообщает, что дефектоскопия или калибровка на прибор истекает через пять дней. Решение же – отправить прибор на объект и успеть продлить документы по месту или задержать мобилизацию – зависит от знания конкретного заказчика, строгости надзора и конкретной логистики, которое

в системе не хранится. Система показывает, что две компоновки конфликтуют по присоединительным резьбам, но не знает, что у подрядчика на базе лежит переводник, которого нет в каталоге. Наконец, система снимает риск «забыли», но не снимает риск «не знали, что это важно»: если новый тип долота требует иной прикатки, этого не будет ни в одной карточке, пока кто-то не впишет.

Сведем наблюдения вместе (табл. 1).

Таблица 1 – Распределение управленческих рисков между программной системой и специалистом

Риск	Что закрывает система	Что остается за человеком
Пропуск смены литологии в горизонтальном участке	Предупреждение по вибрационному отклику с опережением каротажа	Интерпретация при расхождении вибраций, каротажа и шлама; решения в первых метрах нового интервала
Выход вибраций за паспортные пределы	Ограничитель и рекомендация режима внутри коридора	Осознанное отступление от оптимума при осложнении или дефиците ресурса
Низкое качество исходных данных	Контроль полноты и диапазонов	Сборка, калибровка, дисциплина записи
Срыв мобилизации из-за документов и ресурса оборудования	Напоминание и календарь конфликтов	Переговоры с заказчиком, выбор между риском и простоем
Несовместимость элементов компоновки	Проверка по каталогу	Знание о том, чего в каталоге нет
Новая технология или нештатная ситуация	Ничего, пока ее не формализуют	Все: постановка задачи, гипотеза, проверка

Последняя строка таблицы и есть главный результат. Обе системы хорошо снимают риски, связанные с рутиной: забыть, не заметить, не успеть сравнить. Они почти ничего не делают с риском, который в практике ННБ обходится дороже всего, – риском столкнуться с ситуацией, для которой еще нет правила. Таких ситуаций в последние годы становится больше, а не меньше: меняются поставщики оборудования, появляются компоновки, с которыми никто в компании не работал, заказчики ставят задачи на техническом пределе оборудования [16].

Отсюда вытекает требование к специалисту, которого кадровая статистика не отражает. Нужен не только оператор, знающий регламент, – с регламентом программа справляется лучше. Нужен человек, который одновременно понимает язык буровика, геолога, оператора ГТИ и технолога по растворам, потому что именно на стыках этих языков возникают нештатные ситуации, и который способен выдвинуть гипотезу о том, чего раньше не было. В терминах работ [4, 6] это инженер с широким естественнонаучным и гуманитарным кругозором, который принимает ответственность за решение на себя, а не передает ее программе.

Такого специалиста нельзя заказать на рынке труда, его можно только вырастить, и начинается это не в компании, а в университете. Конференция «Ашировские чтения», где в одной аудитории оказываются опытные специалисты и студенты-буровики, химики, геологи специалисты ГТИ, с этой точки зрения не сопутствующее мероприятие, а часть производственного процесса отрасли.

Выводы

1. Кадровый дефицит нефтегазовой отрасли носит долгосрочный характер; для ННБ он усиливается вахтовым режимом, высокой текучестью молодых сотрудников и долгим сроком подготовки специалиста.

2. Программные системы поддержки решений на буровой и управления ресурсами сервисной компании снимают риски рутинного характера, но по построению не работают с ситуациями, для которых еще не сформулировано правило; наибольшая неопределенность приходится на начало каждого нового интервала и на нештатные случаи.

3. Цифровизация не уменьшает потребность в инженерах, а меняет ее структуру: ценность смещается от знания регламента к широте кругозора и способности формулировать и проверять гипотезы.

4. Подготовка таких специалистов требует междисциплинарной среды, которую университеты и отраслевые конференции создают лучше, чем производственные компании.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года: распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р. URL: http://government.ru/docs/54754/ (дата обращения: 01.11.2026).
2. TNF спрогнозировал рост кадровой потребности в нефтегазовой отрасли к 2030 году // Ведомости. 2026. 4 сент. URL: https://www.vedomosti.ru/ideas/trends/news/2026/09/04/1226409-tnf-sprognoziroval (дата обращения: 01.11.2026).
3. В Минэнерго оценили потребность нефтегазовой отрасли в 64 тыс. специалистов // Эксперт. 2026. URL: https://expert.ru/news/v-minenergo-otsenili-potrebnost-neftegazovoy-otrasli-v-64-tys-spetsialistov (дата обращения: 01.11.2026).
4. Мартынов В.Г., Шейнбаум В.С. Ответственность – ключевая компетенция инженера XXI века // Высшее образование в России. 2022. Т. 31, № 2. С. 107-118.
5. Мартынов В.Г., Будзинская О.В., Шейнбаум В.С. Проектирование системы расширенного воспроизводства кадров для ТЭК в контексте очередного реформирования инженерного образования // Уровень жизни населения регионов России. 2024. Т. 20, № 2. С. 243-257.
6. Шейнбаум В.С. Инженерная деятельность в контексте гуманитарного мышления // Высшее образование в России. 2023. Т. 32, № 8-9. С. 89-109.
7. Dupriest F.E., Koederitz W.L. Maximizing drill rates with real-time surveillance of mechanical specific energy // SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 23-25 February 2005. Paper SPE-92194-MS.
8. Hegde C., Gray K.E. Use of machine learning and data analytics to increase drilling efficiency for nearby wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2017. Vol. 40. P. 327-335.
9. Kunshin A., Dvoynikov M., Timashev E., Starikov V. Development of monitoring and forecasting technology energy efficiency of well drilling using mechanical specific energy // Energies. 2022. Vol. 15, No. 19. Art. 7408.
10. Robertson R., Deans A., Singh K., Braga D., Kamyab M., Cheatham C. Field test results for real-time ROP optimization using machine learning and downhole vibration

monitoring – a case study // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition, Stavanger, 7-9 March 2023. Paper SPE-212568-MS.
11. Singh K., Haddad T., Borges T., Yalamarty S. Cloud-to-driller's HMI closed-loop drilling automation: field test results with machine learning ROP optimizer // IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition, Galveston, 5-7 March 2024. Paper SPE-217693-MS.
12. Романов Г.Р., Шакирова Э.В., Солдатенко П.А. Анализ механизмов и методов снижения stick-slip вибраций при бурении нефтяных и газовых скважин // Нефтяная провинция. 2026. № 2 (46). С. 231-252.
13. Цифровой двойник скважины как инструмент цифровизации вывода скважин на режим в ПАО АНК «Башнефть» / А.А. Пашали, А.В. Колонских, Р.С. Халфин [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2021. № 3. С. 80-84.
14. Sun J., Chen M., Li Q., Ren L., Dou M., Zhang J. A new method for predicting formation lithology while drilling at horizontal well bit // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 196. Art. 107955.
15. Лукьянов С.А. Разработка методики коррекции режимов бурения скважин, использующей диагностические параметры забойных телеметрических систем // Neftegaz.RU. 2025. № S8 (165). С. 144-146.
16. Лукьянов С.А. Перспективы развития забойной телеметрии и услуг наклонно-направленного бурения в России в условиях импортозамещения // Neftegaz.RU. 2026. № S8 (178). С. 9-13.
17. Breiman L. Random forests // Machine Learning. 2001. Vol. 45, No. 1. P. 5-32.
18. Chen G., Chen M., Hong G., Lu Y., Zhou B., Gao Y. A new method of lithology classification based on convolutional neural network algorithm by utilizing drilling string vibration data // Energies. 2020. Vol. 13, No. 4. Art. 888.
19. Рудской А.И., Боровков А.И., Романов П.И. Концепция ФГОС ВО четвертого поколения для инженерной области в контексте выполнения поручений Президента России // Высшее образование в России. 2021. Т. 30, № 4. С. 73-85.
20. Мартынов В.Г., Кошелев В.Н., Майер В.В., Туманов А.А. Нефтегазовое образование в России: вчера, сегодня, завтра // Высшее образование в России. 2021. Т. 30, № 8-9. С. 144-157.
21. Карта рынка труда нефтегазовой отрасли: демография, молодежь, вахта / TNF, Апрайт-Аналитика. 2026. URL: https://isa-aprait.ru/demografiya-vahta/ (дата обращения: 01.11.2026).
22. Авдонин А.А., Буслаев Г.В. Автоматизированная система раннего обнаружения поглощений бурового раствора и прихватов бурильной колонны по данным станции геолого-технологических исследований. // Инженер-нефтяник. 2026 № 3 С. 58-71.
23. 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.
24. Nikitin, V. I. Justification for the Selection of a Relative Permeability Model in the Task of Predicting Drilling Fluid Filtrate Invasion into the Formation / V. I. Nikitin, M. M. Agrelkina // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2025. – Vol. 38, No. 10. – P. 2312-2320. – DOI 10.5829/ije.2025.38.10a.08. – EDN HOJMXW.

УДК 622.24

ОРИЕНТАЦИОННОЕ ОКНО ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА И ПРЕДЕЛЬНАЯ ДЛИНА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА В СЛОИСТЫХ АРГИЛЛИТАХ

Д.Р. Гумеров[1], К.А. Шиповский[2]

1 - магистрант 2 курса, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»;
2 - к.т.н., доцент, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия
e-mail: *shipovskika@bk.ru*

Аннотация. В слоистых аргиллитах прочность по напластованию ниже прочности матрицы, поэтому нижняя граница плотности раствора зависит от ориентации ствола. Устойчивость стенки и очистка ствола объединены в расчётную схему с общим окном плотности. Нижнюю границу задаёт скольжение по напластованию при вывале до высоты шламовой постели, а верхнюю определяет эквивалентная циркуляционная плотность на забое. Построена карта предельной длины участка, выделяющая закрытый сектор у простирания слоёв. Ствол следует вести вдоль падения слоёв при подаче вблизи порога выноса шлама.

Ключевые слова: jриентационное окно плотности, слоистые аргиллиты, плоскости напластования, критерий Егера, шламовая постель, эквивалентная циркуляционная плотность, предельная длина участка.

DIRECTIONAL MUD WEIGHT WINDOW AND MAXIMUM HORIZONTAL SECTION LENGTH IN BEDDED ARGILLITES

D.R. Gumerov, Master's student, Department of Oil and Gas Well Drilling
K.A. Shipovskiy, Associate Professor, Department of Oil and Gas Well Drilling
Samara State Technical University, Samara, Russia

Annotation. In bedded argillites the strength along bedding planes is lower than the matrix strength, so the lower mud bound depends on hole orientation. Wellbore stability and hole cleaning are joined into a single scheme with a common density window. The lower bound is set by sliding on bedding planes with caving limited by the cuttings bed, and the upper bound by the equivalent circulating density. A maximum length map isolates a closed sector around the bed strike. The hole should follow the dip line with the pump rate kept near the transport threshold.

Key words: Directional mud weight window, bedded argillites, bedding planes, Jaeger criterion, cuttings bed, equivalent circulating density, maximum horizontal section length.

Прочность слоистых аргиллитов вдоль напластования заметно ниже прочности матрицы, поэтому изотропный расчёт занижает требуемую плотность раствора. Промысловые данные связывают осложнения в горизонтальных стволах с углом встречи ствола с напластованием [1]. Отсюда нижняя граница плотности зависит от падения слоёв и азимута ствола.

Подачу насосов удерживают выше порога выноса шлама, однако с ростом подачи растут потери давления в затрубном пространстве. Циркуляцию на забое характеризует эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП), сужающая окно плотности сверху, поэтому геомеханику стенки и гидравлику промывки рассчитывают совместно. В работе Чэня и др. [2] критерий слабой плоскости заявлен в постановке, а пример рассчитан без слабой плоскости, вывала и очистки. Здесь азимут ствола, плотность раствора и подача связаны в единую модель окна плотности и предельной длины участка.

Объектом расчёта принят горизонтальный участок диаметром 152,4 мм на вертикальной глубине 1877 м по промысловым данным [3]. Выше участка ствол обсажен колонной длиной 2048 м с внутренним диаметром 159,4 мм. В открытом стволе лежат бурильные трубы 101,6 мм с замками 139,7 мм через 12 м. Вертикальное напряжение равно 42,34 МПа, пластовое давление составляет 14,49 МПа при эквиваленте 787 кг/м^3. Горизонтальные напряжения получены пороупругим расчётом [4, 5] и равны 28,38 и 29,88 МПа.

Плотность начала поглощения принята равной 1600 кг/м^3, что отвечает давлению 29,45 МПа. Прочность матрицы задана сцеплением 2,5 МПа и углом внутреннего трения 36° при прочности на одноосное сжатие 9,81 МПа. Прочность напластования задана четырьмя сценарными парами от F_1 до F_4 по работе Лю и др. [6]. Базовой служит пара F_3 со сцеплением $c_b = 1{,}10$ МПа и углом трения $\varphi_b = 27{,}5°$.

Напряжения вокруг наклонного ствола вычислены по решениям Брэдли и Кирша [7]. Матрица проверена условием Кулона–Мора [5], а напластование проверено критерием скольжения Егера [8]. Скольжение начинается, когда модуль касательного напряжения на плоскости напластования достигает сопротивления сдвигу:

$$|\tau| = c_b + \sigma_n' \times \operatorname{tg}\varphi_b \text{ МПа}, \qquad (1)$$

где τ – касательное напряжение на плоскости напластования, МПа;

c_b – сцепление по плоскости напластования, МПа;

σ_n' – эффективное нормальное напряжение на плоскости, МПа;

φ_b – угол трения по плоскости напластования, градус.

Для базовой пары F_3 при эффективном нормальном напряжении $\sigma_n' = 10{,}0$ МПа сопротивление скольжению составляет:

$$|\tau| = 1{,}10 + 10{,}0 \times \operatorname{tg} 27{,}5° = 6{,}31 \text{ МПа}.$$

При большем касательном напряжении слой проскальзывает, и вывал формирует постель на нижней стенке. Высота постели ограничена 20 мм из-за риска прихвата колонны [9], что при зазоре 50,8 мм отвечает доле 0,0156 площади сечения. Допуск вывала снижает давление удержания стенки, а наименьшая подача выноса определялась по модели Ларсена [10]:

$$Q_{\text{мин}} = \frac{\pi \times V_{\text{крит}} \times (d^2 - d_{\text{т}}^2)}{4} \text{ м}^3/\text{с}, \qquad (2)$$

где $Q_{\text{мин}}$ – наименьшая подача выноса шлама, м^3/с;

$V_{\text{крит}}$ – критическая скорость транспортирования шлама, м/с;

d – диаметр ствола, м;

$d_{\text{т}}$ – наружный диаметр бурильных труб, м.

Для базового режима вдоль падения слоёв при плотности 1280 кг/м^3 критическая скорость равна 1,680 м/с, что соответствует подаче 17,0 л/с:

$$Q_{\text{мин}} = \frac{3{,}1416 \times 1{,}680 \times (0{,}1524^2 - 0{,}1016^2)}{4} = 0{,}0170 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Потери давления при циркуляции и ЭЦП рассчитаны по методике Маковея [11]. Градиент потерь в затрубном пространстве принимается наибольшим из ламинарного и турбулентного решений, а плотность смеси учитывает шлам. На забое участка ЭЦП определяется по формуле:

$$\rho_э = \rho_{см} + \frac{G_к \times L_к + G_г \times L}{g \times H} \text{ кг/м}^3, \quad (3)$$

где $\rho_э$ – эквивалентная циркуляционная плотность на забое, кг/м^3;

$\rho_{см}$ – плотность смеси раствора со шламом, кг/м^3;

$G_к$ – градиент потерь в обсаженной части с учётом замков, Па/м;

$L_к$ – длина обсаженной части по стволу, м;

$G_г$ – градиент потерь в открытом стволе с учётом замков, Па/м;

L – длина горизонтального участка, м;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

H – вертикальная глубина забоя участка, м.

В базовом режиме при подаче 20 л/с плотность раствора равна $\rho_н = 1281{,}6$ кг/м^3, а плотность смеси составляет $\rho_{см} = 1288{,}5$ кг/м^3. Градиент потерь в обсаженной части равен $G_к = 1574{,}9$ Па/м на длине $L_к = 2048$ м, а в открытом стволе $G_г = 2048{,}8$ Па/м на длине $L = 1224$ м:

$$\rho_э = 1288{,}5 + \frac{1574{,}9 \times 2048 + 2048{,}8 \times 1224}{9{,}81 \times 1877} = 1600 \text{ кг/м}^3.$$

Полученная величина достигает плотности начала поглощения, поэтому длина 1224 м предельна для базового режима. Приравняв ЭЦП на забое к плотности поглощения, из формулы (3) выражаем предельную длину горизонтального участка:

$$L_{пр} = \frac{(\rho_{погл} - \rho_{см}) \times g \times H - G_к \times L_к}{G_г} \text{ м}, \quad (4)$$

где $L_{пр}$ – предельная длина горизонтального участка, м;

$\rho_{погл}$ – плотность начала поглощения, кг/м^3.

В базовом режиме вдоль падения слоёв при подаче 20 л/с предельная длина составляет 1,22 км:

$$L_{пр} = \frac{(1600 - 1288{,}5) \times 9{,}81 \times 1877 - 1574{,}9 \times 2048}{2048{,}8} = 1224 \text{ м}.$$

При отрицательном числителе окно закрыто уже при нулевой длине из-за потерь в обсаженной колонне. Расчёт потерь в зазоре и на замках сверен с программным комплексом «Бурсофт» [12], расхождение по ЭЦП на глубине 3048 м не превышает 2 кг/м^3.

Без допуска вывала нижняя граница плотности равна 1394–1411 кг/м^3, а допуск постели 20 мм снижает её до 1280–1290 кг/м^3. При падении слоёв до 10° слоистость почти не влияет на окно плотности. Потеря длины в паре F_3 при подаче 20 л/с не превышает 0,10 км, и достаточно изотропного расчёта.

Карта предельной длины при подаче 20 л/с для четырёх пар прочности приведена на рисунке 1. У пар F_1 и F_4 вывал открывает все азимуты, тогда как у пар F_2 и F_3 сохраняются закрытые секторы у простирания слоёв. Относительный азимут $A_{отн}$ равен нулю вдоль падения слоёв и 90° вдоль простирания. Вдоль простирания нормаль к слоям лежит в плоскости сечения, и сдвиг создаёт разность кольцевого и радиального напряжений. Вдоль падения нормаль выходит из плоскости сечения, и скольжение не опережает разрушение матрицы.

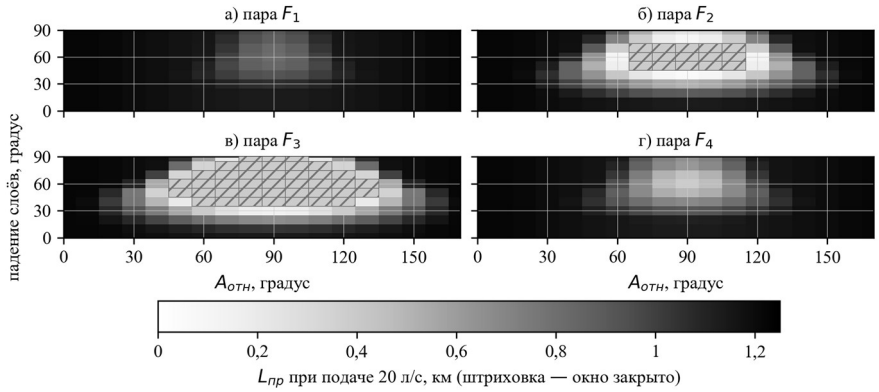


Рисунок 1 – Карта предельной длины горизонтального участка при подаче 20 л/с: а – пара F_1, б – пара F_2, в – пара F_3, г – пара F_4

Профиль границ окна и предельной длины для пары F_3 при падении слоёв 60° показан на рисунке 2, а расчётные узлы сведены в таблицу 1. Столбец $L_{пр}^{н}$ отвечает наименьшей подаче выноса 17,0 л/с вдоль падения слоёв. Столбец $L_{пр}^{20}$ даёт предельную длину при подаче 20 л/с, а столбцы $L_{пр}^{25}$ и $L_{пр}^{30}$ отвечают подачам 25 и 30 л/с.

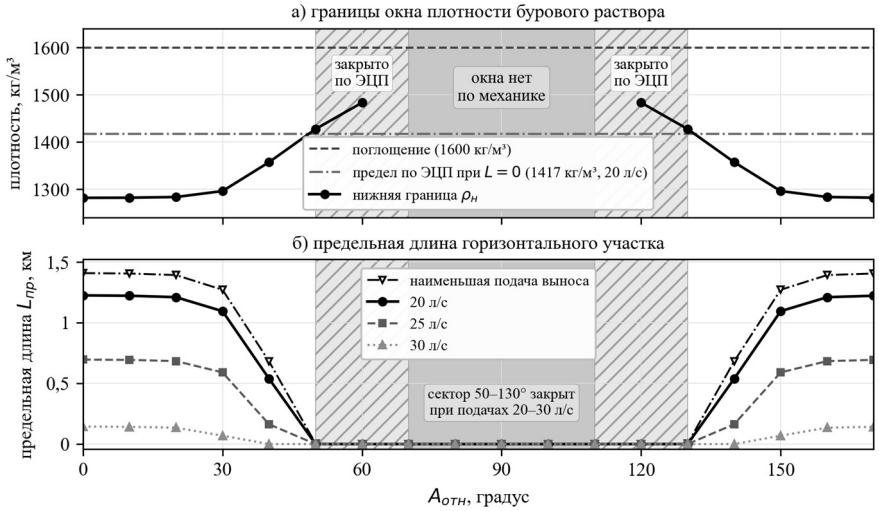


Рисунок 2 – Профили границ окна плотности (а) и предельной длины горизонтального участка при различных подачах (б) для пары F_3 при падении слоёв 60°

Таблица 1 – Совместное окно плотности и предельная длина участка для пары F_3 при падении слоёв 60°

$A_{отн}$, градус	$\rho_н$, кг/м^3	$L_{пр}^{н}$, м	$L_{пр}^{20}$, м	$L_{пр}^{25}$, м	$L_{пр}^{30}$, м
0	1280	1407	1224	695	144
10	1280	1404	1221	693	142
20	1280	1391	1209	683	135
30	1300	1270	1094	590	69
40	1360	681	538	163	0
50	1430	5	0	0	0
60	1480	0	0	0	0
70–110	Окно закрыто по механике	0	0	0	0

Из девяти закрытых азимутов сектора 50–130° центральные пять направлений 70–110° закрыты по геомеханике, так как давление удержания стенки превышает порог поглощения. Соседние направления от 50 до 60° и от 120 до 130° с нижней границей 1430–1480 кг/м^3 открыты по допустимому вывалу. При нулевой длине участка они закрываются по ЭЦП, поскольку потери в колонне при подаче 20 л/с ограничивают плотность величиной 1417 кг/м^3.

Вдоль падения слоёв предельная длина при подаче 20 л/с равна 1,22 км и сохраняется в полосе ±10° с потерей до 22 м. При отвороте на 20 и 30° потеря длины возрастает до 0,19 и 0,44 км. Форсирование подачи до 25 и 30 л/с переводит поток в открытом стволе в турбулентный режим. При 30 л/с потери в обсаженной колонне забирают 89–93 % запаса давления, сокращая длину до 0,70 км при 25 л/с и до 0,14 км при 30 л/с.

Заметно влияют на предельную длину участка высота допустимой шламовой постели и местные потери давления в замковых соединениях бурильных труб. Сужение допустимой постели до 10 мм сокращает предельную длину почти вдвое, а расширение до 30 мм сужает закрытый сектор с девяти до пяти направлений. Гладкая труба без замков добавляет около 0,3 км длины, а неучтённые потери давления в компоновке низа бурильной колонны делают полученную расчётную длину оценкой сверху.

Совместный расчёт геомеханики и гидравлики показал, что окно плотности горизонтального участка определяется азимутом ствола и подачей буровых насосов. Слабое напластование закрывает сектор вокруг простирания слоёв, а рост подачи перекрывает соседние направления через ЭЦП. Траектория участка и режим промывки выбираются одновременно, поскольку обе границы окна плотности управляются общими параметрами режима бурения.

Горизонтальный участок рекомендуется вести в полосе ±10° от линии падения слоёв, где сохраняется предельная длина 1,20–1,22 км при подаче насосов 20 л/с. Подачу следует удерживать в интервале от 17,0 до 20 л/с вблизи порога выноса шлама без ухода в развитую турбулентность. Плотность раствора выбирают между нижней границей $\rho_н$ и пределом по ЭЦП для принятой подачи. Сценарные пары от F_1 до F_4 задают расчётный диапазон до проведения прямых лабораторных испытаний прочности напластования на керне.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Логинова М. Е., Четвертнева И. А., Тивас Н. С. Особенности вскрытия аргиллито-глинистых отложений при бурении горизонтальных скважин // Булатовские чтения: сборник статей. 2022. С. 402–404.
2. Чэнь С., Ян Ц., Гао Д., Фэн Ю., Ли Ю., Ло М. Предельно допустимая глубина скважины при бурении скважин с большим отходом от вертикали на истощённые морские залежи // Energies. 2018. Vol. 11, no. 5. Art. 1072. DOI: 10.3390/en11051072.
3. Романенко П. С., Алехин И. Г., Ашимов К. Б., Губашев С. А. Применение геомеханики при строительстве горизонтальных скважин на месторождениях АО «Эмбамунайгаз» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Т. 4, № 2. С. 35–46.
4. Фьер Э., Холт Р. М., Хорсруд П., Раен А. М., Риснес Р. Механика горных пород в нефтегазовом деле. 2-е изд. Амстердам: Elsevier, 2008. 514 с.
5. Зобак М. Д. Геомеханика нефтяных залежей. Кембридж: Cambridge University Press, 2007. 449 с.
6. Лю К., Ши Ц., Жэнь Т., Канизати, Ван В., Ван Ц. Исследование механизмов неустойчивости и давления обрушения стволов скважин в трещиноватых формациях на основе критерия прочности множественных слабых плоскостей // Processes. 2025. Vol. 13, no. 11. Art. 3542. DOI: 10.3390/pr13113542.
7. Брэдли У. Б. Разрушение стенок наклонных скважин // Journal of Energy Resources Technology. 1979. Vol. 101, no. 4. P. 232–239. DOI: 10.1115/1.3446925.
8. Егер Дж. К. Сдвиговое разрушение анизотропных горных пород // Geological Magazine. 1960. Vol. 97, no. 1. P. 65–72. DOI: 10.1017/S0016756800061100.
9. Озбайоглу М. Э., Саасен А., Соргун М., Сванес К. Критические скорости потока для удаления шламовой постели в наклонных и горизонтальных скважинах // Petroleum Science and Technology. 2010. Vol. 28, no. 6. P. 594–602. DOI: 10.1080/10916460903070181.
10. Ларсен Т. И., Пилехвари А. А., Азар Дж. Дж. Разработка новой модели транспорта шлама для сильно наклонных и горизонтальных скважин // SPE Drilling & Completion. 1997. Vol. 12, no. 2. P. 129–135. DOI: 10.2118/25872-PA.
11. Маковей Н. Гидравлика бурения: пер. с рум. М.: Недра, 1986. 536 с.
12. Бурсофт. Инженерные расчёты: руководство пользователя. 2013. 33 с.

БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СУШЕ, МОРЕ И ШЕЛЬФЕ

СВАРКА ТРЕНИЕМ КАК СПОСОБ СКРЕПЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ СКВАЖИНЫ ДВУХ ЭЛЕМЕНТОВ С ЦЕЛЬЮ ЛОВЛИ И ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОДНОГО ИЗ НИХ (АВАРИЙНОГО ОБЪЕКТА)

Р.А.О. Хасаев, В.Н. Аверкин, Г.В. Мельников

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: *rakhasaev@gmail.com*, *averkinv@yandex.ru*, *germanmel1969@gmail.com*

Аннотация. В работе рассмотрена сварка трением как способ скрепления двух элементов в скважине с целью извлечения аварийного объекта. Проанализированы устройство и принцип действия механизма для ловли и извлечения металлических предметов из скважины, при помощи которого реализуется способ. Проведены экспериментальные исследования в условиях приближенных к скважинам. Рассчитана несущая способность сварных соединений, учитываемая при задании величины усилий нагрева и проковки.

Сделан вывод, о том, что ловильные работы и извлечение металлических предметов можно выполнять с использованием эффекта сварки трением. Это позволит упростить и снизить трудоёмкость ремонтных работ. Удовлетворительное качество сварных соединений стыков труб, используемых для бурения, можно получить при определённом диапазоне параметров сварки. Применение в качестве охлаждающей жидкости воды, исключает возможность прожога стенок труб и обеспечивает высокую прочность соединения.

Ключевые слова: ловильные работы, сварка, захватный механизм, скважина, труба, авария, сплав, скрепление, деформация, вращение.

В зависимости от принципа, заложенного в основу разработки и функционирования захватных механизмов, существуют определенные резервы повышения их эксплуатационных характеристик. Так установлено, что одним из основных факторов, регламентирующим эксплуатационные показатели (например грузоподъемность) инструментов является площадь обхвата элементами захватного механизма тела ловимого объекта. Для скрепления в условиях скважины двух элементов с целью ловли и извлечения одного из них (аварийного объекта) может быть реализован более производительный способ получения металлических соединений – способ сварки трением. И ранее были попытки использовать процесс сварки трением для очистки забоя от металлических предметов. Однако в этом случае низкая грузоподъемность устройства, повышенная пожаро и взрывоопасность, различные дополнительные коммуникации и приспособления в отличии от существующих сильно усложняют технологию процесса. В настоящем решении использована возможность осуществления захвата и извлечения предмета из скважины с помощью сварного шва, образуемого теплом трения, генерируемого при относительном вращении под нагрузкой с последующим поступательным движением инструмента.

Устройство для ловли и извлечения металлических предметов из скважины , при помощи которого реализуется способ , содержит переводник 1, фрезерную коронку 2, корпус 3, внутри которого размещена сменная втулка 4

взаимодействующая со штифтами 5, легко запрессованными в специальные отверстия. направляющую воронку 6. Сменная втулка 4 предназначена для образования пары трения с ловимым объектом, от взаимодействия элементов которой генерируется тепло и происходит формирование сварного шва в зоне контакта. Фрезерная коронка, армированная композитным сплавом, служит для фрезерования образованного сварного шва и освобождения устройство от ловимого объекта.

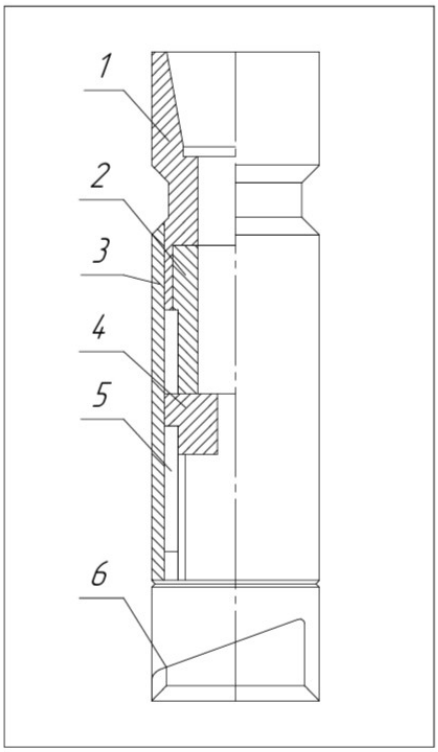


Рис.1. Устройство для ловли и извлечения металлических предметов из скважины

Способ осуществляется с помощью устройства следующим образом.

Устройство на трубах спускают в скважину до месторасположения ловимого объекта. При достижении объекта его верхний торец посредством воронки 6 вводится во внутрь корпуса 3 устройства до посадки к опорной поверхности сменной втулки 4, после чего инструмент нагружается определенной осевой нагрузкой до полной посадки ловимого объекта. Затем устройство под нагрузкой приводится во вращательное движение посредством колонны бурильных труб. При этом в зоне взаимодействия сменной втулки и ловимого объекта образуемых пару трения, генерируется высокая температура, способствующая размягчению взаимодействующих поверхностей. После этого, вращение устройства прекращают и нагружают его дополнительной осевой нагрузкой. Выдержав под этой нагрузкой определенное время за счет усадки взаимодействующих поверхностей получают сварочный шов и осуществляют тем самым захват ловимого объекта. После захвата объекта производят его подъем (целиком или по частям) на дневную поверхность путем подъема колонны труб.

Если при подъеме устройства с заловленным объектом наблюдаются затяжки, то производят его освобождение следующим образом. Опускают устройство до достижения приваренной к ловимому объекту сменной втулки 4 фрезерной коронки 2. Затем путем вращения устройства фрезеруют образованный при захвате ловимого объекта сварочный шов. Освободив устройство, поднимают его на поверхность на колонне труб. Подготовка устройства к повторному спуску осуществляется заменой сменной втулки 4.

Применение предлагаемого способа и устройства позволяет:

- упростить технологию извлечения металлических предметов из скважины;
- упростить конструкцию и повысить грузоподъемность устройства для осуществления предлагаемого способа;
- предотвратить возможные повторные спускоподъемные операции в связи с падением заловленного объекта в скважину;
- сократить время, отводимое на восстановление аварийных скважин и сэкономить определенные материальные средства.

Реализация этих преимуществ в полной мере возможна лишь при условии разработки наиболее оптимальной технологии изготовления соединений при сварке трением. В этой связи, с целью изучения возможности получения стыковых соединений труб сваркой трением в условиях скважины, были проведены экспериментальные исследования на образцах. Основными параметрами процесса сварки трением являются:

- частота относительного вращения свариваемых деталей (ω);
- величина осевого усилия при нагреве ($P_{нагр}$);
- величина осадки при нагреве (δ);
- величина осевого усилия проковки ($P_{пр}$);
- длительность приложения усилия проковки (τ) .

Первые два параметра определяют мощность нагрева, а в сочетании с третьим - величину введенной энергии при нагреве. Два последних параметра ответственны (вместе с тремя первыми) за качество сварного соединения. Величину осадки при нагреве нередко заменяют длительностью нагрева, т.к. эти величины практически прямо пропорциональны.

В настоящее время пока еще нет расчетных методов определения параметров процесса сварки трением. Эти параметры для различных сочетаний металлов (сплавов) и для различных форм соединений, в каждом конкретном случае, приходится подбирать экспериментально.

Следует отметить, что использование сварки трением в условиях скважины имеет ряд отличительных особенностей, а именно:

- сварка ведется в среде жидкости, что влияет на условие нагрева и образования сварного соединения;
- процесс происходит при относительно небольшой скорости вращения инструмента.

Одной из задач опытного изготовления стыковых соединений труб сваркой трением была оценка технологических особенностей и фактической трудоемкости при выполнении работ в условиях, близких к тем, которые существуют. Известно множество технологических процессов сопровождающихся генерацией высоких температур. К ним можно отнести разрушения горных пород, фрезерование металлических изделий и т.д. В таких случаях для предупреждения чрезмерного

разогрева трущихся поверхностей используется промывочно-охлаждающая жидкость.

Для оценки возможности получения сварного шва нами были проведены экспериментальные исследования в условиях приближенных к скважинам, в процессе реализации которых использовалась в качестве такой жидкости техническая вода.

Свариваемые образцы имели различную форму очертания соприкасающихся поверхностей для плитации различных видов стыковых трубчатых соединений.

Были заварены стыковые соединения из труб диаметром 60 мм с толщиной стенки 5 мм в количестве 3 шт. по каждому виду соединения. Материал образцов - сталь 40ХН.

Рассчитывалась несущая способность сварных соединений, учитываемая при задании величины усилий нагрева и проковки. Все перечисленные условия позволяют считать изготовленные образцы близким прототипом конструкций в реальных условиях скважины.

Кромки соединяемых труб имели плоскую поверхность. Подготовленные к сварке трубы помещали в опоры машины для сварки трением, где обеспечивалась их соосность. Параметры режима сварки по каждой схеме приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты экспериментов

Схема сварки образцов	Среда	Осевое усилие, кН		Время вращения, сек
		при нагреве	при проковке	
1	Вода	8-20	80	45
2		20-40	120	40
3		20-40	100	40
4		20-40	100	75
5		20	100	35

Они подбирались путем сопоставления рекомендуемых в различной справочной литературе режимов сварки анализа каждого параметра режима применительно к описываемым условиям и экспериментального исследования.

Давление при трении и проковке принималось соответственно (20÷50) МПа и (80÷120) МПа, а линейная скорость вращения инструмента – 1 м/с.

Качество сварки по внешнему виду оказалось вполне удовлетворительным. Из сваренных стыков вырезали тамплеты и изготовляли макрошлифы, по которым оценивали формирование сварного шва для различных видов соединений. В стыках трубчатых соединений отсутствовали поры, шлаковые и другие инородные включения. Металл стыка и зон термического влияния, в результате быстрого нагрева и охлаждения присутствии высокого давления, т.е. в режиме близком к термомеханической обработке металлов приобретал равноосную и сильно измельченную структуру. Наблюдалось отдельное смещение кромок свариваемых элементов величина которого достигла (0,5÷0,8) мм. Такая величина смещения кромок в соединении может быть объяснена эллиптичностью концов труб,

допускаемой по ГОСТ 10704-91 до±1 % величины наружного диаметра трубы.

Испытание стыковых соединений труб на статическое растяжение производили на образцах по ГОСТ 6996-66. С целью получения сопоставимых результатов были испытаны аналогичные образцы, вырезанные из основного металла сварных труб. Результаты испытаний образцов на статическое растяжение показаны в таблице 2.

Как видно из таблицы 2. при сварке трением на выбранном режиме удается достичь удовлетворительного качества соединения. Разрушение соединений, сваренных трением, происходило по основному металлу.

Таблица 2. Качество сварного шва

Схема сварки образца	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	Твердость, НВ	Характер разрушение
1	830 - 850	1000 - 1200	2600	по основному металлу
2	870 - 890	1500 - 1700	2500	
3	1000 - 1100	1300 - 1500	2600	
4	1300 - 1400	1300 - 2400	2600	
5	950 - 1100	1400 - 1500	2650	

В процессе сварки трением, как отмечено выше, происходит разогрев трущегося торца трубы, в результате чего изменяется структурное состояние сплава, соответственно и механические свойства. Поэтому наряду с определением силы разрушения свариваемых труб представляет также интерес характер изменения структуры сплава в зоне сварки и в зоне термического воздействия. В связи с этим были проведены исследованиях структуры сплава в направлении действующих осевых нагрузок. С этой целью образцы для изготовления шлифов были вырезаны из диаметрально противоположных частей трубы шириной 8-10 мм. Травление шлифов производилось 0,5 % раствором HF.

Измерение микротвердости проводили на микротвердометре ПМТ-3 при нагрузке 50 г.

Исследование структуры и анализ распределения упрочняющей фазы по размерам проводилось с применением анализатора структуры EPIQUANT.

Для изготовления труб применяются деформируемые сплавы Al – Cu – Mg (Mn). В процессе изготовления эти трубы подвергаются деформационному упрочнению. По-видимому, в процессе нагрева при трении происходит снятие деформационного упрочнения.

Изменение микротвердости сопровождается соответствующими изменениями структуры. В областях, не подвергнутых термическому воздействию, структура состоит из алюминиевой матрицы и упрочняющей фазы $CuAl_2$, имеющей характерную для деформируемых сплавов, текстуру в направлении прокатки. В зоне термического воздействия наблюдается частичное нарушение указанной текстуры и

соответственно изменение формы упрочняющей фазы. В зоне трения происходит изменение как формы, так и количества упрочняющей фазы. Уменьшение доли упрочняющей фазы в зоне трения в данном случае является следствием частичного растворения их в твердом растворе. Изменение формы упрочняющей фазы в зоне трения подтверждают также результаты изучения распределения этих фаз по размерам.

Таким образом, в процессе трения происходит разогрев алюминиевого сплава, в результате чего происходит его разупрочнение. Уменьшение степени разупрочнения сплава может быть достигнуто путем регламентирования режимных параметров процесса взаимодействия трущихся пар, например, осевой нагрузки или скорости относительного движения элементов пар трения.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- Ловлю и извлечение металлических предметов можно выполнять с использованием эффекта сварки трением, что позволит упростить и снизить трудоемкость процесса производства ремонтных работ с применением ловильных устройств;
- Применение в качестве охлаждающей жидкости воды, благодаря малому разогреву свариваемых элементов при получении полного их проплавления, исключает возможность прожога стенок труб и обеспечивает высокую прочность соединения;
- Удовлетворительное качество сварных соединений стыков труб, используемых для бурения (по типоразмерам и материалу), можно получить на следующем диапазоне параметров сварки:

– скорость вращения (ω) - 50-100 об/мин;
– величина осевого давления при нагреве ($P_{нагр}$) - 30-50 МПа;
– величина осевого давления при проковке ($P_{пр}$) - 70-120 МПа;
– время сварки (τ) - 50-150 сек.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гасанов Р.А., Багиров О.Т., Хасаев Р.А., Аверкин В.Н., Агеева Ю.А.* Повышение эффективности эксплуатации внутрискважинного оборудования.- 400с.
2. *Вилль В.И.* Сварка металлов трением. - Л.:Машиностроение, 1975. -181 с.
3. *Гасанов Р.А., Ковалев А.Д., Багирова М.Н., Гусейнов И.Б.* Методическое руководство по диагностированию структурных и эксплуатационных характеристик композиционных материалов. - Баку, 1989. - 125 с.
4. Авторское свидетельство № 1488435 (СССР). Устройство для извлечения металлических предметов из скважины /*Р.А.Гасанов, А.А. Мамедов.* - Опубл. в Б.И. 1989, № 23.
5. Авторское свидетельство № 164469 (СССР). Способ извлечения застрявших в скважинах металлических предметов /*И.Д.Таран*, 1945, 31 мая.
6. Гасанов Р.А., Гасымова Т.М. РАЗРАБОТКА ЗАХВАТНЫХ МЕХАНИЗМОВ НА ОСНОВЕ ЭФФЕКТА « СВАРКА ТРЕНИЕМ». Булатовские чтения. 2018. Т. 6. С. 48-50.

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

УДК 622.276.7

ЗАХВАТНЫЕ МЕХАНИЗМЫ СКВАЖИННЫХ ЛОВИЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И МЕТОДЫ ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НА ОПЫТЕ РАБОТ ПО КРС В РЕСПУБЛИКЕ АЗЕРБАЙДЖАН

В.Н. Аверкин, Али Мохамед Абдельаал

Научный руководитель: Р.А.О. Хасаев

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: rakhasaev@gmail.com, averkinv@yandex.ru, elsaedy2003@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрена проблема повышения эффективности ремонтно-восстановительных работ на нефтяных и газовых скважинах, в том числе в условиях морской нефтегазодобычи. Объектом исследования являются плашечно-клиновидные захватные механизмы скважинных ловильных устройств. С применением рандомизированного факторного плана по результатам экспериментов на патрубках из насосно-компрессорных труб диаметром 73мм определены оптимальные значения грузоподъемности ловильных инструментов и соответствующие им параметры захватного механизма – угол скоса опорной поверхности и площадь обхвата плашек – в зависимости от отношения конструктивных и механических характеристик тела ловимого объекта.

На основе метода последовательного анализа Вальда и меры информативности Кульбака установлена значимость всех входных факторов, при этом наиболее информативным фактором является площадь обхвата элементов захватного механизма. Составлена диагностическая таблица, позволяющая прогнозировать грузоподъемность ловильных устройств и принимать обоснованные проектные решения при разработке захватных механизмов.

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин (КРС), ремонтно-восстановительные работы, аварийные скважины, ловильные устройства, захватный механизм, грузоподъемность, рандомизированный факторный план, последовательный анализ Вальда, информативность Кульбака, диагностические коэффициенты, прогнозирование.

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение объемов добычи углеводородного сырья в Азербайджанской республике предполагает интенсификацию нефтегазоконденсатоизвлечения как со старых площадей, так и с новых перспективных структур.

Основной объем добычи нефти, газа и газового конденсата осуществляется с морских месторождений, что диктует необходимость более эффективного использования фонда эксплуатационных скважин.

Современный фонд нефтяных и газовых скважин, особенно на морских месторождениях, характеризуется большими глубинами, уменьшением диаметра ствола в нижних интервалах, увеличением осложненности и т.д., что является

источником возникновения сложных аварийных ситуаций. Как это, так и установившаяся тенденция роста фонда бурящихся и добывающих скважин способствуют ежегодному увеличению объемов ремонтно-восстановительных работ. Производство класса работ, направленных на ликвидацию аварий, потребляет большие материальные затраты, принося тем самым большой ущерб народному хозяйству. Следовательно, повышение эффективности и качества проводимых в скважинах ремонтно-восстановительных работ и их своевременность являются важнейшим резервом дальнейшего увеличения объемов добычи нефти и газа. Эффективная реализация существующих технологий ремонта аварий определяется совершенством применяемого ремонтно-восстановительного оборудования. В настоящее время теоретическими, экспериментальными и промысловыми исследованиями ученых и производственников многих стран мира достигнут определенный уровень совершенства ремонтно-восстановительного оборудования и разработаны технологические регламенты по его эксплуатации [1, 2].

Однако, несмотря на разработку и внедрение на практике в странах СНГ и за рубежом обширного парка основного и вспомогательного инструментов и соответствующих нормативно-технических документов, объем выпускаемой техники удовлетворяет лишь немногим более половины потребности в ней, а недостаточное число модификаций не позволяет осуществлять выбор обоснованной технологии ремонта и восстановления аварийных скважин [3].

Следует отметить, что эксплуатационный фонд скважин в странах содружества в 1997 году составил чуть меньше 247000 единиц, из них – 13000 новых скважин. При этом объем капитального ремонта составил 47590 ед., а потребность в ловильных, режущих и вспомогательных инструментах в бурении составила 47590 ед. Одновременно ежегодно на долю каждой бригады капитального ремонта приходится примерно 22 скважины, и при круглосуточном режиме работы на ремонт и восстановление аварийных скважин требуется 700суток. Это, в свою очередь, обуславливает лавинообразный рост количества простаивающих в ожидании ремонта бездействующих скважин.

Вышеизложенным объясняется необходимость комплексного подхода к решению проблемы интенсификации ремонтно-восстановительных работ на нефтяных и газовых скважинах. Резервы в этом направлении существуют и заключаются в разработке, с учетом промысловой обстановки, формально обоснованной классификационной структуры аварийных ситуаций и критериев по проектированию целесообразного набора действий для эффективной ликвидации аварий в каждой конкретной промысловой обстановке; более достоверном теоретическом и экспериментальном моделировании процесса взаимодействия скважинных инструментов с аварийным объектом; синтезе, в качестве вооружения, износостойких материалов с заданными свойствами, совместимыми с конструктивными и технологическими параметрами функционирования режущих инструментов; разработке принципиально новых режущих органов, захватных и ударных механизмов; системном подходе к проектированию и производстве процесса зарезки второго ствола из обсаженных скважин и т.д. Следует отметить, что только в

Азербайджанской Республике за период 1953–1995гг. из восстановленных путем зарезки второго ствола скважин получено дополнительно более 20 млн т нефти.

Проблема восстановления работоспособности простаивающих скважин в условиях рыночной экономики приобретает особое значение. В 1999 году только по объединению «ПО ДНГ на море» ГНКАР объем бурения по причине ограничения финансовых ресурсов был сокращен на 30%. Капитальный ремонт 11-ти простаивающих скважин, осуществленный за 4 месяца 1999 года, позволил к концу года получить из отремонтированных скважин 103тыс. тонн нефти.

Значительным резервом в повышении эффективности процессов нефтегазодобычи являются мероприятия по внедрению технологий, обеспечивающих эффективную работу скважин на основе оптимизации режимно-технологических и аппаратурно-конструктивных параметров внутрискважинного оборудования. Инженерные решения проблем в этом направлении для условий морской нефтегазодобычи имеют свои особенности и предполагают внедрение новых высокотехнологичных разработок. Эти задачи весьма актуальны и требуют неотлагательного решения в интересах нефтяной и газовой промышленности республики.

1. Анализ информативности параметров захватных механизмов скважинных ловильных устройств и синтез решений для их проектирования

Ловильные инструменты по принципу работы захватных механизмов разделены на три группы, в одной из которых объединены инструменты с плашечно-клиновидными захватными механизмами. Всякую проблему повышения грузоподъемности этого класса ловителей следует решать, в конечном итоге, путем совершенствования процесса их взаимодействия с ловимым объектом. Для определения возможностей повышения эффективности этого взаимодействия проведены специальные экспериментальные исследования. Исследованию подвергались патрубки из насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм обыкновенной и повышенной прочности при толщине 5,5 и 7 мм. Для определения конструктивных параметров захватных механизмов следует исходить из условия существования оптимальной грузоподъемности ловильного устройства в зависимости от конструктивных и механических характеристик ловимого объекта [4, 5].

Отклонения как в меньшую (неиспользование потенциала захватного механизма, возможность проскальзывания его элементов и т.д.), так и в большую (разгерметизация процесса захвата из-за наличия формоизменений в теле ловимого объекта) стороны безусловно будут сказываться на эксплуатационных показателях ловильных устройств. Для определения оптимальной грузоподъемности ловильных устройств и удовлетворяющих эту грузоподъемность конструктивных параметров элементов захватного механизма, из-за наличия случайных воздействий (неоднородность материала тела ловимого объекта, технологическое несовершенство в нем, погрешности в геометрической цепи элементов захватного механизма и т.д.), можно применить рандомизированный факторный план. Этот план проведения эксперимента является одним из методов математической теории планирования

эксперимента. Его сущность заключается в случайном поиске оптимальных условий функционирования систем. При этом случайность в проведении эксперимента позволяет рассеивать и исключать преимущественное влияние нерегулируемых факторов. План эксперимента усредняет влияние регулируемых переменных при определении зависимости результативного признака от одной из независимых переменных.

Для этого применяются латинский или греко-латинский квадрат и т.д. [6, 7].

В таблицах 1 и 2 приведены определенные по результатам исследований логарифмы значений грузоподъемностей инструментов, средние значения этих логарифмов по каждой строке и столбцу, а также средние величины логарифмов грузоподъемностей раздельно по фактору (δ/σ), характеризующему отношение конструктивных (толщина) и механических (группа прочности материала) характеристик ловимого объекта.

Далее определялась величина «К» по формуле

$$K = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{B_1} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{(\delta/\sigma)}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{ср}}$ – величина средней грузоподъемности для данной комбинации параметров захватного механизма. Вычисления ряда значений постоянной «К» для некоторых комбинаций приведены ниже:

$$K_1 = \frac{163}{132{,}130 \cdot 361{,}410 \cdot 229{,}615} = 1{,}48653 \cdot 10^{-5};$$

$$K_2 = \frac{299}{241{,}546 \cdot 361{,}410 \cdot 229{,}615} = 1{,}4916636 \cdot 10^{-5};$$

$$K_{\text{ср}} = \frac{1}{36} \sum_{i=1}^{36} K_i = 1{,}1748183 \cdot 10^{-5}.$$

Таблица 1 – Логарифмы средних значений

№	B_1	2250				3375			
	α \ δ/σ	(δ/σ)1	(δ/σ)2	(δ/σ)3	(δ/σ)4	(δ/σ)1	(δ/σ)2	(δ/σ)3	(δ/σ)4
1	5°	2,212	2,380	2,352	2,679	2,476	2,565	2,602	2,672
2	7°7′	2,161	3,322	2,301	2,465	2,386	2,477	2,494	2,623
3	9°	1,991	2,182	2,188	2,336	2,286	2,371	2,314	2,590
Изменение площади контакта плашек									
Сумма по столбцу		6,364	6,884	6,841	7,480	7,148	7,413	7,410	7,885
Среднее		2,121	2,295	2,280	2,493	2,383	2,471	2,470	2,682
Антилогарифмы		132,130	197,242	190,546	311,172	241,546	295,801	295,121	424,620

Таблица 2 – Логарифмы средних значений (продолжение)

№	B_1	4500				Изменение угла скоса		
	δ/σ / α	$(\delta/\sigma)_1$	$(\delta/\sigma)_2$	$(\delta/\sigma)_3$	$(\delta/\sigma)_4$	Сумма по строке	Среднее	Антилог.
1	5°	2,644	2,732	2,610	2,753	30,695	2,558	361,410
2	7°7′	2,589	2,667	2,583	2,697	29,65	2,480	301,995
3	9°	2,507	2,604	2,468	2,626	28,463	2,372	235,505
Изменение площади контакта плашек						Изменение параметров трубы		
Сумма по столбцу		7,740	8,003	7,661	8,076	Сумма по	$(\delta/\sigma)_1$ $(\delta/\sigma)_2$ $(\delta/\sigma)_3$ $(\delta/\sigma)_4$	21,252 22,300 21,912 23,441
Среднее		2,580	2,668	2,554	2,692	Среднее по	$(\delta/\sigma)_1$ $(\delta/\sigma)_2$ $(\delta/\sigma)_3$ $(\delta/\sigma)_4$	2,361 2,478 2,435 2,605
Антилогарифмы		380,189	465,586	338,096	492,040	Антилог.	229,615; 300,608; 272,270; 402,717	

Вычисленные аналогичным образом значения постоянной «К» для всех комбинаций приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Значения постоянной «К» для всех комбинаций

Номер комбинации	$K\times10^5$	Номер комбинации	$K\times10^5$	Номер комбинации	$K\times10^5$	Номер комбинации	$K\times10^5$
1	1,487	10	1,053	19	1,277	28	1,088
2	1,492	11	0,760	20	1,286	29	1,122
3	1,398	12	0,790	21	1,301	30	1,220
4	1,120	13	1,583	22	0,772	31	1,260
5	1,142	14	1,451	23	0,813	32	1,089
6	1,066	15	1,472	24	0,832	33	1,280
7	1,200	16	1,173	25	1,372	34	0,735
8	1,377	17	1,117	26	1,478	35	0,976
9	1,155	18	1,100	27	1,561	36	0,906

По среднему значению «$К_{ср}$» определяется оптимальная грузоподъемность ловильных инструментов и соответствующие ей параметры захватного механизма в зависимости от конструктивных и механических характеристик тела ловимого объекта в нижеприводимом виде:

для $(\delta/\sigma)_1$:

$$P_{опт} = 1{,}175\cdot10^{-5}\cdot361{,}410\cdot380{,}189\cdot229{,}615 = 370{,}65 \text{ кН};$$

для $(\delta/\sigma)_2$:

$$P_{опт} = 1{,}175 \cdot 10^{-5} \cdot 361{,}410 \cdot 465{,}586 \cdot 300{,}608 = 594{,}25 \text{ кН};$$

для $(\delta/\sigma)_3$:

$$P_{опт} = 1{,}175 \cdot 10^{-5} \cdot 361{,}410 \cdot 358{,}096 \cdot 272{,}270 = 417{,}80 \text{ кН};$$

для $(\delta/\sigma)_4$:

$$P_{опт} = 1{,}175 \cdot 10^{-5} \cdot 492{,}040 \cdot 361{,}410 \cdot 402{,}717 = 841{,}34 \text{ кН}.$$

Следует отметить, что оптимальной грузоподъемности ловильного инструмента по первой группе значений отношения конструктивных и механических характеристик тела ловимого объекта соответствуют параметры захватного механизма в значениях $\alpha = 9°$ и $B_1 \geq 4500$ мм^2; второй группе значений – $\alpha = 5°$и $B_1 \geq 4500$ мм^2; третьей группе значений – $\alpha = 5°$и $B_1 = 3375$ мм^2; четвертой группе значений – $\alpha = 5°$ и $B_1 \geq 4500$ мм^2.

Для установления качественной статистической связи между грузоподъемностью ловильных устройств и параметрами их захватного механизма применяем диагностическую процедуру, в основе которой лежит метод последовательного анализа Вальда [8].

С целью применения указанного метода в качестве входных факторов использованы параметры захватного механизма, а также конструктивные и механические характеристики тела ловимого объекта. Оценку информативности вышеуказанных факторов производим с применением меры Кульбака, для чего в качестве порогового значения грузоподъемности ловильного устройства принимаем грузоподъемность, соответствующую наименьшему из определенных в предыдущем разделе оптимальных значений $P_{опт}$, равную 370 кН.

После определения количества интервалов «К» по формуле

$$K = 1 + 3{,}32 \lg N = 1 + 3{,}32 \lg 108 \approx 8,$$

(где N – количество реализаций экспериментов) и величины интервала по каждому фактору

$$\Delta X_i = \frac{X_{\max i} - X_{\min}}{K}, \ (i = 1, 2, 3) \qquad (2)$$

разбиваем значения входных параметров на интервалы, в которые помещаем частоты попадания значений грузоподъемности в каждой группе. Вычисляя средневзвешенные (сглаженные) частости методом скользящей средней (учитываются частости каждого фактора в четырех соседних интервалах), определяем диагностические коэффициенты (DK) для каждого фактора по отдельным диапазонам их изменения:

$$DK\left(X_j^i\right) = 10 \lg\left(\overline{y}_A / \overline{y}_B\right), \qquad (3)$$

где $\overline{y}_A$ и $\overline{y}_B$ – сглаженные частости по каждой группе.

На основе DK и сглаженных частостей по формуле Кульбака вычисляются величины информативностей $J\left(X_j^i\right)$ i-го диапазона j-го признака и информативность всего признака $J\left(X_j\right)$, которая равна сумме информативностей его диапазонов:

$$J\left(X_j\right) = \sum_{i=1}^{k} J\left(X_j^i\right) = DK\left(X_j^i\right) \cdot \frac{1}{2}\left[P\left(X_j^i / A\right) - P\left(X_j^i / B\right)\right], \qquad (4)$$

где $DK\left(X_j^i\right)$ – диагностический коэффициент i-го диапазона j-го признака;

$P(X_j^i/A)$ – вероятность попадания в группу А i-го диапазона j-го признака;

$P(X_j^i/B)$ – вероятность попадания в группу В i-го диапазона j-го признака.

На основе результатов вычислений по вышеописанной последовательности (таблица 4) построена гистограмма информативностей факторов (рисунок 1), из которой установлена следующая последовательность значимости входных факторов: x_2 (площадь обхвата элементов захватного механизма), x_3 (отношение конструктивных и механических характеристик тела ловимого объекта), x_1 (угол скоса опорной поверхности элементов захватного механизма). Причем информативность всех трех факторов оказалась J > 0,5, что является подтверждением их значимости в определении грузоподъемности ловильного устройства.

Таблица 4 – Вычисление информативности факторов

x_1 – угол скоса опорной поверхности										
№	**Интервал**	**Частота А**	**Частота В**	**Частоть А**	**Частоть В**	**Сглаженная частоть А**	**Сглаженная частоть В**	**Отношение сглаженных частостей**	**DK**	**J**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	5-5,5	14	22	22,2	49	8,82	19,6	0,450	−4	0,22
2	5,5-6,0	0	0	0	0	4,44	9,8	0,450	−3	0,08
3	6,0-6,5	0	0	0	0	2,22	4,9	0,450	−3	0,04
4	6,5-7,0	0	0	0	0	3,65	2,9	1,26	1	0,004
5	7,0-7,5	0	0	0	0	7,3	5,8	1,26	1	0,01
6	7,5-8,0	23	13	36,5	29	18,73	5,8	1,36	1	0,025
7	8,0-8,5	0	0	0	0	15,56	10,2	1,53	2	0,054
8	8,5-9,0	26	10	41,3	22	20,17	11,7	1,72	2	0,13
x_2 – площадь обхвата элементов захватного механизма										
№	**Интервал**	**Частота А**	**Частота В**	**Частоть А**	**Частоть В**	**Сглаженная частоть А**	**Сглаженная частоть В**	**Отношение сглаженных частостей**	**DK**	**J**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	2250-2531,25	33	3	52,4	6,7	20,96	2,68	7,82	9	0,82
2	2531,25-2812,5	0	0	0	0	10,48	1,34	7,82	9	0,41
3	2812,5-3090,5	0	0	0	0	8,89	3,56	2,50	4	0,11
4	3090,5-3375	0	0	0	0	7,3	5,78	1,26	1	0,008
5	3375-3656,25	23	13	36,5	28,9	14,6	11,56	1,26	1	0,015
6	3656,25-3937,5	0	0	0	0	8,41	12,22	0,688	−2	0,038
7	3937,5-4218,75	0	0	0	0	5,87	15,77	0,372	−4	0,2
8	4218,75-4500	7	29	11,1	64,4	44,44	25,76	0,172	−8	0,85

x_3 – отношение конструктивных и механических характеристик тела ловимого объекта										
№	Интервал	Частота A	Частота B	Частоть A	Частоть B	Сглаженная частоть A	Сглаженная частоть B	Отношение сглаженных частостей	DK	J
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1-1,375	21	6	33,33	13,33	16,03	7,55	2,12	3	0,13
2	1,375-1,75	0	0	0	0	12,06	7,11	1,696	2	0,05
3	1,75-2,125	17	10	26,98	22,22	14,13	10,22	1,38	1	0,02
4	2,125-2,5	0	0	0	0	8,41	6,22	1,35	1	0,01
5	2,5-2,875	0	0	0	0	8,73	5,78	1,51	2	0,03
6	2,875-3,25	19	8	30,16	17,78	13,02	11,78	1,105	0	0
7	3,25-3,625	0	0	0	0	7,94	12,89	0,62	−2	0,05
8	3,625-4,0	6/63	21/45	9/52	46,67	6,82	20,45	0,33	−5	0,34

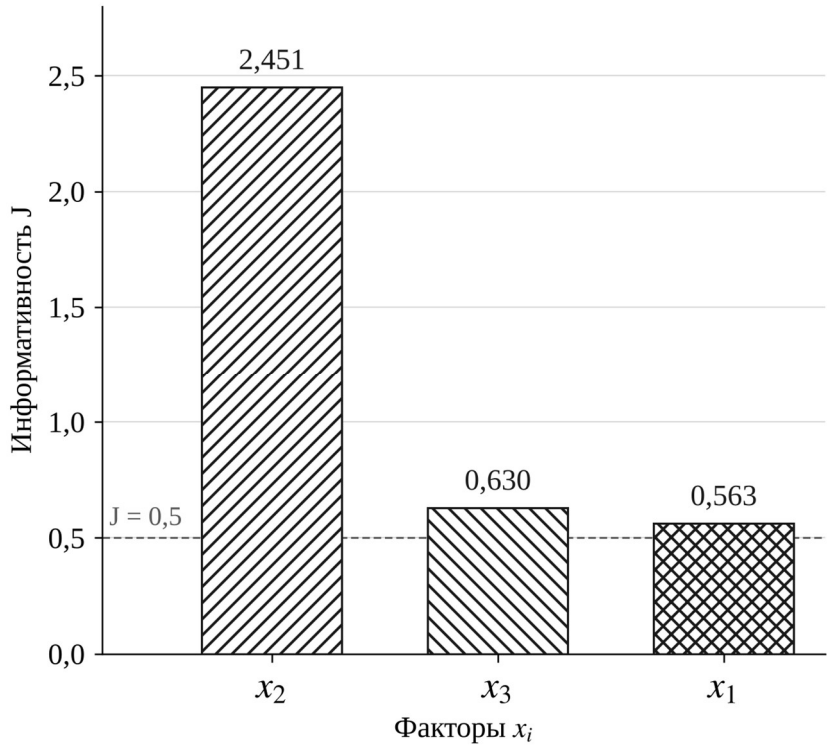


Рисунок 1 – Гистограмма информативностей факторов, определяющих грузоподъемность захватного механизма скважинных ловильных устройств

Для решения вопросов, связанных с диагностикой (распознаванием) и прогнозированием, составлена более удобная диагностическая таблица (таблица 5).

Таблица 5 – Сводная диагностическая таблица

№№ пп	Диагностические коэффициенты признаков (DK)			∑DK	Результат обучения и прогноза
	α	β	δ/σ		
1	2	3	4	5	6
1	−4	9	3	8	+
2	−4	9	3	8	+
3	−4	9	3	8	+
4	−4	9	1	6	+
5	−4	9	1	6	+
6	−4	9	1	6	+
7	−4	9	0	5	+
8	−4	9	0	5	+
9	−4	9	0	5	+
10	−4	9	−5	0	+
11	−4	9	−5	0	+
12	1	9	−5	0	+
13	1	9	3	13	+
14	1	9	3	13	+
15	1	9	3	13	+
16	1	9	1	11	+
17	1	9	1	11	+
18	1	9	1	11	+
19	1	9	0	10	+
20	1	9	0	10	+
21	1	9	0	10	+
22	1	9	−5	5	+
23	1	9	−5	5	+
24	1	9	−5	5	+
25	3	1	3	7	+
26	3	1	3	7	+
27	3	1	3	7	+
28	−4	1	0	−3	-
29	−4	1	0	−3	-
30	−4	1	0	−3	-
31	−4	1	−5	−8	+
32	−4	1	−5	−8	+
33	−4	1	−5	−8	+
34	−4	−8	3	−9	+
35	−4	−8	3	−9	+
36	−4	−8	3	−9	+
37	−4	−8		−11	+
38	−4	−8		−11	+
39	−4	−8		−11	+
40	−4	−8	0	−12	+

№№ пп	Диагностические коэффициенты признаков (DK)			∑DK	Результат обучения и прогноза
	α	β	δ/σ		
1	2	3	4	5	6
41	−4	−8	0	−12	+
42	−4	−8	0	−12	+
43	−4	−8	−5	−17	+
44	−4	−8	−5	−17	+
45	−4	−8	−5	−17	+
46	1	1	3	5	+
47	1	1	3	5	+
48	1	1	3	5	+
49	1	1	1	3	+
50	1	1	1	3	+
51	1	1	1	3	+
52	1	1	0	2	+
53	1	1	0	2	+
54	1	1	0	2	+
55	1	1	−5	−3	-
56	1	1	−5	−3	-
57	1	1	−5	−3	-
58	1	−8	3	−4	-
59	1	−8	3	−4	+
60	1	−8	3	−4	+
61	1	−8	1	−6	+
62	1	−8	1	−6	+
63	1	−8	1	−6	+
64	1	−8	0	−7	+
65	1	−8	0	−7	+
66	1	−8	0	−7	+
67	1	−8	−5	−12	+
68	1	−8	−5	−12	+
69	1	−8	−5	−12	+
70	3	1	1	5	+
71	3	1	1	5	+
72	3	1	1	5	+
73	3	1	0	4	+
74	3	1	0	4	+
75	3	1	0	4	+
76	3	1	−5	−1	-
77	3	1	−5	−1	-
78	3	1	−5	−1	-
79	3	9	3	15	+
80	3	9	3	15	+
81	3	9	3	15	+

№№ пп	Диагностические коэффициенты признаков (DK)			∑DK	Результат обучения и прогноза
	α	β	δ/σ		
1	2	3	4	5	6
82	3	9	1	13	+
83	3	9	1	13	+
84	3	9	1	13	+
85	3	9	0	12	+
86	3	9	0	12	+
87	3	9	0	12	+
88	3	9	−5	7	+
89	3	9	−5	7	+
90	3	−8	−5	7	+
91	3	−8	3	−2	-
92	3	−8	3	−2	-
93	3	−8	3	−2	-
94	3	−8	1	−4	+
95	3	−8	1	−4	+
99	3	−8	1	−4	+
97	3	−8	0	−5	-
98	3	−8	0	−5	-
99	3	−8	0	−5	-
100	3	−8	−5	−10	+
101	3	−8	−5	−10	+
102	3	−8	−5	−10	+
103	−4	1	3	0	+
104	−4	1	3	0	+
105	−4	1	3	0	+
106	−4	1	1	−2	-
107	−4	1	1	−2	-
108	−4	1	1	−2	-

Применяя формулу Байеса, осуществляем последовательную диагностическую процедуру

$$\text{порог А} < DK\left(x_j^i\right) < \text{порог В},\ (j = 1, 2, 3). \qquad (5)$$

Пороги «А» и «В» определяем построением графика распределения сумм диагностических коэффициентов (рисунок 2). Из рисунка видно, что хорошей границей между областью, где сосредоточены коэффициенты группы «А», и коэффициентами группы «В» является интервал (−4; 0). Следовательно, порогом «А» является (−4), порогом «В» – (0). Если сумма диагностических коэффициентов DK < −4, то объект следует отнести к группе «А», т.е. решение принимается о том, что ловильный инструмент будет иметь грузоподъемность более чем пороговая (370 кН); если же DK > 0, то объект следует отнести к группе «В», т.е. решение принимается о

том, что ловильный инструмент будет иметь грузоподъемность менее пороговой (370 кН). В интервале $-4 \le DK \le 0$ принятие решения не представляется возможным.

Обучаясь на всех 108 скважинах, был произведен прогноз, результаты которого показали 78,7 % его успеха (неудавшихся прогнозов – 23, удавшихся – 85 сочетаний параметров захватного механизма и тела ловимого объекта).

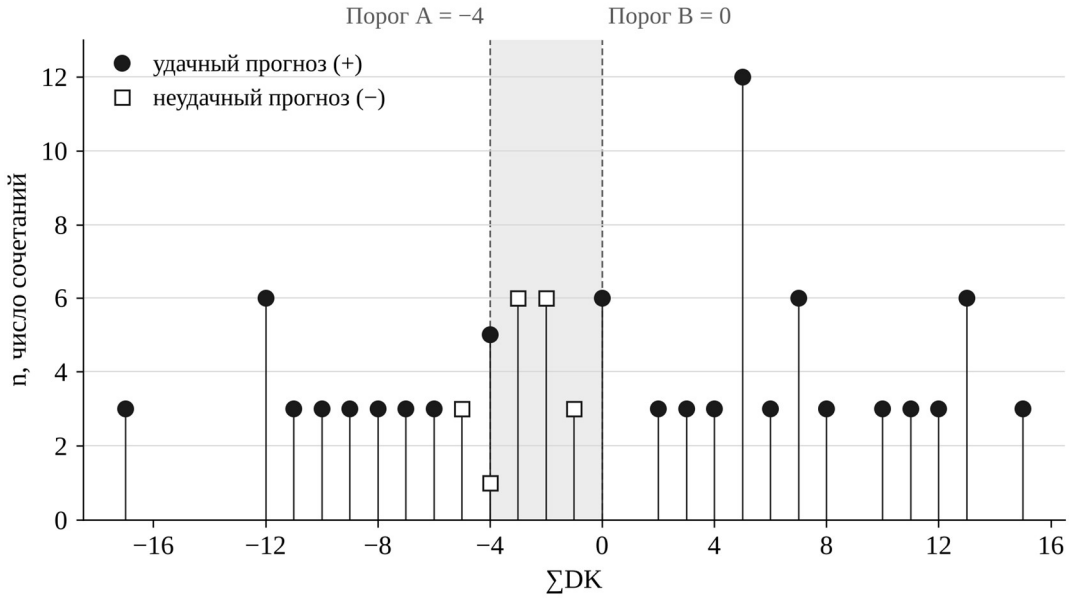


Рисунок 2 – График распределения сумм диагностических коэффициентов

Составленная диагностическая таблица (таблица 5) позволяет прогнозировать грузоподъемность ловильных устройств и тем самым принимать проектные решения по разработке захватных механизмов, обеспечивающих желаемый уровень грузоподъемности. Однако эта грузоподъемность должна быть поставлена в соответствие с прочностью корпуса захватного механизма и тела ловимого объекта [5], для чего могут быть использованы различные теории прочности, учитывающие механическую модель нагружения взаимодействующих элементов зоны захвата.

ВЫВОДЫ

1. Методом рандомизированного факторного плана определены оптимальные значения грузоподъемности ловильных инструментов (от 370,65 до 841,34 кН) и соответствующие им параметры захватного механизма (угол скоса $\alpha = 5–9°$, площадь обхвата B1 = 3375–4500 мм2 и более) для четырех групп значений отношения δ/σ.

2. С применением меры информативности Кульбака установлена значимость всех трех входных факторов ($J > 0,5$); наиболее информативным является площадь обхвата элементов захватного механизма, далее – отношение δ/σ и угол скоса опорной поверхности.

3. Составленная на основе последовательного анализа Вальда диагностическая таблица обеспечила 78,7 % успешных прогнозов на выборке из 108 скважин и может использоваться для прогнозирования грузоподъемности и обоснования проектных решений по захватным механизмам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гасанов А.П. Восстановление аварийных скважин. – М.: Недра, 1983.
2. Гасанов А.П. Аварийно-восстановительные работы в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Недра, 1987. – 179 с.
3. Ловильные, режущие и вспомогательные инструменты: каталог / А.П. Гасанов, С.Л. Айдынов, Ю.Г. Сметанов и др. – М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1983. – 40 с.
4. Ищенко И.М., Сольващук А.П. О распределении удельных давлений в клиновых захватах для тонкостенных труб // Машиностроение. – 1971. – № 1. – С. 112–114.
5. Ищенко И.М., Сельващук А.П. Выбор основных параметров и расчет на прочность трубных клиновых ловителей // Известия вузов. Нефть и газ. – 1980. – № 9. – С. 15–19.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Ширинзаде С.А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1986. – 277 с.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Сидоров И.А., Ширинзаде С.А. Анализ и проектирование показателей бурения. – М.: Недра, 1975. – 237 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. – М.: Наука, 1997. – 254 с.

УДК 656.11

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ СКВАЖИН: ОБЗОР И СИСТЕМАТИЗАЦИЯ

С.М. Таратухин

Научный руководитель: Аверкин Вадим Николаевич

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. В статье рассмотрены методы увеличения нефтеотдачи при восстановлении скважин. Представлена классификация методов воздействия на пласт. Установлено, что эффективность применяемых методов зависит от состояния призабойной зоны пласта, степени изменения её фильтрационных свойств и характера воздействия на нефтенасыщенные породы.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, восстановление скважин, призабойная зона пласта, систематизация, физико-химические методы, тепловые методы, газовые методы.

Доля трудноизвлекаемых запасов в России превышает 65%, при этом около 95% нефти добывается заводнением. Большинство крупных месторождений вступили в позднюю стадию разработки с обводнённостью свыше 80%. В связи с этим актуально восстановление продуктивности скважин [10]. З.Р. Моллаев с соавторами указывает: специфика скважин - техногенное изменение призабойной зоны пласта [7]. Снижение проницаемости обусловлено (причинами) проникновением жидкостей глушения, набуханием глинистых частиц, выпадением асфальтосмолопарафиновых

отложений и солей, кольматацией примесями и продуктами коррозии. Поэтому методы увеличения нефтеотдачи при восстановлении скважин должны рассматриваться в единстве с обработкой зоны.

Факторы снижения продуктивности. И.Е. Пескова и Е.В. Федорова систематизировали факторы снижения проницаемости: отложение веществ, образование эмульсий, набухание минералов, загрязнение, выпадение солей [9]. Каждый фактор имеет специфический механизм; это определяет выбор метода восстановления. Теоретической основой является представление (в науке) о том, что снижение проницаемости призабойной зоны влияет на дебит сильнее, чем увеличение проницаемости невозмущённой породы [11]. Воздействие на призабойную зону позволяет увеличить приток нефти за счёт устранения препятствий для фильтрации и восстановления проницаемости коллектора. Локализация обработки в пределах зоны снижения проницаемости способствует сокращению расхода реагентов при сохранении эффективности восстановления продуктивности скважины.

Физико-химические методы. Л.К. Алтунина и В.А. Кувшинов разработали основы композиций на основе веществ и систем с саморегулированием [10]. Зависимость межфазного натяжения от pH имеет экстремальный характер; объясняется электрокапиллярной моделью межфазного слоя. Это предсказывает возможность снижения натяжения как в щелочной, так и в кислотной области pH. Системы на основе аммиака и нитрата аммония образуют систему с температурой замерзания от -43 до -55 °C. Входящие в систему компоненты участвуют в геохимических циклах, что снижает экологическую нагрузку и повышает приемлемость применения. Подвижность жидкости при этом возрастает в 3–7 раз. Кислотные буферные системы на основе глубоких эвтектических растворителей включают соединения многоосновных кислот с многоатомными спиртами. Взаимодействие кислоты с глицерином даёт кислоту, на 4 порядка сильнее. Это позволяет создавать композиции с температурой замерзания -38,9 °C. Молекулярно-динамическое моделирование В. Цзян с соавторами показало: полимеры с числом звеньев 250 требуют для вытеснения капли нефти 0,85 порового объёма, с числом звеньев 150 - 1,87 [12]. Увеличение длины цепи повышает (значительно) эффективность вытеснения при снижении количества полимера.

Газовые и водогазовые методы. М.М. Ирани и В.П. Телков систематизировали варианты воздействия: попеременное, циклическое, гибридное, одновременное, селективное [4]. Основой является контроль подвижности газа водонасыщенностью. Смешивающееся воздействие давлением выше минимального давления смесимости обеспечивает набухание нефти и снижение вязкости. Несмешивающееся обеспечивает (также) поддержание давления и вытеснение нефти. Применение пены снижает подвижность фазы. Поверхностно-активные вещества адсорбируются на границе, создавая барьер против коалесценции [8]. Стабилизация пены выравнивает фронт вытеснения и повышает охват пласта воздействием. Закачка воды с пониженной минерализацией способствует изменению смачиваемости карбонатных пород от нефтесмачиваемого состояния к водосмачиваемому, что облегчает вытеснение нефти из порового пространства и способствует увеличению коэффициента нефтеотдачи.

Тепловые и термохимические методы. Тепловые и термохимические методы увеличения нефтеотдачи основаны на повышении температуры пласта, снижении вязкости нефти и восстановлении проницаемости призабойной зоны

скважин. Патент RU 2808285 C1 описывает способ разработки залежи сверхвязкой нефти на поздней стадии эксплуатации с зарезкой дополнительного ствола [1]. Интервал зарезки выбирают на 2–3 м ниже паровой камеры; на 2 м ниже муфтового соединения. Новый ствол располагают на расстоянии от 30 до 70 м от основного. Н.Н. Диева и Д. Хасанов рассмотрели воздействие раствором перекиси, основанное на реакции разложения с выделением тепла и кислорода [3]. Это позволяет очистить зону от отложений и снизить вязкость. Опасная зона соответствует содержанию кислорода от 17,2 до 19,6%. Для минимизации риска (взрыва) рекомендуется закачка азота.

Гидромеханические и импульсные методы. Р.Д. Ганиева с соавторами отмечают, что колебания воздействуют на свойства коллектора, поверхность и характеристики [2]. При перепадах давлений интерференция волн формирует удары, способствующие образованию трещин и очистке зоны. Это повышает проводимость системы; снижает вязкость жидкости. Обработка струями основана на энергии высоконапорных вращающихся струй. Воздействие импульсами заключается в создании зоны, разрушающей часть от давления. После разгрузки создаётся депрессия, скважину перекрывают для восстановления, цикл повторяется.

Восстановление горизонтальных скважин. Н.Ф. Лямина с соавторами отмечают: повторная стимуляция горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом вызывает проблемы с подготовкой ствола, удорожание мероприятий [6]. Очистка призабойной зоны кислотными составами в основном часто является единственным экономически выгодным способом. Основой обработки является обработка зон пласта. Гуаровый гель с отсроченной сшивкой создаёт структуру с вязкостью от 500 мПа·с, Число этапов «кислота - отклонитель - кислота» определяется количеством вскрытых зон в хвостовике.

Комбинирование методов. Синергетические эффекты часто возникают при сочетании физико-химических методов с тепловыми, газовых с химическими, гидромеханических с кислотными. Сочетание систем с веществами позволяет одновременно снижать натяжение и изменять смачиваемость. Сочетание кислотных композиций с тепловыми методами очищает зону и снижает вязкость [5]. Теоретическое описание синергетических эффектов требует многомасштабного моделирования; оно объединяет молекулярно-динамические расчёты, мезомасштабные модели и гидродинамическое моделирование пласта.

Заключение. Применение методов увеличения нефтеотдачи при восстановлении скважин требует учёта специфики призабойной зоны пласта. Методы обладают универсальностью благодаря саморегулированию свойств. Газовые и водогазовые методы эффективны для поддержания давления, контроля подвижности. Тепловые методы необходимы залежам высоковязких нефтей. Гидромеханические методы обеспечивают (эффективно) очистку призабойной зоны. Комбинирование методов открывает возможности, однако описание эффектов остаётся. Дальнейшие исследования должны быть направлены на развитие моделирования и создание методологии выбора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амерханов М. И., Аслямов Н. А., Гарифуллин М. З. Способ разработки залежи сверхвязкой нефти на поздней стадии : пат. 2808285 C1 Рос. Федерация : МПК E21B 43/24, E21B 7/04, E21B 47/09 / заявитель ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина. – № 2023108541 ; заявл. 05.04.2023 ; опубл. 28.11.2023.

2. Ганиева Р. Д., Варламова Ю. В., Рафиков Р. И. Гидромеханические и импульсно-ударные методы обработки пласта и воздействия на призабойную зону пласта // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием (Октябрьский, 23 апреля 2021 г.). – Октябрьский : УГНТУ, 2021. – С. 109–113.
3. Диева Н. Н., Хасанов Д. Технология термохимического метода воздействия раствором перекиси водорода на коллекторы с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2024 : сб. трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов (Октябрьский, 25 октября 2024 г.). – Уфа : УГНТУ, 2024. – С. 243–246.
4. Ирани М. М., Телков В. П. Изучение современных вариантов использования комбинаций газового и традиционного заводнения (водогазовое воздействие и его альтернатива) // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № S2. – С. 248–256. – DOI: 10.5510/OGP2021SI200606.
5. Коротков Р. Н., Коновалов А. А., Овчаренко Д. М., Ерофеев В. И. Технология бинарных смесей как современный комплексный метод увеличения нефтеотдачи для разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 9. – С. 146–153. – DOI: 10.18799/24131830/2023/9/4176.
6. Лямина Н. Ф., Мазгонов М. А., Родченков С. М. Применение новых технологий кислотной обработки пластов для восстановления продуктивности пласта // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2024. – № 3. – С. 61–65. – DOI: 10.24143/1812-9498-2024-3-61-65.
7. Моллаев З. Р., Денисултанов Л. М., Моллаев А. Р. [и др.]. Аналитический обзор и анализ методов обработок призабойной зоны скважин и увеличения добычи нефти // Миллионщиков-2024 : материалы VII Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием (Грозный, 30 мая 2024 г.). – Грозный : ГГНТУ им. М. Д. Миллионщикова, 2024. – С. 264–270.
8. Назарова Л. Н., Пятибратов П. В. Совершенствование технологии заводнения как метод управления разработкой и увеличения нефтеотдачи // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021. – № 1 (121). – С. 46–54. – DOI: 10.33285/1999-6934-2021-1(121)-46-54.
9. Пескова И. Е., Федорова Е. В. Обзор технологических решений для восстановления относительной фазовой проницаемости по нефти в призабойной зоне пласта // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2024. – Т. 8, № 1. – С. 31–34.
10. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Fundamental and applied aspects of physical and chemical methods for enhanced oil recovery, created at the Institute of Petroleum Chemistry SB RAS. Surfactant-based compositions for enhancing oil recovery // Chemistry for Sustainable Development. – 2025. – Vol. 33, No. 1. – P. 89–116. – DOI: 10.15372/CSD2025635.
11. Gabdrakhmanova K. F., Izmailova G. R., Samigullina L. Z. Forecasting the effectiveness of well performance improvement techniques // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1079, No. 7. – P. 072037. – DOI: 10.1088/1757-899X/1079/7/072037.

12. Jiang W., Hou Z., Wu X. [et al.]. Frontier advances in molecular dynamics simulations for the design and optimization of oil-displacement polymers // RSC Advances. – 2025. – Vol. 15, No. 24. – P. 18836–18864. – DOI: 10.1039/D5RA00059A.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СКВАЖИННЫХ ФРЕЗЕРНЫХ УСТРОЙСТВ

С. Вепаев, В.Н. Аверкин

Научный руководитель - *Хасаев Р.А.О., д.т.н., проф.*

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: rakhasaev@gmail.com, averkinv@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена разработке методов проектирования и повышения эффективности практического использования скважинных фрезерных устройств, применяемых при ремонте нефтяных и газовых скважин. Рассматривается проблема повышения эксплуатационных показателей фрезерного инструмента, армированного дисперсно-упрочненным композиционным материалом.

Ключевые слова: скважинные фрезерные устройства, композиционные материалы, удельная производительность, теория информации, энтропия, метод детерминированных моментов, теория катастроф, износ режущей части, режимно-технологические факторы.

В современном мире объемы добычи углеводородного сырья непрерывно идут на увеличение. Подобный рост предполагает интенсификацию извлечения нефти и газоконденсата как со старых площадей, так и с новых перспективных структур.

Это, в свою очередь, ведет к увеличению количества различных восстановительных ремонтных работ. Резервы в этом направлении существуют и заключаются в разработке, с учетом промысловой обстановки формально обоснованной, классификационной структуры аварийных ситуаций и критериев по проектированию целесообразного набора действий для эффективной ликвидации аварий в каждой конкретной промысловой обстановке. Значительным резервом в повышении эффективности процессов нефтегазодобычи являются мероприятия по внедрению технологий, обеспечивающих эффективную работу скважин на основе оптимизации режимно-технологических и аппаратурноконструктивных параметров внутрискважинного оборудования.

Наиболее распространенными из способов разрушения являются способы химического, механического и термического разрушения аварийных объектов в скважине. Анализ этих способов свидетельствует об эффективности механического способа разрушения, как наиболее экономичного и простого в применении. С этой

целью широко применяются различные в конструктивном исполнении, виды фрезеров.

В настоящее время накоплен определенный опыт применения в различных нефтяных регионах страны скважинных фрезерных устройств с режущей частью в виде армировки из композиционного материала. Однако мощности машиностроительной промышленности страны не обеспечивают всё возрастающую потребность нефтяной промышленности в этих инструментах. Положение усугубляется дополнительно, также низкими эксплуатационными показателями инструментов, производимых машиностроительной промышленностью, стран СНГ. Это свидетельствует о недостаточной изученности процесса взаимодействия инструментов с разрушаемым аварийным объектом несмотря на то, что процесс фрезерования аналогичен хорошо изученным процессам разрушения горных пород долотами и обработки металлов резанием.

Резервы совершенствования и повышения эффективности процесса фрезерования следует изыскивать в направлениях:

- исследования композиционных материалов, наплавляемых на корпус инструментов и образуемых их режущую часть;
- достоверном теоретическом и экспериментальном моделировании процесса их взаимодействия с аварийным объектом;
-синтезе в качестве вооружения износостойких материалов с заданными свойствами, совместимыми конструктивными и технологическими параметрами их функционирования в скважинных условиях.

Дальнейшее усовершенствование скважинных фрезерных инструментов вызывает необходимость исследования их режущей способности в различных скважинных условиях для выполнения следующих видов работ:

- фрезерование металлических забоев;
- вскрытие "окна" в обсадной колонне с применением райберов;
- вырезание участка колонны определенной длины с применением секционных вырезающих устройств;
- разрушение горных пород и цементной оболочки долотом при забуривании нового ствола.

Повышение эксплуатационных показателей скважинных фрезеров возможно путем модернизации компонентного состава вооружения, конструкции режущего органа и подбором режимно - технологических факторов.

Количественная оценка неоднородности этой системы, выражающейся в несовместимости компонентного состава композиционного сплава (типа матричного материала и зернистости наполнителя) и режимно - технологических факторов, позволяет выделить закономерные изменения в поведении режущей части скважинных фрезерных устройств и "шумы". Определение этих изменений необходимо для создания и разработки регламента на режимно - технологические факторы производства процесса с применением фрезерных инструментов. Из законов кибернетики известно, что сопоставляя сложные системы, необходимо обращать

внимание на различия, относящиеся к степени их упорядоченности и организованности.

Всякая система сравнивается с системой, все состояния которой равновероятны и за начало отсчета упорядоченности принимается состояние системы, с максимальной энтропией. Энтропия определяется суммой произведений вероятностей различных состояний системы на логарифмы этих вероятностей

$$H(x) = -\sum_{i=1}^{n} P_i \log_a P_i$$

где: H(x) - энтропия системы;

Pi - вероятность i-го возможного состояния;

n - число возможных состояний;

a - основание логарифма (обычно принимается равной 2).

Упорядоченность любой системы, в том числе и изучаемой оценивается величиной избыточности R.

$$R = 1 - \frac{H(x)}{H_{max}(x)}$$

$H_{max}(x)$ - максимальная энтропия (когда все состояния равновероятны).

Для определения избыточности R системы эксплуатации фрезерного инструмента были проведены обширные исследования. Расчёты проводились с различными матричными материалами, при различных физико-механических свойствах разрушаемых объектов и гранулометрическом составе наполнителя композиционного сплава, наплавляемого на режущие органы инструментов. Эффективность эксплуатации образцов моделей инструментов оценивалась удельной производительностью q = Qм/Qф т.е. отношением величины съема металла Qм к величине износа режущей кромки Qф фрезера.

По результатам исследований, задаваясь определенными значениями интервалов информативных факторов, характеризующих матричный материал, зерновой состав наполнителя и режим разрушения контртела. Находим всевозможные одинаковые, совместимые состояния эксплуатации инструментов в скважине. Вычисляя вероятности всех установленных состояний, определяем энтропию совместимого состояния эксплуатации инструмента и отнеся ее к максимальной энтропии $H_{max}(x)$ находим избыточность R рассматриваемых систем. По результатам расчета построена зависимость средней удельной производительности инструмента по твердости матричного материала от степени организованности системы II (см. рис. 1).

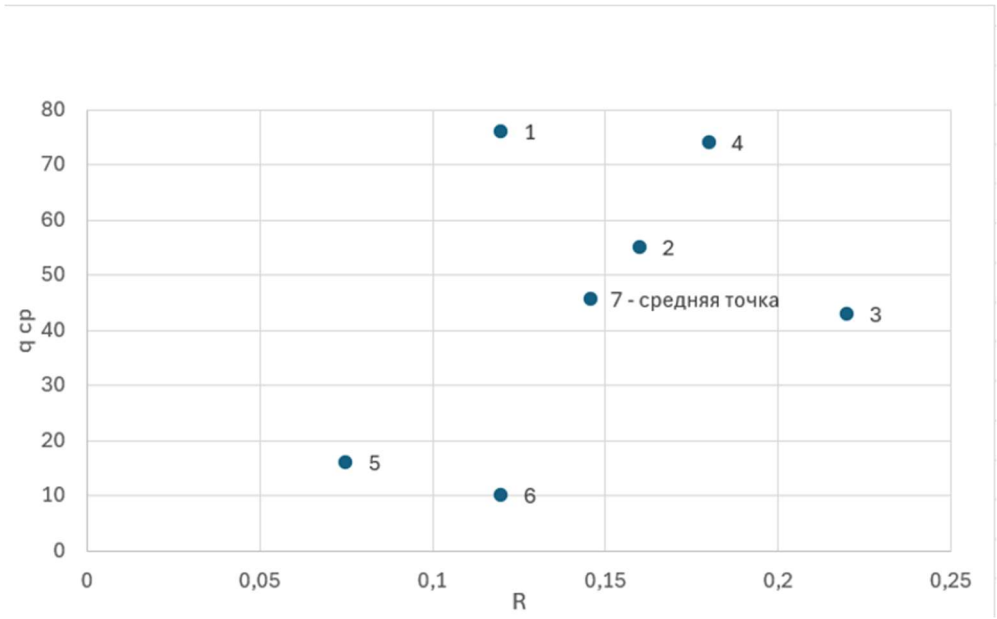


Рис. 1. Зависимость средней удельной производительности фрезерного инструмента от величины избыточности для матричного материала, твердость которого равна:
1 – 70 НВ; 2 – 100 НВ; 3 – 107 НВ; 4 – 111 НВ; 5 – 114 НВ; 6 – 133 НВ

Как видно из рис. 1, при использовании в качестве базы матричных материалов с твердостью более 114 НВ удельная производительность инструмента не превышает уровня 17 единиц. Следовательно, повышение твердости матричного материала не повышает, как предполагалось, удельной производительности инструмента, а наоборот, способствует резкому ее уменьшению. В этих случаях повышение производительности инструмента даже за счет рекомендации совместимых сочетаний исследуемых факторов не представляется возможным, т.к. здесь, согласно законам кибернетики, разнообразие управляющих воздействий не устраняет разнообразие поведения инструмента. Другими словами, в подобных случаях, т.е. при использовании в качестве базы композиционных сплавов, матричных материалов с твердостью более 114 НВ наряду с указанными необходимо искать другие пути повышения производительности (включением различных добавок в состав композиционного става, совершенствованием конструкции инструментов и т.д.) скважинных фрезерных устройств.

В тоже время, при использовании в качестве базы матричные материалы с твердостью менее 111 НВ путем проектирования совместимого сочетания матричный материал – зернистость наполнителя – режимно-технологические факторы можно значительно повысить эффективность фрезерных устройств.

Поскольку рабочая часть фрезеров армируется дисперсно-упрочненным композиционным материалом, его структура во многом определяет ресурс инструмента.

Вариабельность показателя эффективности (удельной производительности) инструментов обусловлена неоднородностью физико-механических свойств в объеме композиционного материала. Неоднородность физико-механических свойств материала, наплавленного на рабочие органы инструментов, характеризуется

структурной неоднородностью, наличием пор и трещин. Поскольку изменения показателя эффективности инструментов обусловлены неоднородностью наплавляемого на рабочие органы материала, и эта неоднородность имеет случайный характер распределения, то изменение показателя эффективности также является случайным. Поэтому справедливо применение теории случайных процессов для качественного и количественного анализа изменений производительности скважинного инструмента для оценки структурной неоднородности наплавляемого на его рабочие органы композиционного материала. В частности, для анализа временных рядов удельных производительностей инструментов с режущей частью из композиционных материалов на основе различных матричных материалов, применяется метод спектрального анализа.

По описанному выше алгоритму, на ЭВМ согласно исходному массиву удельных производительностей инструментов, армируемых композиционными материалами на основе различных матричных материалов вычислены автокорреляционные функции и спектральные плотности в зависимости от частоты распределения. По полученным значениям спектральной плотности удельной производительности построены графики, характеризующие распределение дисперсии удельной производительности инструмента по частотам процесса.

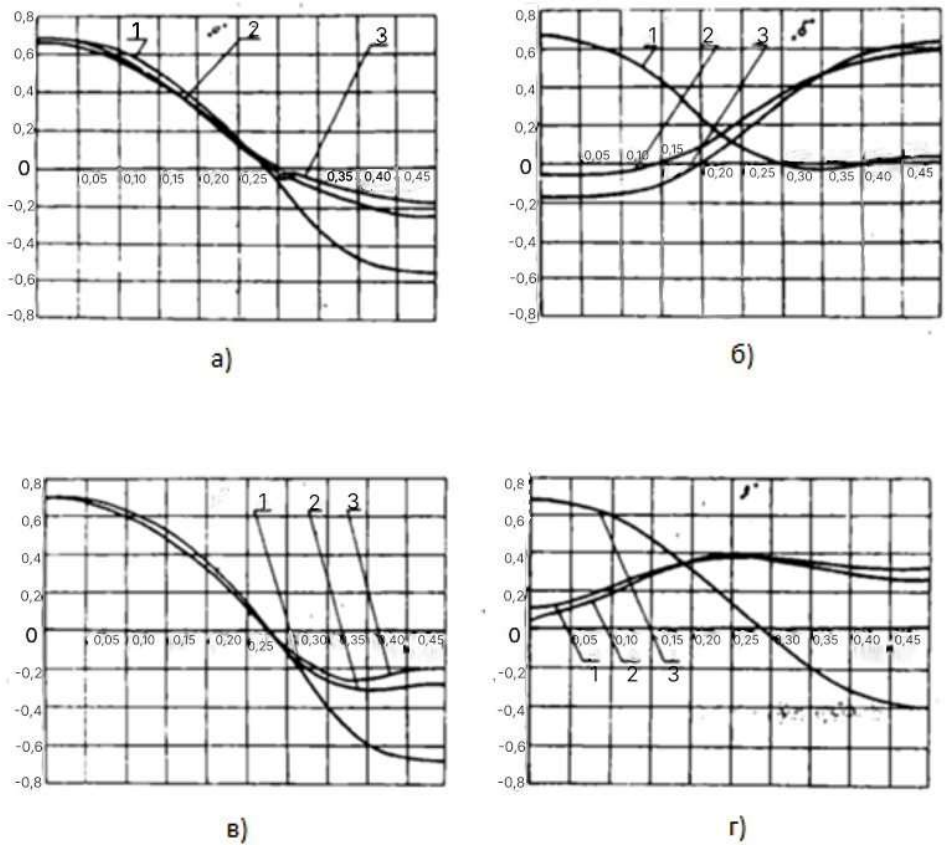


Рис. 2. Зависимость плотности распределения от частоты для матричных материалов:
“а” - № 53, “б” - № 4, “в” - № 28, “г” - № 34
1 - для истинных значений удельной производительности;
2 - для первых их разностей; 3 - для логарифмических их значений

Для классификации структуры композиционных материалов, наплавляемых на рабочие органы режущих инструментов нами предложен способ оценки диагностическим признаком, вычисляемым по методу детермированных моментов. В качестве информационной базы для вычисления признаков был использован временной вариационный ряд (см. рис. 3.) удельной производительности инструментов, армированных композиционным материалом на основе различных матричных материалов.

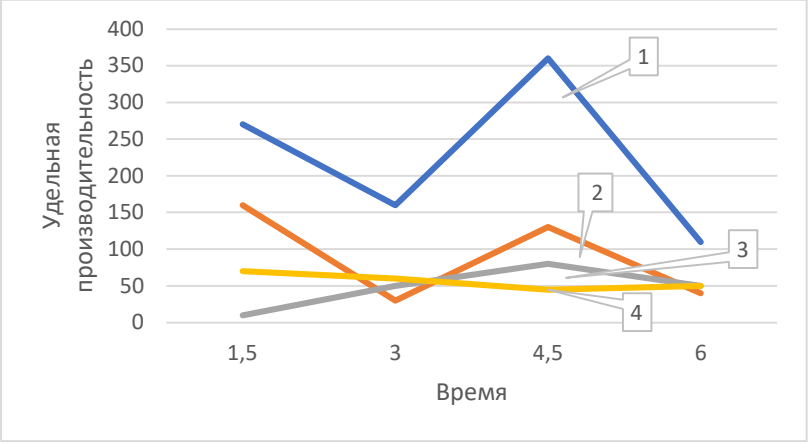


Рис. 3. Изменение удельной производительности режущей кромки с различными матричными материалами: 1, 2, 3, 4, 5 - образцы, твердость матриц которых составляет 70, 107, 111, 114, 133 НВ соответственно

Согласно процедуре вычисления значения диагностического признака, в начале вычислялись детерминированные моменты первого и второго порядков. Следует отметить, что детерминированным моментом n-го порядка удельной производительности q(t) инструмента, армированного композиционным материалом на основе i-го матричного материала называется выражение

$$\mu_n = \int_n^T (\Delta q_{\text{инс}} - \Delta q(t)) t^n dt + \int_T^n \left(\Delta q_{\text{инс}} - \Delta q(t)\right) t^n dt$$

Для вычисления вторых интегралов, входящих в (2.4), изменения удельной производительности инструмента на конечной стадии его испытания аппроксимируется экспонентой вида.

$$\Delta q(t) = \Delta q_{\text{икс}} - q_0 \exp\left(-\frac{t}{\alpha}\right).$$

Принимая, что производная и значение функций в точке для данной зависимости связаны линейным соотношением вида

$$\alpha \frac{d\Delta q(t)}{dt} + \Delta q(t) = \Delta q_{\text{инс}}$$

для определения первых трех детерминированных моментов получаем следующее:

$$\mu_0 = \int_n^T (\Delta q_{\text{инс}} - \Delta q(t))dt + \Delta q_T \alpha;$$

$$\mu_1 = \int_n^T (\Delta q_{\text{инс}} - \Delta q(t))tdt + \Delta q_T \alpha^2 (1 + \frac{T}{\alpha});$$

$$\mu_2 = \int_n^T (\Delta q_{\text{инс}} - \Delta q(t))t^2 dt + \Delta q_T \alpha^3 (2 + \frac{2T}{\alpha} + (\frac{T}{\alpha})^2);$$

Величина диагностического признака вычисляется по формуле:

$$\alpha = \frac{(\mu_0 \mu_2)}{\mu_1^2}$$

где μ0, μ1 μ2 - детерминированные моменты нулевого, первого и второго порядков соответственно.

В качестве примеров, по вышеописанной процедуре метода детерминированных моментов, вычислены и приведены в таблице 1. диагностические признаки композиционных сплавов на основе матричных материалов. Свойства матричных материалов представлены в таблице 2.

Табл. 1. Диагностические признаки композиционных сплавов на основе матричных материалов

№№	Номер матричного материала	Значение диагностического признака	Твердость матричного материала, НВ
1	23(7)	0,65	70
2	34	0,76	107
3	4	1,752	111
4	53	1,78	114
5	28	1,93	133

Табл. 2. Свойства матричного материала

Условный номер матричного материала /V, ' / Показатели свойства матричного материала	7	23	45	34	4	53	28
Твердость матрицы, НВ	70	70	100	107	111	114	133
Предел сжатия $\sigma_{сж}$, МПа	23,9	18,8	24,7	11,5	10,5	25,4	12,0
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	1,0	0,6	1,1	1,5	2,0	1,7	1,8
Относительное удлинение Δ, %	64	70	67	47	30	70	15
Ударная вязкость $а_н 10^{-5}$, Дж/м^2	10	8	9	4-5	9	17	5
Температура плавления, $Т_{пл}$ ° С	950÷1000	1100	870÷950	865÷873	924÷955	9704÷1030	849÷872

На эксплуатационные характеристики скважинных режущих устройств существенное влияние оказывает состав композита — в частности, зернистость наполнителя и физико-механические параметры матрицы. При этом указанные характеристики во многом определяются режимно-технологическими условиями работы устройств. Чтобы классифицировать совместимые диапазоны этих факторов, требуется выбрать подходящий параметр и обосновать его предельные значения. В общей совокупности экспериментальных данных матричный материал обладал следующими физико-механическими свойствами:

1) предельное напряжение на сжатие σсж, МПа;
2) предел текучести σт, МПа;
3) относительное удлинение Δ, %;
4) твердость по Бринелю - НВ;
5) ударная вязкость ан, Дж/м2
6) температура плавления Тпл, °С.

Чтобы реализовать задачу данным методом, на первом этапе по массиву исходных данных необходимо установить число интервалов варьирования факторов и величину их шага. Затем каждому интервалу по каждому фактору присвоить соответствующий ранг (таблица 3).

Анализ таблицы 4. показывает, что границей разделения областей совместимости компонентного состава композиционных сплавов, при исследуемых режимно - технологических факторах может служить сумма рангов, которую можно найти по формуле:

$$\Phi = \sum_{i=1}^{k} R_{X_1} = 34$$

Таблица 3. Интервалы параметров и соответствующие ранги

№ №	Предельное напряжение сжатие $\sigma_{сж}$, МПа	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Относительное удлинение δ, %	Твердость по Бринеллю, НВ	Ударная вязкость $10^{-5} a_н$, Дж/м^2	Температура плавления $T_{пл}$, °С	Осевая нагрузка Р, кН	Число оборотов n, об/мин	Зернистость δ, мм	Значение рангов R_x
1	10,5-12,36	0,600-0,775	15-21,875	70-77,875	4,5-6,0625	860-890	5-6,25	45-78,75	1-1,375	1
2	12,36-14,22	0,775-0,950	21,875-28,750	77,875-85,75	6,0625-7,625	890-920	6,25-7,5	78,75-112,53	1,375-1,75	2
3	14,22-16,08	0,950-1,125	28,750-35,625	85,75-93,625	7,625-9,1875	920-950	7,5-8,75	112,53 - 146,28	1,75-2,125	3

№ №	Предельное напряжение сжатие $\sigma_{сж}$,	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Относительное удлинение δ, %	Твердость по Бринеллю, НВ	Ударная вязкость $10^{-5} a_н$, Дж/м²	Температура плавления $T_{пл}$, °С	Осевая нагрузка Р, кН	Число оборотов n, об/мин	Зернистость δ, мм	Значение рангов R_x
4	16,08-17,94	1,125-1,300	35,625-42,500	93,625-101,5	9,1875-10,75	950-980	8,75-10,0	146,28 - 180,03	2,125-2,5	4
5	17,94-19,80	1,300-1,475	42,500-49,375	101,5-109,375	10,75-12,3125	980-1010	10,0-11,25	180,03 - 213,78	2,5-2,875	5
6	19,80-21,66	1,475-1,65	49,375-56,250	109,375-117,25	12,3125-13,875	1010-1040	11,25 -12,5	213,78 - 217,53	2,875-3,25	6
7	21,66-23,52	1,650-1,825	56,250-63,125	117,25-125,125	13,875-15,4375	1040-1070	12,5-13,75	217,53 - 281,28	3,25-3,625	7
8	23,52-25,40	1,825-2,0	63,125-70,0	125,125-133	15,4375-17,0	1070-1100	13,75 -15,0	281,28 -315,0	3,625-4,0	8

Таблица 4. Ранги признаков

Удельная производительность																				
q > 50										q < 50										
Признаки и их ранги									Сумма рангов Ф	Признаки и их ранги									Сумма рангов Ф
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	3	8	1	4	4	1	8	3	39	1	7	1	8	1	1	1	1	4	25
8	3	8	1	4	4	1	6	3	38	5	1	8	1	3	8	4	1	4	31
8	7	8	6	8	5	4	1	4	51	8	3	8	1	4	4	1	1	4	34
8	3	8	1	4	4	1	4	3	36	1	6	5	5	1	1	1	4	4	28
8	3	8	1	4	4	5	8	1	42	8	3	8	4	3	2	1	1	4	34
8	3	8	1	4	4	5	4	5	42	8	3	8	1	4	4	1	2	1	32
8	3	8	1	4	4	8	7	1	44	1	7	1	8	1	1	4	1	4	28
8	3	8	1	4	4	8	6	3	45	1	6	5	5	1	1	4	4	4	33
8	3	8	1	4	4	5	7	3	43	1	7	1	8	1	1	1	4	4	28
5	1	8	1	3	8	1	1	5	33	1	7	1	8	1	1	4	4	4	28
5	1	8	1	3	8	5	4	5	40	1	7	1	8	1	1	2	2	4	27
8	3	8	1	4	4	1	4	5	38	1	7	1	8	1	1	2	2	4	27
8	3	8	1	4	4	3	2	5	38	5	1	8	1	3	8	1	4	4	35
1	5	5	5	1	1	3	2	5	28	5	1	8	1	3	8	1	4	4	34
8	3	8	1	4	4	5	5		41	5	1	8	1	3	8	1	4	4	34
8	3	8	1	4	4	8	8	3	47	8	3	8	1	4	4	2	2	4	36
8	3	8	1	4	4	1	5	1	35	8	7	8	6	8	5	1	1	4	48
8	3	8	1	4	4	8	5	1	42	8	7	8	1	4	4	2	2	4	36
8	3	8	1	4	4	8	6	1	45	8	7	8	6	8	5	4	4	4	54
8	3	8	1	4	4	5	1	5	39	8	7	8	6	8	5	2	2	4	50

Удельная производительность																				
q > 50										q < 50										
Признаки и их ранги									Сумма рангов Ф	Признаки и их ранги									Сумма рангов Ф
8	7	8	6	8	5	3	2	5	52	1	6	5	5	1	1	1	1	4	25
1	6	5	5	1	1	5	1	5	30	1	3	8	4	3	2	4	1	4	30
1	6	5	5	1	1	3	2	5	29	1	3	8	4	3	2	1	3	4	29
8	3	4	1	4	4	5	5	8	46	1	3	8	4	3	2	4	3	4	32
8	3	8	1	4	4	5	6	8	47	1	3	8	4	3	2	2	2	4	29
8	3	8	1	4	4	5	8	8	49	1	3	8	4	3	2	1	1	4	29
8	3	8	1	4	4	5	1	6	40	1	8	3	6	3	3	1	1	4	30
8	3	8	1	4	4	5	2	6	41	1	8	3	6	3	3	1	4	4	33
8	3	8	1	4	4	5	4	6	43	8	3	8	1	4	4	1	2	8	39
8	3	8	1	4	4	5	6	6	45	8	3	8	1	4	4	1	3	8	40
8	3	8	1	4	4	5	7	5	46	8	3	8	1	4	4	1	6	8	43
8	3	8	1	4	4	8	5	6	47	8	3	8	1	4	4	1	4	8	41
8	3	8	1	4	4	8	6	6	48	8	3	8	1	4	4	1	7	8	44
8	3	8	1	4	4	8	7	6	49	8	3	8	1	4	4	4	2	8	42
8	3	8	1	4	4	5	3	3	39	8	3	8	1	4	4	4	3	8	43
8	3	8	1	4	4	8	4	3	43	8	3	8	1	4	4	4	4	8	44
8	3	8	1	4	4	1	2	1	32	8	3	8	1	4	4	8	2	8	46

Процесс экзамена по всему объему данных, на котором производилось обучение, показал, что при использовании в качестве разделения, значения суммы рангов равного Ф = 34, успех распознавания оказывается свыше 70%. С учетом простоты полученного алгоритма распознавания последний результат может быть охарактеризован как приемлемый уровень разделения двух образов. Это означает, что сумма рангов Ф = 34 является действительной границей, позволяющей проектировать физико-механические характеристики матричных материалов (практически выбор их вида), гранулометрический состав зернистого наполнителя композиционного сплава и режимно - технологические факторы.

Пример: Принять решение при выборе вида матричного материала композиционной наплавки при значениях режимных параметров

P = 8,5 кН, n = 70 об/мин

и требуемой зернистости наполнителя, равной δ=4 мм.

Для решения этой задачи, вначале по таблице 2.4. по заданным значениям режимных параметров определяется сумма рангов.

$$R_p + R_n + R_\delta = 3 + 1 + 8 = 12$$

Согласно разработанного алгоритма распознавания, сумма рангов свойств матричного материала должна составить более 34-12=22.

Для проверки выполняемости этого условия вычисляем суммы рангов всех исследованных матричных материалов (см. табл. 5.).

Как следует из таблицы 5., из исследованных матричных материалов при заданных режимных параметрах и зернистости наполнителя наиболее приемлемыми являются материалы под условным номером 53, 7, 45, 23 и 4. В этом случае использовать матричные материалы 28 и 34 не рекомендуется вследствие того, что эффективность композиционных сплавов будет характеризоваться удельной производительностью ниже максимально допустимого уровня, в данном случае я = 50 единиц.

Таблица 5. Ранги матричных материалов

Условный номер матричного материала	28	23	7	53	34	45	4
Сумма рангов	19	26	29	42	19	29	23

Если зернистость наполнителя уменьшить до 1 мм, то из сплава приемлемых "выбывают" матричные материалы все, кроме матричного материала под условным номером 53. Может получиться так, что при определенных сочетаниях режимных факторов и зернистости наполнителя ни один из исследованных матричных материалов не будет давать требуемую эффективность. В таких ситуациях следует, либо ограничиться эффективностью с удельной производительностью меньше q < 50 единиц (что не желательно), либо же решать задачи синтеза не внедренных (но теоретически возможных) пока в практику матричных материалов.

Износ режущей части инструмента в первую очередь определяется количеством энергии, подводимой к инструменту. При достижении некоторого критического уровня этой энергии, независимо от компонентного состава сплава, возникает режим, при котором износ приобретает лавинообразный характер. Происходит интенсивное вырывание твердой фазы (наполнителя) из матрицы, что резко снижает эффективность фрезерования. Это означает, что существует докритический и закритический режим изнашивания режущей части. Скачкообразное изменение интенсивности износа при переходе из докритического режима в закритический позволяет применять для прогнозирования критического значения подводимой энергии теорию катастроф - математический аппарат, используемый для моделирования внезапных изменений, которые французский математик Р. Том назвал катастрофами и который допускает скачкообразное изменение состояния системы при плавном изменении ее входных параметров.

Возможность прогнозирования критического значения энергии, подводимой к инструменту, после которого наступает закритический режим работы, на основе теории катастроф опирается на следующие предпосылки: если поведение системы может быть описано дифференциальным уравнением вида

$$x = ax^2 + bx + c$$

то система описывается потенциальной функцией виды

$$u(x) = -\frac{1}{3}ax^2 + \frac{1}{2}bx^2 + cx$$

Множество катастроф для нее определяется из условия

$$\frac{du}{dx} = \frac{d^2u}{dx} = 0$$

И имеет вид $4ac = b^2$

Анализ результатов экспериментальных исследований образцов фрезерных инструментов показал, что процесс износа композиционного сплава, из которого состоит режущая часть инструмента, независимо от его компонентного состава, может быть описан уравнением соответствующего вида. При этом докритический режим истирания характеризуется такими значениями параметров, при которых $4ac - b^2 < 0$, а переход в закритический режим — значениями $4ac - b^2 > 0$, то есть простым попаданием в множество катастроф, где значения параметров a, b и c могут быть рассчитаны методом наименьших квадратов. По описанному выше алгоритму были обработаны результаты исследований изнашиваемости композиционных сплавов на основе различных матричных материалов, наплавляемых на рабочие органы фрезерных устройств. Результаты расчетов приведены в таблице, из которой видно, что предложенная методика дает удовлетворительное совпадение с экспериментальными наблюдениями, представленными на рисунке 4. Возможность прогнозирования значения энергии, подводимой к инструменту и переводящей режим его работы в закритический, позволит за счет управления режимными параметрами процесса фрезерования аварийных объектов значительно повысить его эффективность

Табл. 6. Классификация режимов работы инструментов

№№	Исследуемая система - композиционный материал	Показатели		
		Грануляция зернистого твердого наполнителя, мм	Энергия, подводимая к инструменту, определенная методом теории катастроф	Энергия, подводимая к инструменту, определенная по эксперименту
1	2	3	4	5
1	С матрицей №45	1	920	844-945
		2	900	
		2,5	905	
		3	870	
		4	855	

№№	Исследуемая система - композиционный материал	Показатели		
		Грануляция зернистого твердого наполнителя, мм	Энергия, подводимая к инструменту, определенная методом теории катастроф	Энергия, подводимая к инструменту, определенная по эксперименту
2	С матрицей №4	1	890	844-900
		2	900	
		2,5	900	
		3	920	
		4	960	
3	С матрицей №34	1	930	844-945
		2	930	
		2,5	905	
		3	880	
		4	870	
4	С матрицей №53	1	760	630-800
		2	760	
		2,5	735	
		3	670	
		4	690	
5	С матрицей №28	1	945	844-945

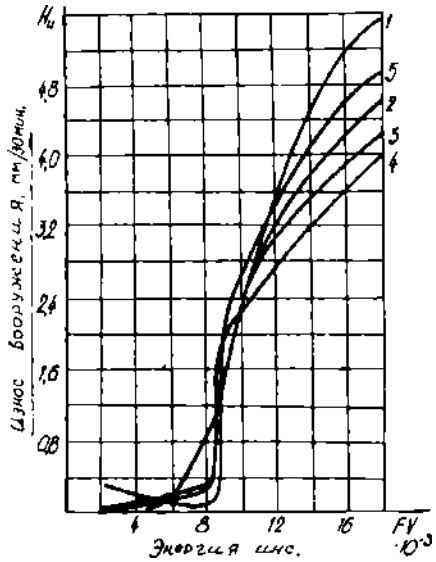


Рис. 4. Классификация режимов изнашивания композиционной наплавки:
1-5 - соответственно, для наплавок с матрицей, номера которой приводятся в таблице

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гасанов Р.А., Багиров О. Т., Хасаев Р.А., Аверкин В.Н, Агеева Ю.А., Повышение эффективности эксплуатации внутрискважинного оборудования.// С. 47-118
2. Мустафаев А.Г., Насиров Ч.Р., Джафаров А.Г. Методика проектирования режущей части скважинных фрезерных устройств на основе композиционных сплавов. Modern Science. 2021. № 2-2. С. 410-417
3. Мустафаев А.Г., Агазаде Э.Н. Повышение эффективности скважинных фрезерных инструментов при ремонте скважин.
4. Гайворонский И.Н. Современные технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов / И.Н. Гайворонский, А.А. Меркулов, А.Р. Ликутов // Бурение и нефть. 2016. № 1. С. 41-44.
5. Булюкова Ф. З., Попов А. Н. *Скважинные породоразрушающие и фрезерные инструменты: учебное пособие*. — Москва; Вологда: Инфра-Инженер, 2026. — 140 с.
6. Масленников И. К., Матвеев Г. И. *Инструмент для бурения скважин*. — Москва: Недра, 1981. — 335 с

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА, НА ЗАЛЕЖАХ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ф.Х. Забихуллин, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ,
Самара, Российская Федерация
NataliX99@mail.ru, farhat.zabihullin@gmail.com

Аннотация. Авторами проанализированы технологии, применяемые на залежах месторождения, для изоляции водопритока.

Ключевые слова: месторождение, залежь, водоизолирующие материалы.

В географическом отношении залежи 302 – 303 Ромашкинского месторождения прослеживаются от Северо-Западной оконечности Бугульмино-Белебеевской возвышенности через Шугуровское плато до границы Республики Татарстан.

В административном отношении изучаемые залежи принадлежат Лениногорскому району.

Современный этап разработки Ромашкинского месторождения характеризуется снижением темпов отбора нефти, ухудшением структуры запасов и ростом обводненности до критических значений.

На месторождении применяется ряд методов, направленных на сокращение отборов воды, стабилизации добычи нефти, вовлечение в эксплуатацию слабодренируемых и недренируемых запасов нефти и улучшение экономических показателей разработки объектов, находящихся на поздней стадии эксплуатации, является физико-химическое воздействие на пласт [1-2].

1. Применение водорастворимых ПАВ. Механизм процесса вытеснения нефти из пластов водным малоконцентрированным раствором ПАВ типа ОП-10 основан на снижении поверхностного натяжения между нефтью и водой с 35 - 45 до 7 - 8,5 мН/м и изменении краевого угла смачивания кварцевой пластинки от 18 до 27°. Следовательно, натяжение смачивания уменьшается в 8 - 10 раз. Исследования ТатНИПИнефти показали, что оптимальной массовой концентрацией неионогенных ПАВ в воде следует считать 0,05— 0,1 %.

При вытеснении нефти растворами ПАВ последние могут дифундировать в значительных количествах в нефть. ПАВ адсорбируются асфальтенами нефти. Дисперсность асфальтенов меняется, отчего изменяются реологические свойства нефти.

2. Применение мицеллярных растворов. В практике разработки нефтяных месторождений получают распространение мицеллярные растворы, при расслаивании которых активные компоненты (ПАВ), образующие высокомолекулярные агрегаты (мицеллы), сосредоточиваются в основном лишь в одной фазе — водной, нефтяной или промежуточной мицеллярной, находящейся в равновесии с водой и нефтью. Соответствующая фаза называется внешней фазой мицеллярных растворов, а сами растворы водными (прямыми), углеводородными (обратными) или промежуточными мицеллярными растворами (микроэмульсиями).

Процессы вытеснения нефти этими растворами имеют особенности, которые обусловлены тем, что мицеллярные растворы сочетают преимущества растворителей и растворов высокоэффективных ПАВ и обладают способностью «вбирать» в себя воду и (или) нефть, снижая поверхностное натяжение на границе контакта фаз до сверхнизких значений и создавая тем самым условия их частичного или полного смешивания. Кроме того, тип мицеллярного раствора может меняться при вытеснении в результате инверсии, обусловленной, например, различным содержанием мицеллярных солей в растворах и пластовых водах.

В состав мицеллярных растворов входят: ПАВ, углеводород, вода, стабилизатор и электролит.

3. Применение водонабухающих полимеров. Технология, основанная на использовании водонабухающего полимера (ВНП), который способен набухать, увеличиваясь в объеме в 60 – 80 раз в средах, содержащих воду, при этом сам не преобразовывается в жидкость и остается в виде геля. Полимер в виде геля возможно применять для выравнивания контура, изоляции водоносных горизонтов и заколонных перетоков.

Полимер состоит из цепочек молекул, с помощью чего образуется сетка, имеющая упругие свойства. Взаимодействие цепочек и связей с водой приводит к их раскручиванию и расправлению, в результате чего, гель растет в объеме, пока упругость молекулярных цепочек не исчерпается.

На территории 301 – 303 залежей Ромашкинского месторождения ежегодно выполняется большой объем работ по стимуляции скважин и ограничению водопритока. Это обработка призабойной зоны HCl, СНПХ-9010, НСС + силор, СНПХ-9633; использование карбамидоформальдегидной смолы, сшитых плимерных систем, гидрофобных эмульсионных растворов; отключение обводненного интервала; изоляция водопритока пакером, водоизоляция в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах [3-4].

Таблица 1

Результаты использования традиционных водоизолирующих материалов в ПАО «Татнефть»

Водоизолирующие материалы	Вид обводнения	Прирост добычи нефти, т	Уменьшение отбора воды, м^3	Продолжительность эффекта, мес	Коэффициент успешности
Цемент	Б-подошвенная	1208,6	10288	2,6	0,4
Гипан 10 % + цемент	то же	903,3	20719	9,5	0,6
Гипан 2 – 5 %	то же	949	17413	10,3	0,7
Смола ТСД-9 + цемент	то же	186,7	626,8	6,6	0,8
НСКС	то же	917,7	3367,6	14,2	0,8
Цемент	В-нижняя	1969,9	15087	11,4	0,5

Водоизолирующие материалы	Вид обводнения	Прирост добычи нефти, т	Уменьшение отбора воды, $м^3$	Продолжительность эффекта, мес	Коэффициент успешности
Гипан 10 % + цемент	то же	3940,6	11719,6	21,7	0,8
НСКС	то же	2698,8	21307	9,8	0,8
Смола ТСД-9 + цемент	то же	2205	38443	12,3	0,7
Цемент	В-нижняя закаченная	2143,6	16780,9	21,4	0,6
Цемент	Б-подошвенная	1208,6	10288	2,6	0,4
Гипан 10 % + цемент	то же	903,3	20719	9,5	0,6
Гипан 2 – 5 %	то же	949	17413	10,3	0,7
Смола ТСД-9 + цемент	то же	186,7	626,8	6,6	0,8
НСКС	то же	917,7	3367,6	14,2	0,8
Цемент	В-нижняя	1969,9	15087	11,4	0,5
Гипан 10 % + цемент	то же	3940,6	11719,6	21,7	0,8
НСКС	то же	2698,8	21307	9,8	0,8
Смола ТСД-9 + цемент	то же	2205	38443	12,3	0,7
Цемент	В-нижняя закаченная	2143,6	16780,9	21,4	0,6
Смола ТСД-9 + цемент	то же	2251,6	30570,9	15,3	0,8
НСКС	то же	2019	22733	12,3	0,8
Цемент	А-нижняя	1248,3	9377,5	14,4	0,6
НСКС	то же	210,5	2541	7,0	0,7
Гипан 10 % + цемент	то же	2267	-1582	11,4	-

Из таблицы [5] видно, что оптимальной областью применения цемента является ограничение закачиваемой нижней воды. Успешность при этом достигает значения 0,8. Продолжительность эффекта составляет 26 месяцев по сравнению с 15 и 14 месяцами соответственно для смолы ТСД-9 и НСКС.

При ограничении воды, как высокоминерализованной, так и опресненной, поступающей из нижнего перфорированного пласта посредством смолы ТСД-9, успешность составляет 0,62 – 0,9 при продолжительности эффекта до 15 месяцев. Однако при хороших показателях по приращению нефти и ограничению воды

технология обладает более низкой успешностью по сравнению с цементом, гипаном высокой концентрации с последующим цементированием, гипаном низкой концентрации и нефтесернокислотной смесью.

Нефтесернокислотная смесь наиболее универсальный материал, поскольку он имеет успешность в пределах от 0,7 до 0,8, а продолжительность эффекта составляет от 7 до 14,2 месяцев для всех видов обводнения, но у данной технологии имеется один существенный недостаток – большая вероятность загрязнения как нефтенасыщенной, так и водонасыщенной части пласта. Поэтому использовать НСКС необходимо в технологическом варианте «направленная изоляция».

Применение гипана высокой концентрации с последующим цементированием имеет более расширенную область применения по сравнению с другими водоизолирующими материалами (помимо НСКС). Областями его применения являются ограничение притока сильноминерализованных подошвенных вод и ликвидация заколонных перетоков из нижележащего пласта. Коэффициенты успешности при этом достигают 0,6 и 0,8 соответственно. Оптимальной областью применения гипана с последующим цементированием является ликвидация обводненного нижнего перфорированного пласта, при плотности поступающей воды не менее 1160 кг/м^3.

Оптимальной областью применения технологии с использованием гипана низкой концентрации является ограничение высокоминерализованных подошвенных вод. Успешность его применения как технологическая, так и с учетом целесообразности находится в пределах 0,6 – 0,7.

Технология ограничения подошвенных вод с применением пенных систем уступают по своим показателям всем водоизолирующим материалам, используемым в ПАО «Татнефть».

С 2000 года предпочтительным направлением в разработке составов для ограничения водопритоков является использование полимерных материалов. При этом учитываются геолого-технические и термогидродинамические особенности строения и эксплуатации залежи, геолого-физические и фильтрационно-емкостные характеристики пластов, тип коллектора, динамика и вид обводнения, минерализация пластовых вод, эксплуатационные параметры насосного оборудования. Критериями эффективности являлись дополнительная добыча нефти, сокращение отбора воды, продолжительность эффекта от обработки, стоимость и продолжительность ремонта.

Показатели применения технологий водоизоляции в ОАО «Татнефть» представлены в таблице 2 [5].

Таблица 2

Итоговые показатели применения технологий водоизоляции в ПАО «Татнефть»

Водоизолирующий реагент (состав)	Количество обработанных скважин, шт.	Количество реагента, т	Дополнительная добыча нефти, т	Длительность эффекта, мес	Успешность, %
СНПХ-9633	57	23,91/1267	256/14598	7	78

Водоизолирующий реагент (состав)	Количество обработанных скважин, шт.	Количество реагента, т	Дополнительная добыча нефти, т	Длительность эффекта, мес	Успешность, %
Кремний органика	44	6/264	900/39600	20	75
Резиновая крошка	30	85,3/2843	268/8051	19	76
Гидрофобизирующий реагент	25	0,1719/4,298	99/4973	8	46
Нефтепиран + АСК	21	16/336	870/18270	8	70
Гипан + жидкое стекло	17	8,693/130,4	880/14960	6	88
Биополимер	9	4,114/28,8	142/1282	1	44
ВУС	5	25/125	34/171	3	60
Низкомодульное жидкое стекло	5	25/125	34/171	3	60
СНПХ-8700	2	3,34/6,68	74/147	2	50
* В числителе усредненный показатель на одну скважину, в знаменателе – на общее количество скважин					

Из таблицы 2 следует, что в общем объеме водоизоляционных работ (ВИР) по убыванию технологической эффективности, приоритетность использования реагентов можно расположить в следующей последовательности: кремнийорганика, гипан-жидкое стекло, нефтепирансернокислотная смесь, резиновая крошка, СНПХ-9630, гидрофобизирующий реагент.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов, Р.Х. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения/Р.Х. Муслимов – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 86 с.
2. Воронцова, Г.Н. Анализ разработки залежей 301-303 Ромашкинского месторождения (с уточнением проектных показателей). Отчет о НИР/Г.Н. Воронцова, Р.Б. Хисамов. – Бугульма:ТатНИПИнефть, 2008. – 546 с.
3. Рудаков, А.М. Технология ограничения водопритока в добывающих скважинах, эксплуатирующих карбонатные и терригенные коллектора, путем комбинированной обработки пластов гидрофобно-изоляционными суспензиями и загустителями: Отчет ТатНИПИнефть по договору № 91.433.94. А.М. Рудаков. – Бугульма, 1992. – 124 с.
4. Комплексные технологии воздействия на призабойную зону скважин с целью ограничения отборов воды: РД 39-1-1283-85 ввод. в действие с 01.07.94.– М.: 1994. – 116 с.
5. Годовой отчет деятельности НГДУ «Лениногорскнефть» – Бугульма, 2014. – 79 с.

УДК 622

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДВУХЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

Ю.К. Алексанова, В.А. Бунин, Е.Г. Драницына

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: alexsanova.julia2005@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена последовательность строительства, а так же особенности эксплуатации двухзабойной скважины, включая оборудование необходимое для данного процесса.

Ключевые слова: эксплуатация скважин, двухзабойная скважина, эксплуатационная колонна,
боковой ствол.

Эксплуатация двухзабойных скважин включает технологию строительства, проектирование и использование специального оборудования, а также решение проблем, связанных с работой такой конструкции.

Область использования двухзабойных скважин:

– одновременно-раздельная эксплуатация пластов (ОРЭ)

– расчленённые пласты с глинистыми перемычками. Основной ствол проводят по наиболее мощному пропластку, боковой ствол проводят в трудно вырабатываемые области пласта без обсаживания ствола колонной.

– низкопроницаемые, слабодренирумые, неоднородные и расчленённые коллекторы, запасы которых относят к трудноизвлекаемым.

Актуальность: Выработка запасов нефти и газа на многих месторождениях приводит к существенному изменению структуры ресурсной базы. Доля трудноизвлекаемых запасов растет, что влечет за собой ухудшение технико-экономических показателей добычи углеводородного сырья, а, следовательно, требует новых инновационных решений по их разработке.

Цель: сравнение эффективности эксплуатации одно- и двухзабойных скважин

Задачи:

– рассмотреть последовательность строительства двухзабойной скважины,

– изучить оборудование, применяемое в двухзайбойных скважинах,

– выявить особенности эксплуатации двухзабойных скважин,

– сравнить эффективность эксплуатации двух типов скважин Туронские газовые залежи характеризуются следующими особенностями [1]:

– ухудшенные коллекторские свойства пластов;

– значительная фациальная изменчивость коллекторов как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении, что затрудняет отработку запасов газа в объеме залежи;

– низкая пластовая температура и АПВД (аномально высокое пластовое давление), определяющие эксплуатацию скважин в гидратном режиме.

Одним из возможных решений по повышению эффективности эксплуатации таких залежей является бурение многозабойных скважин.

Способ эксплуатации двухзабойной скважины осуществляется следующим образом [2].

В основной ствол скважины, прошедшей отбор по техническому состоянию, устанавливают клин-отклонитель.

Следующий шаг - фрезеровка окна в обсадной колонне (ОК) основного ствола и вырезание цементного кольца. Далее следует вырезание прилегающей к скважине породы на глубину от 3 до 8 метров в направлении последующего бурения бокового ствола с образованием каверны (диаметр каверны больше диаметра бокового ствола). Затем каверну заливают герметизирующим твердеющим составом (армированной композитным материалом, пластифицированной алюминиевым асбестовым порошком, смолой) для обеспечения надежного крепления песчаных отложений в области зарезки бокового ствола и исключения заколонных перетоков газожидкостной смеси.

После перфорации бокового ствола извлекают клин-отклонитель. Глубинно-насосное оборудование размещают в основном стволе с последующим отбором нефти из бокового ствола и забоя основного ствола.

Скважина состоит из двух стволов: основного 1 (рабочий горизонт T_2) и бокового 2 (на горизонт T_1).

Таблица 1 - Элементы подземного оборудования двухзабойной скважины

№	Название	Назначение
1	Основной ствол	Эксплуатация горизонта Т1
2	Боковой ствол	Эксплуатация горизонта Т2
3	ЭК	Крепление скважины, разобщение продуктивных горизонтов
4	Фильтр	Предотвращение поступления мех. примесей
5	Труба	Осуществление бурения бокового ствола
6	Фрезерованное окно	Осуществление бурения бокового ствола
7	Хвостовик-фильтр	Предотвращение поступления мех. примесей
8	Пакер	Изоляция горизонтов
9	Лифтовая колонна НКТ	Подъём скважинной продукции из бокового ствола
10	Лифтовая колонна НКТ	Подъём скважинной продукции из основного ствола

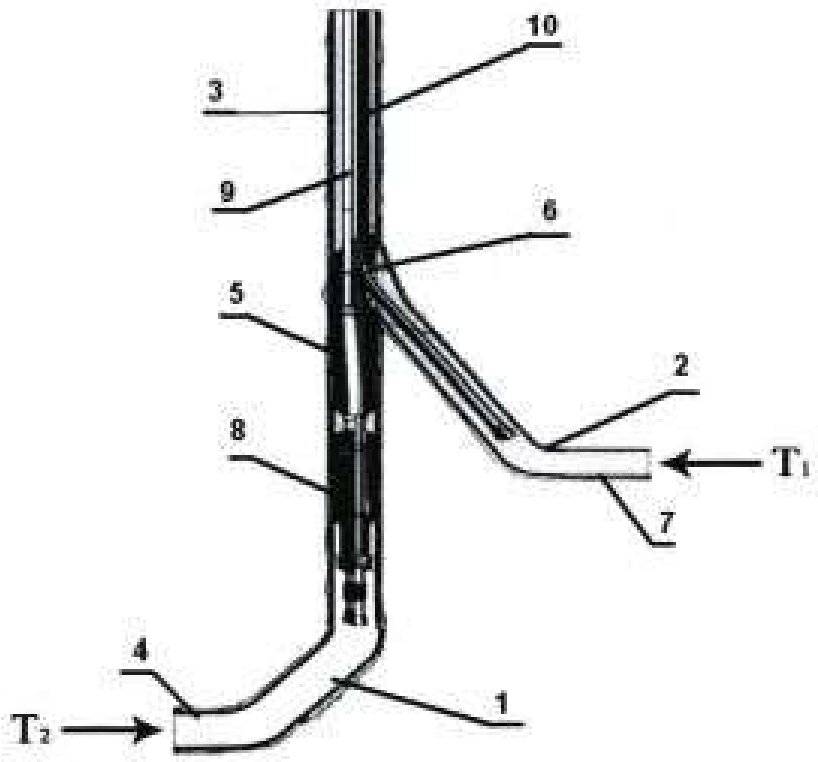


Рис.1. Подземное оборудование [3]

Основной ствол 1 обсаживают эксплуатационной колонной 3, с фильтром 4. Для бурения бокового ствола 2 используют специальную трубу 5 с предварительно вырезанным окном 6. В боковой ствол 2 опускают хвостовик-фильтр 7.

Горизонты изолируют друг от друга пакером 8. В основной и боковой стволы скважины производят одновременный спуск лифтовых колонн НКТ 9 и 10.

Таблица 2 - Элементы надземного оборудования двухзабойной скважины

№	Название	Назначение
11	Метанолопровод	Подача ингибитора в трубное и затрубное пространство
12	Метанолопровод	Подача ингибитора к боковому стволу
13	Метанольницы	Хранение ингибитора и его подача к трубопроводам
14	Фонтанная арматура	Подвес колонн НКТ, герметизация устья скважины

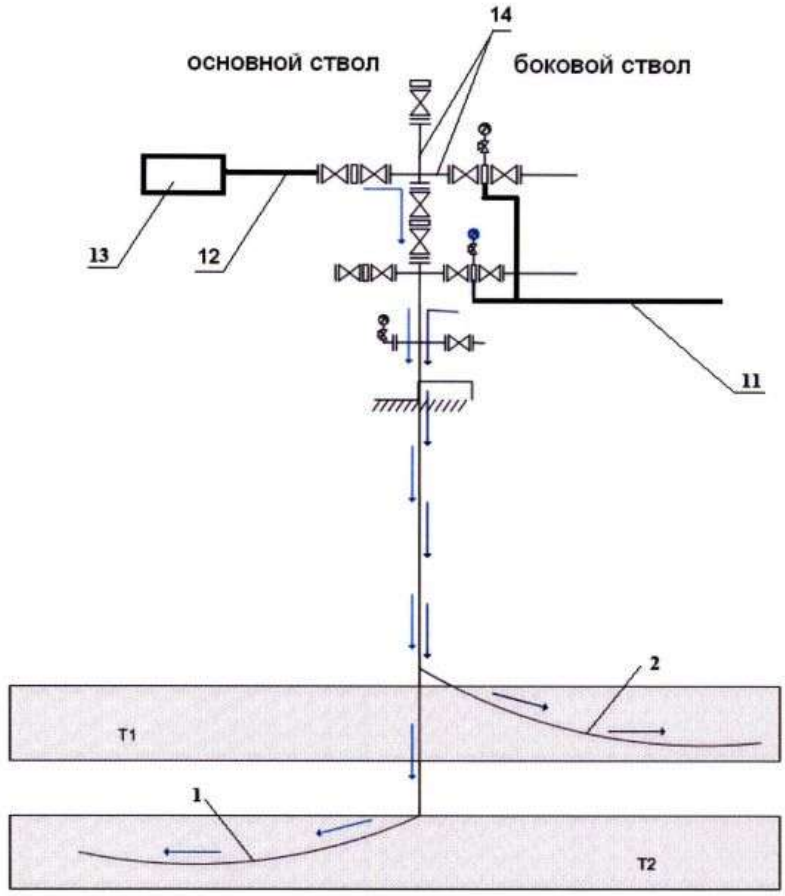


Рис.2. Наземное оборудование [3]

К каждому из стволов скважины подведены метанолопроводы для подачи ингибитора в трубное и в затрубное пространство скважины: к боковому стволу - метанолопровод 11. К основному стволу подведен метанолопровод 12, для подачи ингибитора от емкости - метанольницы 13.

На устье скважины смонтирована двойная фонтанная арматура 14 для герметизации устья скважины, подвески лифтовых колонн насосно-компрессорных труб 9 и 10, контроля и регулирования режима работы скважины, перекрытия и направления добываемой продукции в газосборный шлейф, а также проведения различных технологических операций.

Использование способа добычи газа двухзабойной эксплуатационной скважиной в сравнении со способом добычи однозабойной скважиной позволяет получить ряд преимуществ [4].

1. Значительное увеличение отбора газа одной скважиной. При строительстве двухзабойной скважины №174 Южно-Русского месторождения дебит увеличился в 3,5 раза по сравнению с однозабойной скважиной №170Н, находящейся на том же кусту газовых скважин.

2. Работы по освоению, исследованию и эксплуатации можно производить отдельно по каждому стволу скважины, без полной остановки процесса добычи.

3. Использование способа добычи газа двухзабойной эксплуатационной скважиной сокращает количество скважин, необходимых для эффективного дренирования залежи, что приводит к экономии времени и средств.

4. Возможность проводить ОРЭ нескольких продуктивных горизонтов с различными характеристиками, оборудовав каждый ствол своими НКТ

5. Зона дренирования пласта увеличивается при использовании двухзабойных скважин, при этом депрессия, создаваемая на пласт при добыче газа, гораздо ниже, что повышает эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов газовых залежей.

6. Сокращение сроков выполнения работ, расходов на нагрев жидкостей и оборудования и снижение затрат на утилизацию шлама.

Ключевыми отличиями в эффективности эксплуатации одно- и двухзабойных скважин являются следующие параметры: особенности коллектора, геологическая адаптивность, ремонтопригодность, дебит (зона контакта с пластов). Основные различия скважин по числу забоев приведены в табл. 3.

Таблица 3 - Сравнение параметров эффективности эксплуатации

Параметр	Однозабойная скважина	Двухзабойная скважина
Особенности коллектора	Эффективна в высокопроницаемых гомогенных коллекторах	Эффективно для низкопроницаемых, гетерогенных, многопластовых коллекторов
Геологическая адаптивность	Ствол ограничен зоной дренирования. При горизонтальной анизотропии есть риск невыработки продуктивных зон	Разнонаправленные боковые стволы, пересекают разные азимуты, увеличивают выработку запасов
Дебит/Зона контакта с пластом	Дебит ограничен длиной горизонтального ствола и проницаемостью матрицы	Зона контакта увеличена в 1.7-1.8 раз (Южно-Русское месторождение).Дебит больше, но не прямо пропорционален длине из-за интерференции стволов скважины
Ремонтопригодность	Проводятся обычными бригадами КРС, с использованием колтюбинга или кабеля	Требуется специализированное оборудование. Для воздействия на конкретный боковой ствол нужны селективные системы. Без них есть возможность затронуть оба ствола с непредсказуемым результатом

В настоящие время двухзабойные скважины являются, не просто экспериментальной заменой классической конструкции однозабойной скважины, а высокоэффективными и зачастую безальтернативным инструментом для

эксплуатации многопластовых низкопроницаемых коллекторов, доля которых в ресурсной базе Российской Федерации увеличивается в последние годы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лапердин А.Н., Сопнев Т.В., Хасаянов Р.Р., Сорокин А.А. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении // Наука и ТЭК. 2012. –№1. – с. 25-26
2. Уразаков К.Р., Байков В.А., Усманов Т.С., Быков С.В., Фахретдинов И.В.
Способ эксплуатации двухзабойной скважины. Номер патента: RU 2542070 C1 Патентное ведомство: Россия. Номер заявки: 2013154379/03Дата регистрации: 06.12.2013Дата публикации: 20.02.2015. Патентообладатели: Общество с ограниченной ответственностью "РН-УфаНИПИнефть" (ООО "РН-УфаНИПИнефть")
3. Цыганков С.Е., Касьяненко А.А., Дорофеев А.А., Сопнев Т.В., Завьялов А.А., Балько Р.В. Способ разработки многопластового месторождения газа
Номер патента: RU 2536523 C1 Патентное ведомство: Россия. Номер заявки: 2013134425/03. Дата регистрации: 24.07.2013. Дата публикации: 27.12.2014. Патентообладатели: Открытое акционерное общество "Севернефтегазпром"
4. Витязев О.Л., Дорофеев А.А., Медведский Р.И., Попов А.П., Рязанов А.Н., Хайруллин Б.Ю., Худайнатов Э.Ю. Способ бурения скважин и разработки многопластовых месторождений углеводородов с неоднородными геологическими условиями залегания продуктивных пластов. Тип: патент на изобретение. Номер патента: RU 2295632 C1 Патентное ведомство: Россия. Номер заявки: 2006107849/03. Дата регистрации: 13.03.2006. Дата публикации: 20.03.2007. Патентообладатели: Закрытое акционерное общество научно-производственное предприятие ЗАО НПП «СибБурМаш».

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Н.М. Данилова

ФГБОУ ВО «СамГТУ»
город Самара, Россия E-mail: nadia,danilova2018@yandex.ru

Аннотация. В настоящее время цифровые технологии – неотъемлемый элемент отечественного нефтегазового сектора экономики. Правительство РФ определило как приоритетную стратегическую задачу – цифровую трансформацию топливно-энергетического комплекса (ТЭК) для реализации задач достижения повышения эффективности, надежности, безопасности и технологического суверенитета отрасли [1]. Применение цифровых технологий при подборе нефтегазопромыслового оборудования является необходимостью сегодняшнего дня. Для инженера нефтегазового комплекса это означает переход от рутинных операций и работы в опасных условиях к управлению сложными системами, анализу больших данных и принятию решений на основе моделей [2]. Это обосновано усложнением условий добычи углеводородов (рост трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ),

осложняющие факторы) и необходимостью обеспечивать экономическую эффективность и безаварийность работы механизированного фонда скважин.

Ключевые слова: Цифровые модели, информационные базы данных, специализированные программные комплексы, цифровой двойник скважины, ПК RN-ROSPUMP, ПК «RN-GRID»

В настоящее время проектирование, управление и контроль за разработкой месторождений углеводородов невозможны без применения цифровых технологий. Они применяются на всех этапах добычи нефти и газа, начиная с разведки месторождений и заканчивая поставкой добытого сырья потребителю.

В данной статье я хочу обратить внимание на значимость совершенствования дизайна подбора оборудования с применением специализированных программных комплексов и моделей.

Что такое цифровой двойник скважины – это математическая модель производственной цепочки, которая отражает весь процесс подъема углеводородов на поверхность, применяя нефтегазопромысловое оборудование. Эти модели позволяют автоматизировать подбор режима работы скважины и технологического оборудования. Специализированные программные комплексы облегчают труд инженера-технолога при выборе конкретного оборудования, позволяя не только подбирать внутрискважинное оборудование, но и прогнозировать возможные осложнения в его работе.

В качестве примера такого подхода к дизайну оборудования можно привести программный комплекс ПАО НК Роснефть «RN-ROSPUMP» [3] (рис.1). Процесс дизайна разделен на серию логических шагов, на каждом из которых доступен просмотри графическая интерпретация промежуточных результатов (рис.2) В процессе подбора оборудования применяется база данных (БД), которая содержит актуальную информацию по всем скважинам конкретного предприятия и, которая постоянно обновляется в режиме текущего времени.

Кроме этого учитывается расчетная производительность и напор насоса, которые должны обязательно находиться в диапазоне, рекомендованном заводом-изготовителем для обеспечения коэффициента полезного действия (КПД) насоса и оптимальных нагрузок на подшипники и пары трения. Поэтому при выполнении подбора насоса рекомендуется сделать несколько вариантов расчета и выбрать оптимальный для конкретных условий скважины. Также необходимо знать насколько напор зависит от подачи насоса и вязкости откачиваемой жидкости. Эта зависимость учитывают с помощью специального коэффициента – ***коэффициента деградации***, подобранного опытным путем на основании данных предыдущей эксплуатации [4]. К преимуществам данного программного комплекса можно отнести следующее:

- моделирование основных способов механизированной добычи позволяет анализировать работу скважин оборудованных различными насосами, а также фонмтанных скважин;
- анализ периодического режима работы скважин позволяет оптимизировать работу скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными насосами в периодическом режиме;

- оценка эффективности оборудования позволяет оценивать потребление энергии по каждому узлу для повышения энергоэффективности механизированной добычи4
- обширный каталог погружного насосного оборудования, насчитывающий более 30000 единиц;
- гидродинамические корреляции, позволяющие моделировать любые процессы течения жидкости;
- гибкое определение PVT- сво йств пластовой жидкости представляет широкие возможности для моделирования пластовой жидкости в зависимости от ее давления, вязкости и температуры.



Рис.1. Возможности ПК«RN-ROSPUMP»

Не меньший интерес и значимость в процессе нефтедобычи представляет программный комплекс «RN-GRID» - это промышленный симулятор для математического моделирования и инженерного сопровождения процесса гидроразрыва пласта (ГРП), который также разработан ПАО НК Роснефть. Следует отметить, что он стал первым в Евразии промышленным симулятором ГРП (рис.3). «RN-GRID» позволяет выполнять весь цикл работ, связанных с проектированием и анализом ГРП:

- создание геомеханической модели пласта с учетом его геологического строения и свойств пород;
- анализ данных диагностических закачек (предварительных небольших порций жидкости) для уточнения параметров пласта;

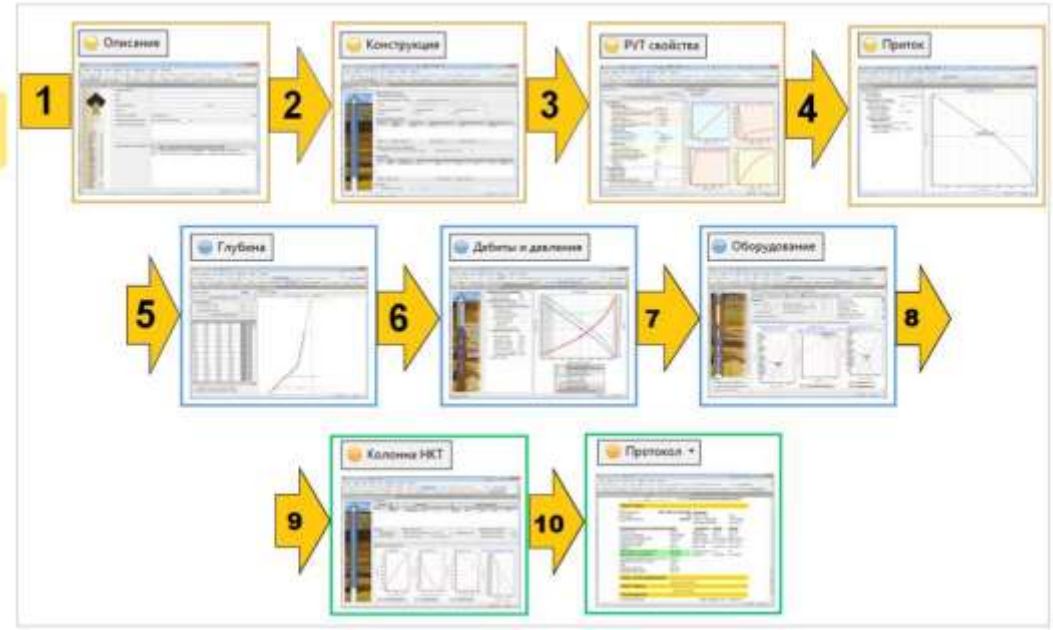


Рис.2. Процесс дизайна в RN-ROSPUMP

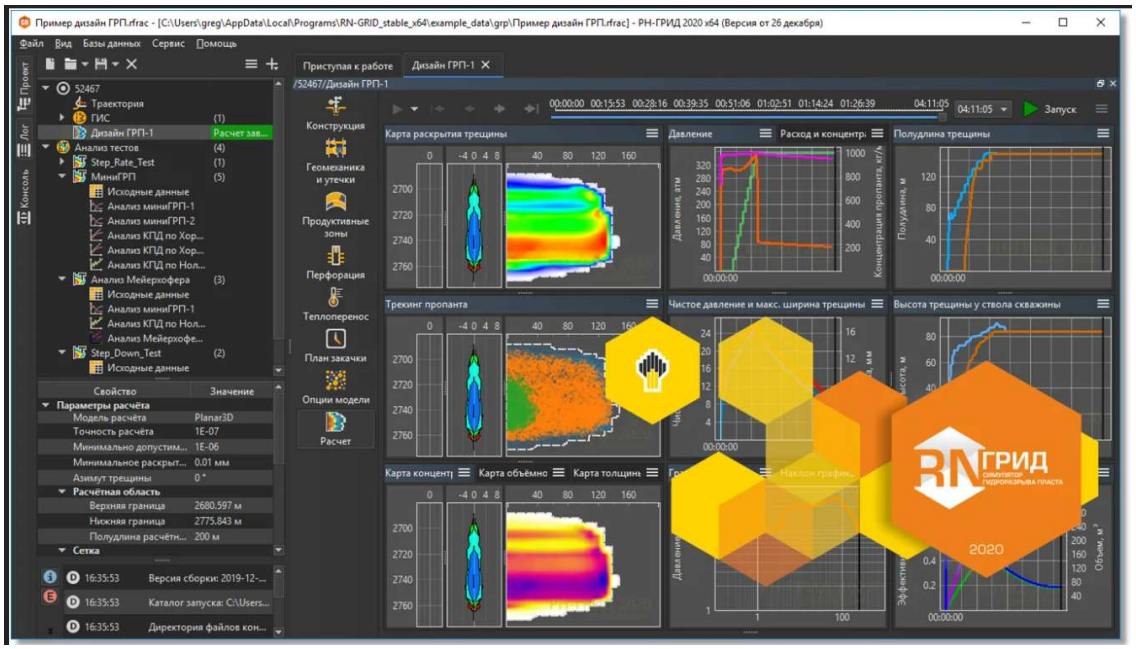


Рис.3 Пример дизайна ГРП

- расчет дизайна (плана) будущей операции ГРП с учетом технологических жидкостей и проппантов;

- анализ результатов фактически проведенных операций.

Ключевое преимущество симулятора – математическая модель Planar3D, которая точнее описывает сложную геометрию трещины по сравнению со многими зарубежными аналогами, использующими упрощенные подходы. Это позволяет более достоверно прогнозировать форму и размеры трещины, что напрямую влияет на эффективность добычи.

По данным на 2023 год [2]«RN-GRID» использовался в более чем 15 тысячах операций внутри НК «Роснефть». Кроме того, компания реализовала свыше 600 коммерческих лицензий, в том числе заключила договор на поставку симулятора в Китай. Также были переданы тестовые и академические лицензии другим организациям и вузам.

Внедрение «RN-GRID» дает несколько значимых преимуществ:

- технологическая независимость от зарубежных программных продуктов в области инженерного анализа ГРП;
- повышение эффективности операций за счет точного проектирования и анализа;
- унификация процесса позволяет создать единое информационное пространство для анализа больших данных (Big Data) и накопления опыта.

Таким образом, «RN-GRID» стал важным цифровым инструментом для оптимизации добычи нефти, особенно на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, где ГРП играет ключевую роль.

Переход нефтегазовой отрасли на цифровые технологии — это уже не просто тренд, а стратегическая необходимость для выживания и сохранения конкурентоспособности в условиях повышения цен на энергоносители, усложнения добычи и глобального энергоперехода. Значимость цифровизации в нефтегазовой отрасли многогранна. Она является ключевым фактором выживания в конкурентной среде, инструментом повышения операционной эффективности и безопасности, а также необходимым условием для устойчивого развития в рамках энергоперехода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Распоряжение Правительства РФ от 26.02.2026 №371.
2. В.В.Чернышев, А.В.Никитина, С.В.Куличков [и др.]; Цифровизация и цифровые технологии в нефтегазовой отрасли: учеб. пособие для вузов/Дальневосточный федеральный университет, Политехнический институт, Владивосток: Изд-во ДВФУ, 2023.- 105 с.
3. Правообладатель: ПАО «НК «Роснефть» Разработчик: ООО «РН-БашНИПИнефть» soft@bnipi.rosneft.ru
4. Н.М. Данилова Нефтегазопромысловое оборудование: Методические указания к лабораторной работе/Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2024. –с.56: с ил
5. Основы работы в программном комплексе симулятор ГРП «РН-ГРИД» https://moodle.kstu.ru/pluginfile.php.pdf

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЛОКАЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ МИКРОКЛИМАТА НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

В.А. Жук, Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, va_zhuk@mail.ru

Аннотация. Рассматриваются вопросы повышения энергоэффективности системы локальной автоматики микроклимата блок-бокса пункта контроля и управления на линейной части магистрального нефтепровода. Выполнен анализ существующей системы поддержания температурного режима, выявлены основные причины нерационального энергопотребления и нестабильности микроклимата. Предложены технические решения по модернизации алгоритмов управления обогревом и кондиционированием на базе программируемого логического контроллера. Особое внимание уделено применению единого алгоритма управления, введению зоны нечувствительности, снижению цикличности коммутаций и возможности использования ПИД-регулирования для стабилизации температуры внутри блок-бокса.

Ключевые слова: трубопроводный транспорт, магистральный нефтепровод, пункт контроля и управления, блок-бокс, система локальной автоматики, микроклимат, энергоэффективность, ПЛК, ПИД-регулирование, теплотехническое оборудование.

В современных условиях эксплуатации объектов трубопроводного транспорта повышение надежности автоматизированных систем и снижение энергопотребления являются одними из приоритетных технических задач. На линейной части магистральных нефтепроводов размещаются удаленные пункты контроля и управления, в которых функционируют системы телемеханики, электроснабжения, связи, охранной и пожарной сигнализации, а также контрольно-измерительные приборы и средства автоматики.

Оборудование указанных систем, как правило, размещается в блок-боксах, температурный режим внутри которых оказывает непосредственное влияние на надежность и срок службы технических средств. Отклонение температуры от допустимых значений приводит к ухудшению условий эксплуатации радиоэлектронной аппаратуры, снижению ресурса аккумуляторных батарей, увеличению вероятности отказов коммутационного оборудования и нарушению стабильности работы систем автоматизации.

Объектом исследования является система локальной автоматики микроклимата блок-бокса пункта контроля и управления линейной части магистрального нефтепровода. Цель работы заключается в повышении энергоэффективности и стабильности функционирования системы поддержания микроклимата за счет модернизации алгоритмов управления теплотехническим оборудованием и снижения количества избыточных коммутаций.

Действующая система локальной автоматики предназначена для поддержания температуры внутри блок-бокса в рабочем диапазоне, необходимом для нормального функционирования установленного оборудования. В ее состав входят программируемое реле или программируемый логический контроллер, сплит-

система, блок ротации кондиционеров, обогреватели, вентиляторы, вентиляционные клапаны с электроприводом, датчики температуры, коммутационная аппаратура и посты местного управления.

Анализ существующей системы показал, что основным недостатком является раздельное управление элементами микроклимата. Охлаждение и вентиляция управляются средствами автоматики, тогда как обогреватели функционируют преимущественно от автономных встроенных термостатов. В результате отсутствует единый алгоритм, обеспечивающий согласованное управление нагревом и охлаждением с учетом текущей температуры, заданных уставок, тепловой инерции блок-бокса и состояния исполнительных устройств.

Такой принцип регулирования приводит к цикличной работе оборудования. При достижении граничных температурных значений происходит частое включение и отключение обогревателей и кондиционеров. В отдельных режимах возможно возникновение ситуации, при которой процессы нагрева и охлаждения частично компенсируют друг друга. Это вызывает необоснованный рост энергопотребления, увеличивает нагрузку на коммутационную аппаратуру и снижает ресурс исполнительных механизмов.

Дополнительным фактором неэффективности является отсутствие корректно заданной зоны нечувствительности между режимами нагрева и охлаждения. При малых колебаниях температуры система реагирует частыми коммутациями, что ухудшает стабильность микроклимата и приводит к дополнительному износу оборудования.

Температурный режим оказывает существенное влияние на ресурс оборудования, установленного в блок-боксе. Особенно чувствительными к повышенным температурам являются свинцово-кислотные аккумуляторные батареи, применяемые для резервирования питания контроллеров и средств телемеханики. Их расчетный срок службы, как правило, указывается для температуры 20–25 °С. При повышении температуры ресурс аккумуляторов значительно сокращается: при 35 °С он может составлять около 80 % номинального значения, а при 45 °С — около 60 %. Следовательно, поддержание стабильного температурного режима является важным условием повышения надежности и продления срока эксплуатации оборудования.

Для устранения выявленных недостатков предлагается выполнить модернизацию системы локальной автоматики микроклимата путем перехода к централизованному управлению на базе программируемого логического контроллера. В модернизированной системе ПЛК должен получать данные от датчиков температуры, анализировать состояние технологического оборудования и формировать управляющие сигналы на обогрев, охлаждение и вентиляцию по единому алгоритму.

Одним из ключевых технических решений является исключение штатного механического термостата из основной цепи регулирования обогревом. При этом термостат целесообразно сохранить в качестве защитного элемента, обеспечивающего аварийное отключение при нештатном перегреве. Основное управление обогревателем передается ПЛК, что позволяет реализовать обратную связь по температуре и состоянию исполнительного устройства.

Переход на управление обогревом от ПЛК обеспечивает снижение гистерезиса, характерного для автономных механических термостатов. Контроллер получает информацию от датчиков температуры с заданной периодичностью и способен более

точно реагировать на изменение параметров микроклимата. Это позволяет поддерживать температуру внутри блок-бокса в более узком диапазоне и исключить выраженные перегревы или переохлаждения.

Важным элементом модернизированного алгоритма является введение зоны нечувствительности. В пределах данного температурного интервала обогреватель и кондиционер остаются отключенными. Обогрев включается только при снижении температуры ниже нижней уставки, а охлаждение — при превышении верхней уставки. Такой подход исключает одновременную или взаимно компенсирующую работу нагрева и охлаждения, снижает количество коммутаций и уменьшает потребление электроэнергии.

Дополнительным направлением повышения точности регулирования является применение алгоритмов упреждающего управления, в том числе ПИД-регулирования. В отличие от простого релейного управления ПИД-регулятор формирует управляющее воздействие с учетом текущей ошибки регулирования, накопленной ошибки и скорости изменения температуры. Это позволяет учитывать тепловую инерцию блок-бокса и заранее корректировать работу теплотехнического оборудования.

Аппаратная модернизация системы может включать изменение схемы коммутации обогревателей, оптимизацию подключения исполнительных устройств, частичную замену оборудования КИПиА и коммутационной аппаратуры, а также организацию обратной связи по состоянию теплотехнического оборудования. Это позволит не только реализовать более точные алгоритмы управления, но и повысить диагностируемость системы.

Практическая значимость предложенных решений заключается в снижении избыточных коммутаций, уменьшении энергопотребления, повышении стабильности температурного режима и продлении срока службы оборудования блок-бокса. Кроме того, модернизация системы микроклимата положительно влияет на надежность систем телемеханики, электроснабжения и автоматизации, что особенно важно для удаленных объектов линейной части магистральных нефтепроводов.

Таким образом, модернизация системы локальной автоматики микроклимата на базе единого алгоритма управления ПЛК является эффективным направлением повышения энергоэффективности и эксплуатационной надежности пункта контроля и управления. Основными техническими решениями являются централизация управления обогревом и охлаждением, введение зоны нечувствительности, исключение конфликтных режимов, учет тепловой инерции блок-бокса и применение ПИД-регулирования.

Внедрение предложенных мероприятий на объекте ПКУ 207 км ЛЧ МН БТС-2 позволит обеспечить более стабильное поддержание температурного режима, снизить нагрузку на коммутационное оборудование и уменьшить расход электроэнергии. Дальнейшие исследования целесообразно направить на обработку эксплуатационных данных после модернизации, сравнение энергопотребления до и после внедрения изменений, а также уточнение параметров алгоритма регулирования для различных сезонных условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов А.П. Энергосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности. — М.: Недра, 2020.Руководство пользователя AMSY-5, Vallen, 2002.

2. Косых А.В., Рой А.А., Мурашко Д.Н. Моделирование реального температурного воздействия на радиоэлектронную аппаратуру. — Омск, 2000.
3. ГОСТ Р 56789-2016. Энергетическая эффективность. Требования к системам отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.
4. ГОСТ 15150–69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
5. Юсупов Ф.А. Оптимизация температурных режимов в общественно-административных и производственных зданиях. — Тюмень, 2016.
6. Храмцов М.В., Заболоцкий А.М. Устройства подогрева электронной компонентной базы радиоэлектронной аппаратуры в условиях отрицательных температур. — Томск, 2022.
7. Патент RU 2298135. Способ поддержания температурного режима в жилых и производственных помещениях и устройство для его реализации. — 2007.
8. Патент RU 2277207. Система поддержания температурно-влажностного режима. — 2006.

УДК622.692.4

ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ В ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ УЗЛОВ ВВОДА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

А.П. Лукашевич, М.А. Шейкина

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, РФ, matias0506@mail.ru

Аннотация. В статье предложены эффективные решения при проектировании и эксплуатации узлов ввода противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах. Представлены технические решения для ввода, хранения и определения оптимальных параметров ПТП.

Ключевые слова: Магистральные нефтепроводы, противотурбулентные присадки, узлы ввода, оптимизация перекачки, энергоэффективность, промышленная безопасность, проектирование узлов ввода ПТП, эксплуатация узлов ввода ПТП.

В современных условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов (МН) обеспечение энергоэффективности и гибкости управления потоками является приоритетной задачей операторов трубопроводных систем.

Одним из наиболее востребованных, технологически обоснованных и экономически выгодных методов оптимизации режимов перекачки выступает применение противотурбулентных присадок (ПТП). Использование данных полимерных агентов позволяет эффективно решать широкий спектр технологических и экономических задач, к числу которых относятся: возможность оперативного регулирования пропускной способности МН без привлечения капиталоемкого строительства, снижение энергопотребления насосных агрегатов, а также

уменьшение рабочего давления в трубопроводе, что существенно повышает промышленную безопасность объектов.

Эффективность воздействия полимерных агентов напрямую зависит от условий их ввода в поток. В данной статье рассматривается комплекс решений, направленных на оптимизацию процесса закачки ПТП, повышение промышленной безопасности и совершенствование логистических схем хранения.

Для достижения целевых показателей производительности необходимо предварительное определение параметров ввода присадки. Оптимальная концентрация устанавливается лабораторным методом с использованием турбулентного реометра капиллярного типа. Данное оборудование позволяет фиксировать параметры турбулентного течения среды и вычислять величину снижения гидравлического сопротивления.

Процесс исследования включает замеры параметров истечения образца нефти при постоянном давлении. Сначала фиксируются данные для чистой среды, затем в образец вводится ПТП в различных концентрациях. На основании полученных данных строится график зависимости эффективности ПТП от ее концентрации, что позволяет обосновать технологические режимы работы оборудования. Максимальная эффективность присадки связана, прежде всего, с правильностью используемого технологического решения ее применения [1].

Введение присадки в поток должно гарантировать равномерное распределение вещества в жидкости [2]. 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 [3].

На выходе нефтеперекачивающей станции (НПС) устраивается стационарный комплектно-блочный модуль в контейнерном исполнении, который характеризуется высокой заводской готовностью, компактностью и простотой монтажа. Техническое устройство и основные узлы установки для ввода ПТП включают:

1.Защитный блок-контейнер: необходим для размещения технологического оборудования и поддержания условий хранения. Модуль оснащается системами электрообогрева, кондиционирования и принудительной приточно-вытяжной вентиляцией.

2. Резервуарный парк: состоит из двух расходных емкостей объемом по 14 м³ каждая, предназначенных для хранения суспензии ПТП. Система оборудована поплавковыми уровнемерами с выводом аварийных сигналов на пульт оператора, а заполнение емкостей через донный патрубок предотвращает пенообразование присадки.

3. Система гидравлической обвязки: включает линии подачи, высокого давления и рециркуляции. Применение гибких металлорукавов в контурах циркуляции и сброса позволяет поддерживать свойства присадки и гарантирует безопасность системы при колебаниях давления.

4. Узел ввода: финальный элемент системы, обеспечивающий ввод реагента в магистральный трубопровод. Узел монтируется в герметичном колодце и оснащается обратным клапаном из нержавеющей стали для контроля точности дозирования.

Снабжение установки необходимым объемом реагента осуществляется внешним транспортом. Несмотря на широкое распространение традиционных схем с использованием временных привозных танк-контейнеров (массой брутто до 25 000

кг), при проектировании узлов ввода на длительный период эксплуатации наиболее эффективным решением является их интеграция со стационарным резервуарным парком модуля.

Эффективность функционирования подобных комплексов в долгосрочной перспективе напрямую зависит от реализации ряда решений, направленных на совершенствование технологических процессов и повышение промышленной безопасности.

Одной из ключевых проблем при работе с высокомолекулярными ПТП, особенно в условиях низких температур, является их высокая вязкость, затрудняющая точное дозирование. Внедрение систем предварительного подогрева присадки непосредственно перед узлом ввода позволяет:

– снизить гидравлическое сопротивление в линиях нагнетания дозировочных насосов;

– обеспечить эффективное «раскрытие» и распределение макромолекул полимера в потоке нефти, что повышает итоговый коэффициент снижения сопротивления.

Учитывая химический состав присадок [4] и их взрывопожароопасность, современный подход требует перехода на оборудование в искробезопасном исполнении. Эффективные решения в этой области включают:

– применение датчиков и приводов с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», исключающей воспламенение паров при неисправностях;

– интеграцию автоматических систем пожаротушения и контроля загазованности непосредственно в блок-бокс, что минимизирует риски при аварийных утечках.

Использование ПТП в мобильных еврокубах связано с высокими затратами и рисками загрязнения среды. Эффективным направлением для стационарных систем ввода ПТП (рассчитанных на период более 10 лет использования) является создание автоматизированных парков хранения малого объема на базе резервуаров, что предполагает:

– автоматизацию приемки: прямой прием присадки из автоцистерн в емкости, сокращающий время разгрузки;

– непрерывность процесса: исключение «человеческого фактора» при переключении емкостей и автоматический контроль уровня;

– эффективное термостатирование: стационарные резервуары легче оснастить системами поддержания температуры для обеспечения оптимальной вязкости продукта.

Следует отметить, что предложенное решение не распространяется на использование мобильной установки для ввода ПТП [5].

Сводный перечень эффективных решений при проектировании и эксплуатации узлов ввода ПТП представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень эффективных решений при проектировании и эксплуатации узлов ввода ПТП

Предлагаемое решение	**Направление**	**Технический эффект**	**Экономический и эксплуатационный эффект**
Переход на оборудование в искробезопасном исполнении и установка систем контроля	Промышленная безопасность	Исключение источников воспламенения паров растворителя, автоматическое пожаротушение в блок-боксе	Минимизация рисков возникновения инцидентов, соответствие с современными требованиями охраны труда и промышленной безопасности
Замена мобильных контейнеров на стационарный автоматизированный резервуарный парк	Складское хозяйство, логистика	Обеспечение непрерывности подачи присадки, исключение «человеческого фактора» при переподключении емкостей	Сокращение затрат на погрузочно-разгрузочные работы, снижение периодичности доставки реагентов, возможность автоматизированной приемки из автоцистерн и подачи реагента из резервуаров.
Интеграция систем предварительного подогрева ПТП в резервуарах	Термо-подготовка	Снижение вязкости высокомолекулярного полимера, облегчение «раскрытия» макромолекул в потоке	Повышение точности дозирования и снижение коэффициента гидравлического сопротивления
Применение комплектно-блочных модулей заводской готовности	Конструктивные решения	Компактное размещение оборудование	Сокращение сроков строительно-монтажных работ и упрощение процесса технического обслуживания

Комплексное внедрение систем подогрева, взрывозащищенного оборудования и переход на стационарное автоматизированное хранение ПТП позволяет не только повысить надежность эксплуатации магистральных нефтепроводов, но и значительно снизить удельные эксплуатационные затраты на единицу перекачиваемого продукта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технология ввода присадок [Электронный ресурс] // Topreg.ru. – Режим доступа: https://www.topreg.ru/stati-i-obzori/technologiya-vvoda-prisadok
2. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Установка для ввода противотурбулентных присадок. Общие технические условия. – Москва: Российский институт стандартизации, 2021.
3. Лукашевич А. П., Шейкина М. А. Противотурбулентные присадки для перекачки нефти // Ашировские чтения. — 2025. — Т. 2, № 1 (17). — С. 636–639.
4. ОТТ-23.040.00-КТН-104-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Общие технические требования».
5. Гареев М.М., Сахаров С.К., Топычканов К.И., Волохов Д.И. «Применение мобильной установки для ввода противотурбулентных присадок в магистральные трубопроводы» // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023 г. № 3-4. С. 42-48.

УДК 622.692.23

ОБОСНОВАНИЕ ИНТЕРВАЛА РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ ВМЕСТИМОСТИ РЕЗЕРВУАРА

А.В. Шепелёв, А.А. Гашенко

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия
e-mail: ov164337@gmail.com

Аннотация. Постоянный интервал включения устройств размыва донных отложений (УРДО) при разной скорости накопления отложений приводит к потере полезной вместимости резервуара. Для резервуара вертикального стального предлагается проверять принятый интервал по заданному предельному объёму отложений.

Ключевые слова: резервуар, вместимость, размыв, отложение, устройство

Накопление донных отложений уменьшает полезную вместимость резервуара [1]. Для снижения их накопления стальные резервуары имеют устройства размыва донных отложений (УРДО). Момент включения УРДО задают план-графиком размыва, процессом налива или подготовкой резервуара к ремонту с последующим выводом его из эксплуатации. Однако пороговый уровень отложений для включения УРДО не учитывается, что может привести к образованию трудно размываемой высоковязкой гелеобразной массы отложений.

В процессе работы комплекса «Диоген» размыв и удаление отложений сопровождаются контролем качества нефти [2]. Уплотненные слои отложений и неравномерность их распределения по площади резервуара осложняют процесс размыва и контроля качества нефти [3]. Поэтому учет полезной вместимости резервуара в процессе его эксплуатации позволяет корректировать график включения устройства для размыва донных отложений, не достигая порогового уровня, при котором размыв осадков усложняется или становиться практически невозможным.

Приведем методику расчета по определению рационального интервала включения устройства для размыва донных отложений. Для упрощения расчета одного интервала между размывами примем постоянный прирост объёма отложений. Объём отложений изменяется по зависимости:

$$V(t) = V_0 + q \times t \text{ м}^3,$$

где $V(t)$ – объём донных отложений через время t, м^3;
V_0 – остаточный объём после предшествующего размыва, м^3;
q – средний прирост объёма отложений за год, м^3/год;
t – время после предшествующего размыва, год.

Задаётся доля вместимости, которую допускается занять отложениям до достижения порогового уровня, после которого размыв осложняется.

Предельный объём определяется выражением:

$$V_{\text{пр}} = \delta \times V_{\text{ном}} \text{ м}^3,$$

где $V_{\text{пр}}$ – предельный объём отложений, м^3;
δ – заданная доля номинальной вместимости;
$V_{\text{ном}}$ – номинальная вместимость резервуара, м^3.

Величина δ является параметром расчёта, и зависит от факторов, определяющих степень уплотненности слоев. Для прироста $q > 0$ и остатка $V_0 < V_{\text{пр}}$ граница рационального интервала включения устройства для размыва донных отложений, будет определяться формулой:

$$T_{\text{вм}} = \frac{V_{\text{пр}} - V_0}{q} \text{ год},$$

где $T_{\text{вм}}$ – предельный интервал по критерию вместимости, год.

После каждого размыва остаточный объём определяется заново.

Точность определения интервала включения устройства размыва напрямую зависит от контроля объема донных отложений. В настоящее время контроль донных отложений выполняют путем ручного замера, который ограничен проходом направляющей трубы, и, следовательно, не отражает значение высоты донных отложений по всему днищу резервуара. Поэтому для применения расчетной модели нужна более точная оценка общего объёма донных отложений и его изменения во времени, например, с помощью инфракрасной термографии стенки резервуара.

Таким образом, предложена корректировка интервала размыва донных отложений по заданной потере вместимости и темпу их накопления. Полученный рациональный интервал включения устройства размыва позволяет эксплуатировать стальной резервуар с максимальной эффективностью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Романов С. П. Оптимизация методов снижения количества донных отложений в резервуарах вертикальных стальных при подготовке к зачистке // Проблемы геологии и освоения недр : тр. XXVIII Междунар. молодеж. науч. симп. им. акад. М. А. Усова. – Томск : Изд-во ТПУ, 2024. – Т. 2. – С. 107–109.
2. Иванова Д. В. Применение комплекса «Диоген» для размыва донных отложений резервуаров // Проблемы геологии и освоения недр : тр. XXVI Междунар. симп.

им. акад. М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск : Изд-во ТПУ, 2022. – Т. 2. – С. 240–241.
3. Сафронов В. А., Великанова Ю. В. Повышение эффективности технологии размыва донных отложений в резервуарах // Ашировские чтения : сборник трудов. – Самара : СамГТУ, 2025. – Т. 1. – С. 365–371.

УДК 622.692.23

ПОРОГОВАЯ ТОЛЩИНА ОСАДКА КАК НЕДОСТАЮЩИЙ КРИТЕРИЙ ВКЛЮЧЕНИЯ РАЗМЫВА В СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

А.В. Шепелёв, А.А. Гашенко

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия
e-mail: ov164337@gmail.com

Аннотация. В статье представлено описание проблемы эксплуатации стальных резервуаров с устройством размыва донных отложений. Представлена схема и описание способа, позволяющего эксплуатировать стальные резервуары с максимальным полезным объемом.

Ключевые слова: резервуар, размыв, отложения, устройство, нефть

В процессе эксплуатации стальных резервуаров происходит накопление донных отложений, что ведет к уменьшению полезной вместительности резервуара. Для снижения их накопления и удаления стальной резервуар оборудуют устройством размыва донных отложений (УРДО), работающее без вывода резервуара из эксплуатации. К УРДО относят устройства типа пропеллерных мешалок [1], обеспечивающие размыв донных парафинистых отложений и предотвращение их образования в период эксплуатации резервуара путем образования направленной затопленной турбулентной струи в нижнем слое нефти до 1,5 м от днища резервуара, обладающей размывающим эффектом относительно донных отложений и переводящей их во взвешенное состояние для последующей откачки вместе с нефтью. В настоящее время промышленность выпускает такие устройства как «Диоген», «Тайфун» др., однако в резервуарных парках системы ПАО «Транснефть» широкое распространение получило устройство «Диоген».

Устройство «Диоген» выпускается в исполнениях 500, 600 и 700 и крепится на крышке люка-лаза нижнего пояса резервуара. Устройство создает горизонтальную направленную струю, которая достигает 45 м при повороте вала до 60°. Устройство выполняет размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре направленной струей жидкости, формируемой гребным винтом; размыв отложений в автоматическом или регулируемом режимах (позволяет выполнять размыв с учетом рельефа отложений на дне резервуара, создавая направленную струю в местах наибольших скоплений осадков) в горизонтальной плоскости за счет поворота оси гребного винта; создает круговое вращение всей массы нефти в резервуаре при работе устройства в крайних угловых положениях [2].

К недостаткам этого типа размывающего устройства следует отнести снижение скорости затопленной струи по мере удаления от гребного винта до критических значений начала размыва донного осадка (0,25 м/с), что обуславливает образование застойных зон с противоположной стороны днища резервуара [3], в которых донные отложения удаляются уже непосредственно в процессе зачистки резервуара, выведенного из эксплуатации.

Все работы по размыву донных отложений — включение системы размыва в работу, измерения уровня отложений до, в процессе и после размыва (контроль за ходом размыва, качеством откачиваемой нефти/нефтепродуктов в смеси с размытыми отложениями) — выполняют в соответствии с инструкцией по размыву донных отложений. Все операции по подготовке и размыву выполняют в соответствии с технологической картой по размыву донных отложений в резервуарах. После окончания размыва нефть откачивают из резервуара до нижнего аварийного (нормативного) уровня взлива [4].

Размыв и удаление донных отложений из резервуара выполняют в соответствии с ежемесячными графиками размыва. С учетом недостатка устройства размыва, выражающееся в наличии застойных зон, а также плановой системе включения устройства, в резервуаре накапливается значительное количество высоковязкой гелеобразной массы отложений, откачать которую невозможно даже мощными шламовыми насосами [5]. Это часто характерно для головных перекачивающих станций, на которых осуществляется прием различных по составу и свойствам нефтей с нескольких месторождений. В связи с этим все большую значимость принимает вопрос момента включения устройства для размыва донных отложений. В настоящее время исследовательские работы ведутся в направлении контроля фактической высоты накопившегося осадка по всему периметру резервуара, что позволяет включать устройство размыва, до достижения пороговой толщины осадка, не поддающегося размыву. Одним из перспективных методов контроля уровня донных отложений является инфракрасная термография стенки резервуара, рисунок 1.

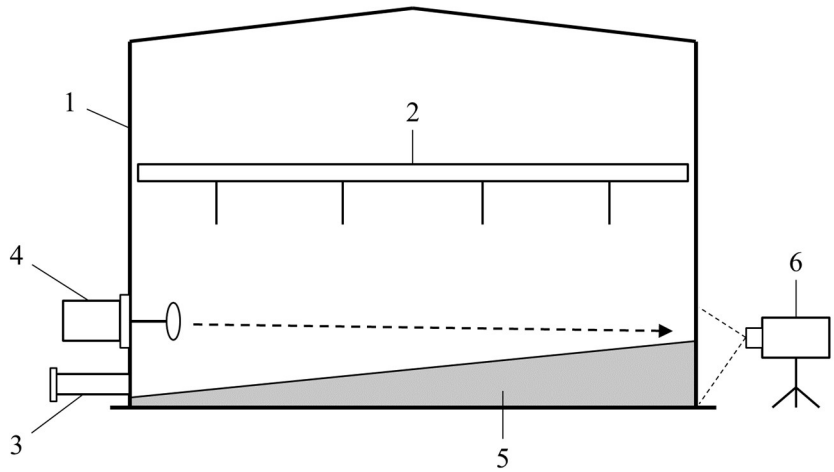


Рисунок 1 – Схема РВСП с УРДО и тепловизионным контролем стенки:
1 – стенка; 2 – понтон; 3 – приёмо-раздаточный патрубок; 4 – УРДО «Диоген»;
5 – донные отложения; 6 – тепловизор

Суть метода заключается в измерении и контроле температуры стенки стального резервуара. Скорость накопления уточняют по двум термограммам дальней стенки, разность уровней делят на время между съёмками. Между съёмками размыв не включают.

Таким образом, рассмотренный метод позволяет включать УРДО в стальном резервуаре по фактическому измеренному уровню отложений. Включение устройства размыва по фактическому уровню донных осадок снижает риск работы со слоем, который устройство уже не размоет. Такой подход к режиму включения устройства для размыва донных отложений позволит эксплуатировать резервуар с максимальным полезным объемом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ОТТ-23.020.00-КТН-023-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование резервуарное. Устройства размыва донных отложений для резервуаров. Общие технические требования. – М.:ПАО «Транснефть», 2019 г. - 52 стр.
2. Взрывозащищенное устройство для размыва донных отложений Диоген – 500/600/700 СПМ (для резервуаров с вязкостью продукта до 100 сСт). Режим доступа: - https://tomzel.transneft.ru/customers/catalog/vzryvozashchishchennye-ustroystva-dlya-razmyva-donnykh-otlozheniy/vzryvozashchishchennoe-ustroystvo-dlya-razmyva-donnykh-otlozheniy-diogen-500-600-700-spm-dlya-rezerv/. Дата обращения: 31.10.2026.
3. Назырова А. А., Нечваль А. М. Использование струйно-эжекторного устройства для предотвращения образования донных отложений в резервуаре // Трубопроводный транспорт – 2022 : тез. докл. XVII Междунар. науч.-практ. конф. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 130–131.
4. ГОСТ Р 58623-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные. Правила технической эксплуатации. – М.: Стандартинформ, 2019. - 75 стр.
5. Безымянников Т. И., Макаренко О. А. Анализ нормативно-технической базы и технико-технологических решений по очистке резервуаров от донного осадка // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. – № 1-2. – С. 5–11. – DOI: 10.24412/0131-4270-2022-1-2-5-11.

УДК 622.692.4.002.2:556.332.5

СТРОИТЕЛЬСТВО МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТНОСТИ

И.С. Данчин, С.А. Исаев, И.Н. Чечебейкин

Научный руководитель: доцент кафедры «Трубопроводного транспорта», кандидат педагогических наук Багдасарова Ю.А.

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
E-mail: avokado_king@vk.com, stas.isaev.2004@gmail.com, in.chechebeykin@yandex.ru

Аннотация. В статье приведен краткий анализ некоторых из существующих методов строительства, рассматривается применение методов бурения при прокладке магистральных трубопроводов в местности с высоким уровнем грунтовых вод, заболоченных территорий, а так же их адаптация и модернизация под эти условия.

Ключевые слова: прокладка, бурение, сложные условия, адаптация, отечественный аналог.

Как известно, сооружение или замена магистральных нефтепроводов (МН) на местности с высоким уровнем грунтовых вод (ВУГВ), переувлажненных почв, заболоченной территории является сложным с технической точки зрения и экономически затратным процессом из-за низкой несущей способности грунта. Болотистые территории занимают около 10–13% территории Российской Федерации, а с учётом заболоченных земель и участков с высоким уровнем грунтовых вод такие условия, по различным оценкам, занимают 21% площади страны, а именно общая площадь этих земель — 3,691 млн [1]. Строительство линейной части магистральных трубопроводов (МТ) в таких сложных геокриологических и гидрогеологических условиях дороже на 35%.

Рассмотрим существующие методы прокладки в данных условиях. Традиционным методом сооружения МТ в ВУГВ является траншейный, который требует огромного объема работ по водопонижению и затрат на их проведение. В водонасыщенных грунтах высок риск оплывания и обрушения стенок траншеи в процессе эксплуатации, а впоследствии влечет за собой экологический ущерб, кроме того, необходимо сооружение временных лежневых дорог и широкой полосы отвода (до 40 м), что влечет масштабное разрушение почвенно-растительного слоя и дополнительные затраты на рекультивацию.

Так же на грунтах со слабой несущей способностью МТ сооружают свайным методом**.** Эта технология имеет недостатки: крайне высокую металлоемкость и стоимость материалов, сложность работ, требуется тяжелая сваебойная и крановая техника высокой грузоподъемности.

Принимая во внимание выше сказанное, возникла идея сооружать МТ бестраншейным закрытым методом, если заглубить линию скважины ниже водонасыщенных органогенных грунтов (торфов) в подстилающие породы.

В настоящее время известен способ прокладки методом наклонно-направленного бурения (ННБ), состоящий из бурения, расширения и протаскивания:

бурится узкая направляющая скважина, затем она расширяется до диаметра футляра (кожуха) и затем к буровой колонне крепится труба, которая затягивается в скважину. Циркулирующий буровой раствор от поверхности до забоя выносит шлам, снижает трение и препятствует обрушению грунта. Таким образом труба вводится туда только в самом конце. В то время как происходит расширение, в земле находится огромная пустая полость, заполняемая бентонитом под высоким давлением, к тому же необходимо сооружать дорогостоящие котлованы – стартовый и приемный для осуществления технологии бурения. После изучения данных становиться ясно, что действующие технологии строительства подлежат модернизации

В зарубежных странах МТ прокладывают технологией Direct Pipe (DP), при которой разработка скважины, протягивание футляра и трубы происходят одновременно, что исключает необходимость расширения и протаскивания, как при ННБ. Поскольку обсадная труба (сам трубопровод) постоянно подпирает стенки скважины, риск обрушения минимален. Это дает преимущество при работе в неустойчивых, водопроницаемых и смешанных грунтах, где ННБ рискованно. Вся необходимая техника и подготовленная плеть располагаются с одной стороны. Требуются исключительно неглубокие стартовый и приемный котлованы, что критично для стесненных условий строительства.

Сроки строительства сокращаются в 1,5–2 раза по сравнению с ННБ и в 5–7 раз по сравнению с микротоннелированием. Меньший диаметр скважины снижает объемы вывозимого грунта.

Технология Direct Pipe, разработанная компанией Herrenknecht AG, позволяет сооружать трубопроводы и футляры диаметром от 760 до 1520 мм на длину до 2000 м [2].

В июле 2025 года на объекте «Транснефти» впервые была применена зарубежная технология бестраншейного строительства подводных переходов методом Direct pipe, и выполнена за 30 суток прокладка защитного футляра трубопровода длиной 906 метров и диаметром 1200 мм под р. Белая в рамках строительства подводного перехода МН «Уфа-Западное направление» [3].

По результатам сравнительного анализа, DP показывает себя как перспективная технология. Учитывая, что трубопроводный транспорт в Российской Федерации развивается, разработка отечественного аналога, модернизированного под тяжелые условия местности, даст возможность повысить научно-технический потенциал страны, усовершенствовать и ускорить строительство объектов трубопроводного транспорта, сократить риски аварийных ситуаций.

Для работы в слоях, подстилающих заболоченную территорию, местность с ВУГВ, необходимо модернизировать будущий отечественный аналог технологии DP.

Нами предлагаются следующие решения:

1)С целью исключения налипания глинистых грунтов на шарошки и резцы, в камеру щита впрыскивать ПАВ: создаваемая ими водоотталкивающая плёнка препятствует налипанию грунта на рабочий инструмент.

2) Для предотвращения засорения пульпопроводов при транспорте пульпы применять высоковязкие полимерные бентониты с ингибиторами набухания, которые не дают глине размокать и увеличиваться в объёме.

Далее, оценим применимость технологии в сложных условиях. В качестве условий местности выберем Васюганские болота. Подстилающие отложения торфяной залежи здесь представлены озерно-аллювиальными глинами и суглинками,

мощностью от 40 до 60 метров [4]. Эти условия позволяют проложить футляр, а затем сам МТ в нем, ведь суглинки и глины являются пригодной породой как для разбуривания, так и для прокладки трубопровода в них.

Прокладку предлагается осуществлять следующим образом. Так как максимальное расстояние прокладки по технологии DP составляет 2 км, бурение будет производиться несколькими проходками по 2 км. Обустраивается стартовый котлован в начале сложного участка, собирается техника, необходимая для обеспечения технологии прокладки, устанавливаются шпунты, затем пробуривается и прокладывается труба, после труба вытаскивается на поверхность бульдозером или болотной техникой, сооружается обвязка. Этой технологией прокладка будет осуществляться несколько раз, пока МТ не будет проложен на требуемое расстояние (рис. 1).

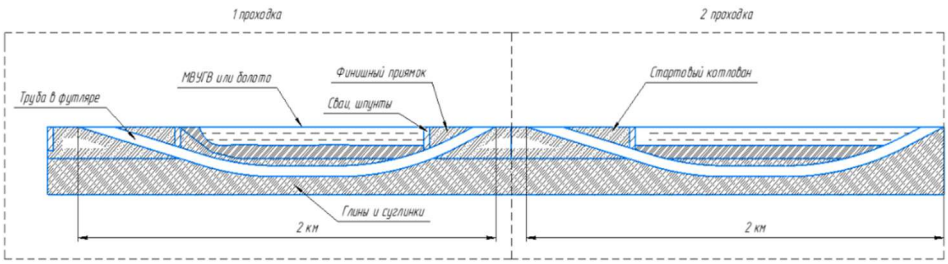


Рис. 1. Схематическое изображение методики прокладки

Очередность работ будет следующая. В первую очередь, необходимо обустроить площадки под трубоукладчики и другую технику, обустроить котлованы (рис. 2).

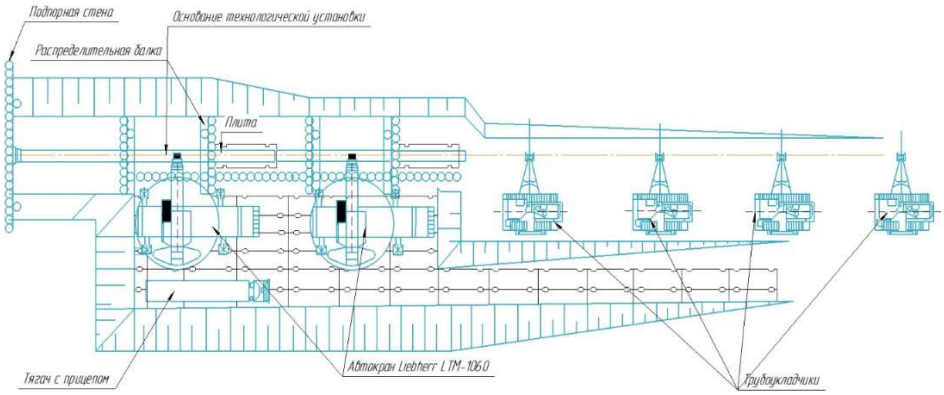


Рис. 2. План-схема обустройства стартового котлована

Далее следует установить доталкиватели, сварить трубу, произвести контроль стыков, монтаж плети футляра, кабелей подачи раствора. По окончании этого можно начинать производить бурение породы и протаскивание трубопровода в футляр.

Общая же схема бестраншейного перехода трубопровода через заболоченный участок представлена на рисунке 3.

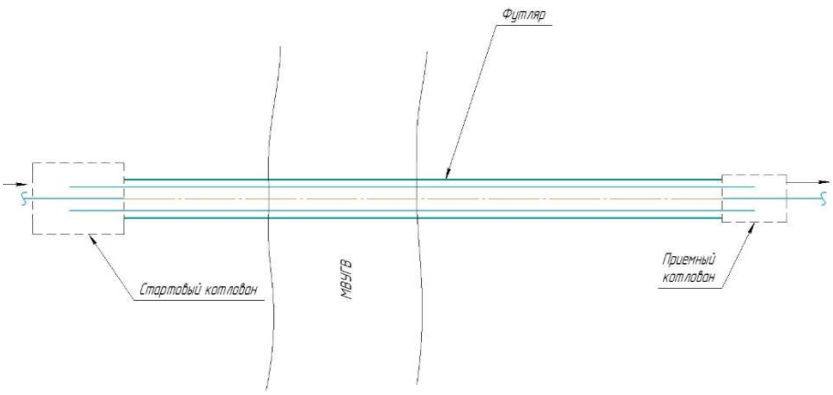


Рис. 3. Общая схема участка строительства

Исходя из вышесказанного, Direct pipe является перспективной технологией для сооружения ТП в условиях ВУГВ. Поэтому, создание отечественного аналога технологии DP, с целью модернизирования процесса прокладки МТ, наращивание научно-технического потенциала страны, снижение экологических рисков является оправданным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреева А. С., Колокольцев А. М., Трухляев Э. А. Влияние изменения климата на поглощающую способность болот на примере Ямало-Ненецкого автономного округа // Проблемы анализа риска. 2022. Т. 19, № 4. С. 46–60. DOI: 10.32686/1812-5220-2022-19-4-46-60.
2. ПАО «Транснефть» и ООО «СП ВИС МОС» вновь вместе в решении уникальных задач [Электронный ресурс] // МАСГНБ : сайт. URL: https://masgnb.ru/news/pao-transneft-i-ooo-sp-vis-mos-vnov-vmeste-v-reshenii-unikalnyh-zadach.html (дата обращения: 01.09.2026).
3. Синюткина А. А., Гашкова Л. П. Оценка состояния окраинных частей Большого Васюганского болота (на примере Бакчарского болотного массива) // Почвы и окружающая среда. 2018. № 1 (4). С. 243–255.
4. Direct Pipe [Электронный ресурс] // Herrenknecht : официальный сайт. URL: https://herrenknecht.com (дата обращения: 01.09.2026).

УДК 621.646

АНАЛИЗ НАПРАВЛЕНИЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ПРУЖИННЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

А.А. Гладков, А.А. Гашенко

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

e-mail: ***Gladkov7770@yandex.ru***

Аннотация. Статья посвящена системному обзору основных методов модернизации пружинных предохранительных клапанов прямого действия, эксплуатирующихся в системах магистрального транспорта газа. Рассмотрены возможности модернизации клапанов путем конструктивной доработки затворного узла и оптимизации геометрии проточной части, защиты от воздействия механических загрязнений и температурного фактора, стабилизации динамики работы клапана при неустойчивых режимах, улучшения материального исполнения ответственных деталей. Сформулированы рекомендации по определению наиболее перспективных направлений модернизации.

Ключевые слова: герметичность, затвор, модернизация, оптимизация, отказоустойчивость, предохранительный клапан, рабочая среда, ресурс.

Пружинные клапаны прямого действия являются одним из наиболее востребованных видов предохранительной арматуры для защиты трубопроводов, емкостей и оборудования от развития недопустимых давлений в системах магистрального транспорта газа. Несмотря на конструктивную простоту пружинных клапанов, особенности сочетаний условий и факторов эксплуатации могут приводить к их раннему отказу задолго до выработки установленного ресурса. Характерными проявлениями подобных отказов являются различного рода механические дефекты и потеря герметичности деталей и соединений, ложные или ранние срабатывания, заклинивания, динамическая нестабильность, но наиболее опасным видом отказов является несрабатывания клапана при установленном давлении открытия. Причем нередко, критические отказы клапана являются следствиями развития некритических неисправностей, например, износ штока или незначительные периодические заклинивания из-за абразивного выкрашивания, коррозии или расцентровки, при развитии могут привести к полному заклиниванию затвора, а небольшие, но постоянные утечки - создавать условия для возникновения взрывопожароопасной ситуации или опасной загазованности рабочей зоны [1, 2].

Вследствие того, что предохранительная арматура служит для обеспечения безопасности, то основные направления её модернизации прежде всего нацелены на обеспечение и повышение высокой надежности. Актуальность модернизации пружинных предохранительных клапанов при работе в условиях газотранспортной системы прежде всего связана с разнообразием факторов деградации их надежности: коррозией и загрязнением деталей, износом уплотнительных поверхностей,

изменением характеристик пружины, воздействием вибраций, конденсата, низких температур и гидратообразованием. В таких условиях универсальные конструкции предохранительных клапанов, при правильной организации диагностики и технического обслуживания, в достаточной степени удовлетворяют высоким требованиям к отказоустойчивости, а многие изделия могут значительно превышать установленный ресурс. Однако даже это не гарантирует абсолютной надежности, а такие критические узлы как затвор неизбежно подвержены износу и отказам в процессе эксплуатации, которые могут развиться в периоды между диагностикой и обслуживанием или быть связаны с интенсивной выработкой ресурса, например, вследствие частых срабатываний клапанов с ударом при нестабильности технологических параметров перекачки газа или же вовсе работы в режиме дребезга при изменении параметров сбросной линии или формировании в ней устойчивых противодавлений. Это еще больше расширяет диапазон факторов, формирующих надежность клапана, которые практически невозможно учесть в достаточном объеме на этапе проектирования [1-3].

Рассмотрим отдельные способы модернизации предохранительных клапанов, направленные на снижение их отказоустойчивости. Так, например, снижение утечек при перекосе штока или золотника относительно седла может быть достигнуто применением самоцентрирующихся шаровых опор (рис. 1). Это способствует более равномерному контакту уплотнительных поверхностей и снижает вероятность заклинивания или неплотной посадки [4].

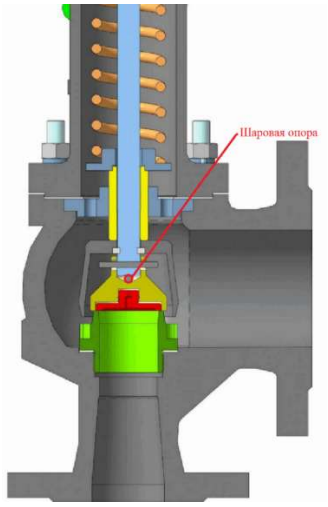


Рисунок 1. Предохранительный клапан с шаровой опорой штока

Отдельным направлением модернизации затвора является оптимизация геометрии его рабочих частей: золотника, седла, направляющих аппаратов (колец). Здесь, наиболее востребованы инструменты CFD-, FEA- и FSI-моделирования (рис. 2), которые позволяют оценивать распределение давления и скоростей, выявлять зоны вихреобразования, отрыва потока и неравномерного воздействия газа на затвор. На основе результатов численного моделирования может быть скорректирована форма входной зоны, седла, рабочей полости корпуса для снижения потерь и требуемого усилия прижатия золотника (как следствие - менее напряженно-деформированное

состояние элементов затвора), динамических нагрузок или минимизировать вероятность перехода режима клапана в неустойчивую зону. В частности, оптимизация профиля включает и изменение формы уплотнительной поверхности: применение двойных контактных поверхностей повышает герметичность затвора, конические поверхности способствуют улучшению центровки золотника, а скругленные (с линейным контактом) - снижают вероятность прикипания и прилипания (из-за загрязнений или диффузии при длительном закрытии) золотника к седлу [4-7].

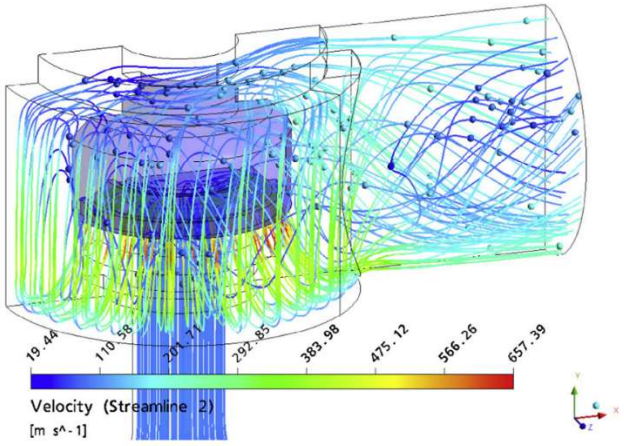


Рисунок 2. Пример визуализации профиля скоростей потока в пружинном клапане по результатам CFD-моделирования

Для особенностей работы трубопроводной системы компрессорных станций, актуальным направлением модернизации предохранительных клапанов является виброзащита. Вибрации трубопровода, пульсации давления от компрессорного оборудования и реактивные силы при сбросе газа могут нарушать устойчивость работы клапана. Для снижения этих воздействий применяют рациональный подбор массы подвижных деталей и характеристик пружины, демпфирующие элементы, сильфонное уравновешивание, оптимизацию регулировочного кольца и виброзащитные опоры. Для сглаживания скачков давления и противодавления могут использоваться дополнительные регуляторы или дросселирующие вставки (рис. 3): они способствуют выравниванию профиля скоростей течения рабочей среды и сглаживанию скачков давления, но создают дополнительное сопротивление и способны снизить пропускную способность узла. Поэтому применение подобных устройств требует согласования с расчётной характеристикой клапана и проверки влияния на режим сброса [4, 8].

К значимым факторам отказа относятся механические загрязнения, конденсат, обмерзание и образование гидратов. Для защиты деталей затвора клапанов от загрязнений применяют герметизированные пружинные камеры (сильфоны), защитные колпаки, дренажные устройства, механические и инерционные фильтры. Для предотвращения воздействия низких температур на клапан может быть установлена пассивная теплоизоляция в виде рубашек и сборных термокейсов, а при высоких рисках конденсато- и гидратообразования, а также при преобладании отрицательных температур воздуха в течение года может использоваться активная теплоизоляция - кожухи с циркуляцией теплоносителя. Такие меры эффективны

против климатических факторов, но сами по себе не предотвращают износ или изменение характеристик клапана в процессе длительной эксплуатации [2, 4, 9].

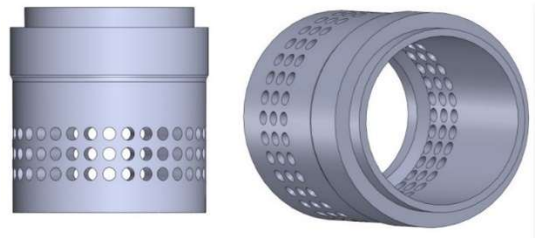


Рисунок 3. Дросселирующая перфорированная цилиндрическая вставка

Наиболее технологичным и эффективным решением в области модернизации и повышения надежности предохранительных клапанов является применение износостойких материалов, ведь именно материальное исполнение клапана определяет сопротивляемость его элементом коррозии, износу и усталостному разрушению. Так, например, для деталей, контактирующих с влажным газом, конденсатом, углекислым газом и сероводородом, применяют коррозионно-стойкие стали, например 08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т и 10Х17Н13М2Т, а также дуплексные стали типа 2205. Материал пружины выбирают с учётом циклических нагрузок, температуры, релаксации напряжений и риска коррозионного растрескивания. Для уплотнительных поверхностей применяют износостойкую наплавку и защитные покрытия. Кобальтовые сплавы, например Stellite 6, повышают сопротивление абразивному и адгезионному износу; никелевые сплавы, включая Inconel 625, характеризуются коррозионной стойкостью. Покрытия систем WC-CoCr используют для повышения твёрдости и стойкости к абразивному воздействию. Азотирование штока и покрытия TiN или CrN могут снизить склонность к задирам и трению [2, 4, 10].

Выбор способа модернизации клапана следует производить по принципу селективности, так как нерациональное использование дорогостоящих сплавов и материалов, усложнение конструкции может привести к непропорциональному удорожанию клапана при незначительном повышении его ресурса и надежности. При этом, эффективность конкретной клапана требует тщательной проектной, а зачастую - экспериментальной оценки с учетом конкретных условий эксплуатации. В данном контексте наиболее достоверные результаты позволяют получить ресурсные испытания за счет выявления элементов, наиболее склонных к отказу и утрате работоспособности. До начала испытаний определяют возможные слабые звенья - пружину, затворную пару, шток и направляющую, сильфон, механизм принудительного открытия - и устанавливают контролируемые признаки деградации. Для пружины это могут быть остаточная деформация, изменение свободной длины и жёсткости, коррозия или трещины. Для затворной пары - рост утечки, задиры, повреждение контактного пояска и увеличение усилия (давления) отрыва [2, 11].

Подобные испытания проводят сериями циклов «нагружение - открытие - сброс - закрытие» для клапана в сборе, для имитации работы в реальных условиях. Для повышения достоверности, в ходе испытаний могут моделироваться различные факторы: рабочая температура, состав, влажность, загрязненность газа, наличие конденсата и частиц, воздействие низких температур, а также неустойчивые режимы

работы («дребезг»). По результатам испытаний может быть определено, какой элемент первым достигает предельного состояния и какой фактор оказал на это наибольшее влияние. Затем, наиболее слабый элемент или фактор может быть изменен: у деталей корректируется материальное исполнение, геометрия, для условий используются соответствующие методы защиты и т.д. [2, 11].

Ключевым преимуществом ресурсных испытаний является их применимость как к новым, так и к находящимся в эксплуатации клапанам. С их помощью направленно модернизировать наиболее уязвимые узлы и оценивать работоспособность клапанов в условиях эксплуатации и адекватно прогнозировать их реальный ресурс.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Китаев С. В., Смирнов О. Е. Проектирование и эксплуатация газораспределительных систем: учебное пособие. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – 140 с.
2. Эйсмонт В. П. Трубопроводная предохранительная арматура: монография. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 336 с.
3. Астафьева М. В., Хохлов А. А. Клапанная аппаратура // Наука и образование. – 2025. – № 1. – С. 1-9.
4. Асеев О. И. Арматура предохранительная. Выбор, установка и расчет: справочное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. – 208 с.
5. Song X. A CFD analysis of the dynamics of a direct-operated safety relief valve mounted on a pressure vessel / X. Song, L. Cui, M. Cao, W. Cao, Y. Park, W. M. Dempster // Energy Conversion and Management. – 2014. – Vol. 81. – P. 407-419.
6. Peng Z. Structural design of a large flow pressure compensation valve based on flow force compensation and optimization / Z. Peng, L. Wang, R. Zhou, G. Gong, H. Yang, D. Han // Flow Measurement and Instrumentation. – 2025. – P. 103079.
7. Редер Т. Численное моделирование неустойчивых режимов работы предохранительного клапана / Т. Редер, В. А. Тененев, А. А. Чернова // Вестн. Том. гос. ун-та. Математика и механика. – 2020. – № 68. – С. 141-157.
8. Исаев С. Ю. Улучшение характеристик предохранительного клапана путем изменения геометрии его проточной части // Вестник науки и образования. – 2019. – № 10-4 (64). – С. 10-16.
9. Патент РФ № 169322 Российская Федерация, МПК F16L 53/00, F17C 13/10, F16K 49/00. Термоизолирующий кожух для повышения надежности предохранительных клапанов / А. В. Волохин, А. В. Алиев, В. А. Волохин; патентообладатель Ижевский государственный технический университет имени М. Т. Калашникова. – № 2015147945; заявл. 06.11.2015; опубл. 15.03.2017, Бюл. № 8. – 7 с.
10. Ленина В. А. Использование новых материалов и конструкций пружин в условиях повышенных температур при изготовлении судовой и трубопроводной арматуры / В. А. Ленина, М. Ю. Силаев, Д. А. Беспалов, С. А. Войнаш, В. А. Соколова, А. А. Ореховская // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2022. – № 7.
11. Петровский Э. А. Оценка конструктивного риска элементов клапанных систем в условиях экстремальной эксплуатации / Э. А. Петровский, К. А. Башмур, К. С. Терасмес // Транспортное машиностроение. – 2018. – № 8 (69). – С. 46-54.

УДК 620.178.4

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ СТЕНД ДЛЯ РЕСУРСНЫХ ИСПЫТАНИЙ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

А.А. Гладков, А.А. Гашенко

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

e-mail: Gladkov7770@yandex.ru

Аннотация. В статье приводится описание испытательного стенда для проведения автоматизированных ресурсных испытаний пружинных предохранительных клапанов прямого действия. Выполнен патентный обзор известных конфигураций стендов для испытаний предохранительных клапанов. Приведено описание комплектации и принципа работы разработанного стенда для ресурсных испытаний предохранительных клапанов в режиме циклов нормального открытия и закрытия.

Ключевые слова: автоматизация, герметичность, давление, затвор, испытательная среда, испытательный стенд, предохранительный клапан, регулятор, ресивер, ресурс.

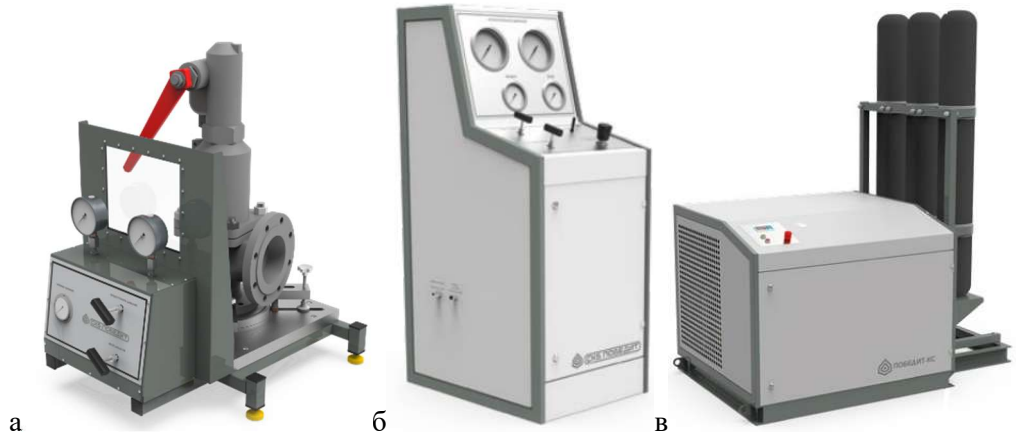
На протяжении всей истории развития систем магистрального транспорта и распределения газа, их неотъемлемой частью была предохранительная арматура, среди которой наибольшую востребованность на практике получили пружинные предохранительные клапаны прямого действия. Распространению клапанов данной конструкции послужила их конструктивная и эксплуатационная простота, широкие диапазоны рабочих условий и настройки. Ко всем прочему, они отличаются сравнительно высокой отказоустойчивостью и низкой стоимостью [1, 2].

Несмотря на все преимущества, пружинные предохранительные клапаны прямого действия имеют в своем составе уплотнения, подвижные и неподвижные сопряжения и различные элементы, воспринимающие статические и динамические нагрузки, являющиеся источниками потенциальных отказов. Отказы клапанов могут проявляться в виде негерметичности корпусных деталей, различных соединений и затвора, различного рода повреждений, вплоть до полной потери способности к закрытию и открытию. Вместе с тем, обращение с горючим и пожароопасным природным газом способствует тому, что любой отказ или неисправность клапана могут стать причиной серьезных аварий. Данная проблематика усугубляется тем, что предохранительные клапаны должны работать достаточно длительное время с потенциально большим количеством циклов срабатывания, приводящих к естественному износу его элементов и сопутствующему росту рисков нарушения работоспособности [1, 2].

Учитывая высокую ответственность предохранительной арматуры, практический интерес представляет опытная оценка их ресурса с учетом фактических нагрузок, воздействующих на клапан. Традиционно проведение ресурсных испытаний предохранительных клапанов приходится на производителей. Это,

например, в условиях необходимости оценки реального остаточного ресурса, порождает дополнительные временные и логистические издержки и делает затруднительным процесс самостоятельного восстановления работоспособности клапанов, например, при замене уплотнительных элементов затвора. При этом важно, чтобы стенд был автоматизирован, так как подобные ресурсные испытания могут занимать от 800 циклов открытия закрытия и более, что, при ручном управлении, представляет нерациональную трату большого объема трудовых ресурсов, усугубляющуюся по мере роста количества испытываемых изделий [1, 2].

Несмотря на практическую ценность подобного решения, изобретения в данной области, описанные, например, в [3-6] и [7], охватывают лишь испытания клапанов по давлению настройки без обеспечения полноценного автоматизированного контролируемого срабатывания клапана в течение большого количества повторных циклов. В связи с этим, для решения задач исследования надежности пружинных предохранительных клапанов и определения потенциала их модернизации был разработан автоматизированный стенд для ресурсных испытаний на базе серийного стенда для испытаний и настройки торговой марки ПОБЕДИТ. Основой разрабатываемого стенда послужила стандартная конфигурация (рис. 1), включающая серийные испытательный гидравлический стенд серии С-1-250-10, пневмогидравлическую станцию СПГ-1 и компрессорный блок.



а б в

Рисунок 1. Комплектация стенда для настройки и пневмогидравлических испытаний пружинных клапанов прямого действия ПОБЕДИТ:
а - испытательный стенд С-1-250-10, б - пневмогидравлическая станция СПГ-1, в - компрессорный блок

В базовой конфигурации, управление процессом испытаний осуществляется в ручном режиме без возможности автоматической реализации цикла «открыто-закрыто», что, очевидно, не позволяет эффективно решать задачи проведения ресурсных испытаний. Для этого, стандартная конфигурация стенда была модифицирована под обеспечение возможности выполнения управляемого цикла открытия и закрытия клапана. Предложенная модификация включает выполнение двух гидравлических развязок: между пневмогидравлической станцией и испытательным стендом и непосредственно в обвязке испытательного стенда; в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 2. В развязку пневмогидравлической станции устанавливается пропорциональный клапан TESCOM 44-1366-2121-002, служащий для плавного регулирования давления в линии испытательного стенда. В

развязке испытательного стенда выполняется отвод со сбросом испытательной среды, перекрываемый пропорциональным регулятором давления, а перед развязкой устанавливается ресивер большого объема, служащий для сглаживания колебаний давления в гидравлической системе нагрузки испытываемого клапана. Все внедряемые регулирующие клапаны имеют электромеханическое пилотное управление с управляющими сигналами, задаваемыми быстродействующими универсальными ПИД-регуляторами МЕТАКОН-534 по данным обратной связи, формируемой датчиками давления устанавливаемыми в соответствующих линиях обвязки.

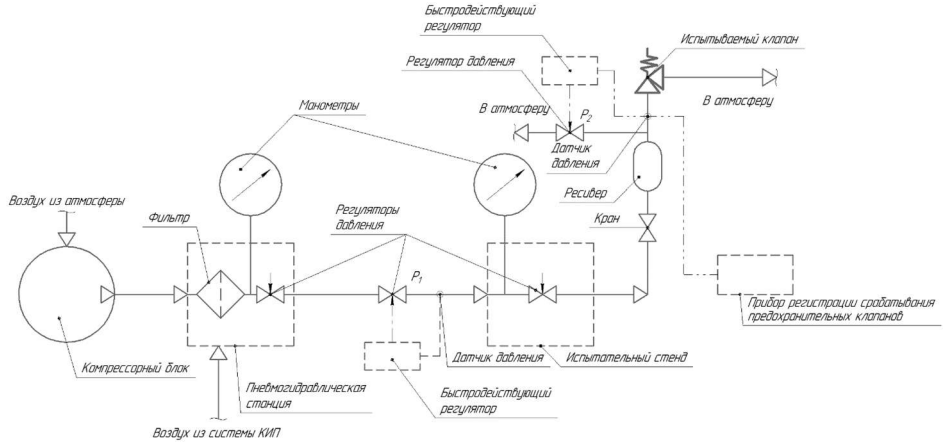


Рисунок 2. Принципиальная схема испытательной установки для ресурсных испытаний клапана в нормальном режиме

Работа модифицированного стенда организована следующим образом. В предлагаемой конфигурации компрессорный блок и пневмогидравлическая станция служат лишь для создания и поддержания требуемого давления, обеспечивающего гарантированное полное открытие клапана, в лини перед испытательным стендом, все штатные краны испытательного стенда при этом остаются открыты в течение всего времени испытаний. Испытания начинаются с моделирования открытия в плавном режиме: клапан P_2 находится в закрытом состоянии, а клапаном P_1 производится ступенчатое наращивание давления в линии нагрузки испытательного стенда, вплоть до достижения давления гарантированного открытия клапана. Предупреждение резкого падения давления в нагрузочной линии перед клапаном обеспечивается объемным ресивером. После полного открытия клапан продувается в течение 2 минут, для достижения устойчивого перепада давления, затем начинается цикл закрытия. Цикл закрытия осуществляется посредством одновременной работы клапанов P_1 и P_2 - первый работает на закрытие, второй, ступенчато, - на открытие. После полного стравливания давления клапан выдерживается в закрытом положении в течение 2 минут, выполняется закрытие клапана P_2 и цикл возобновляется. Характерная циклограмма управления работой клапанов-регуляторов приведена на рисунке 3. Отслеживание соответствующих моментов открытия и закрытия клапана осуществляется также в автоматическом режиме специальным прибором СЕЙТРОНИК ПГ10-1 или аналогичным им.

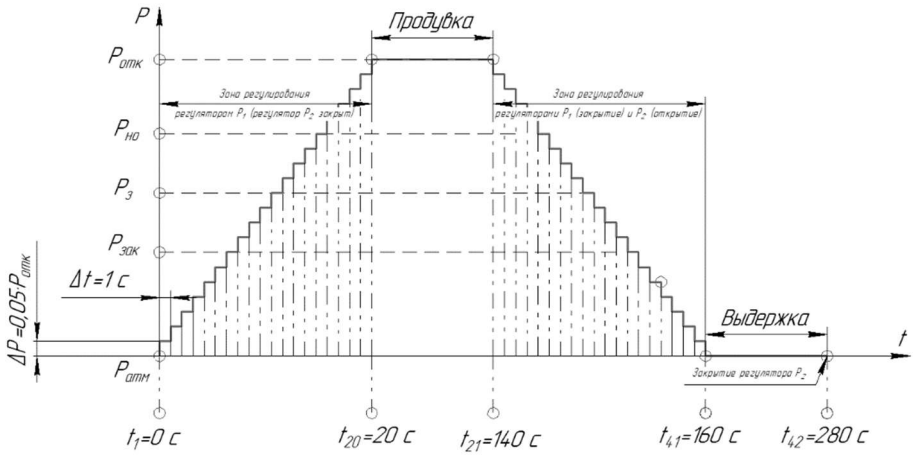


Рисунок 3. Совмещенная циклограмма настройки ПИД-регуляторов при моделировании работы предохранительного клапана в нормальном режиме:
P - уставка давления, t - уставка времени

Таким образом, предложенная конфигурация испытательного стенда позволяет выполнять многоцикловые ресурсные испытания пружинных предохранительных клапанов прямого действия с имитацией плавного роста давления в автоматическом режиме. Это достигается за счет совместной работы управляемых пропорциональных клапанов и настраиваемого универсального ПИД-регулятора. Внедрение предлагаемых решений на практике позволит выполнять настройку и ресурсные испытания предохранительных клапанов с давлением до PN100 и условным проходом до DN250 с инертными испытательными средами при выполнении работ по восстановлению деталей клапана или модификации непосредственно на базе эксплуатирующего предприятия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев Г. Г. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности. Справочник мастера по эксплуатации оборудования газовых объектов. Том 1: учебное пособие / Г. Г. Васильев, А. Н. Гульков, Ю. Д. Земенков. – МОСКВА; Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 608 с.
2. Кудашев С. В., Желтобрюхов В. Ф. Пожаровзрывобезопасность. Часть 2: учебное пособие. – Волгоград: Волгоградский государственный технический университет, 2022. – 120 с.
3. Патент РФ № 127915 Российская Федерация, МПК G01M 13/00. Стенд для испытания и настройки предохранительных клапанов / А. В. Фоминых, Г. И. Велин, В. С. Алексеев; патентообладатель ОАО «Российские железные дороги». – № 2012143824/28; заявл. 15.10.2012; опубл. 10.05.2013, Бюл. № 13. – 2 с.
4. Патент РФ № 162141 Российская Федерация, МПК G01M 3/26. Стенд для испытаний предохранительного клапана / И. Н. Лебедев, В. Н. Жуков, А. М. Юрасов, Н. А. Смирнов; патентообладатель АО «Опытное конструкторское бюро машиностроения имени И. И. Африкантова» (АО «ОКБМ Африкантов»). – № 2015142525/28; заявл. 06.10.2015; опубл. 27.05.2016, Бюл. № 15. – 2 с.

5. Патент РФ № 2671612 Российская Федерация, МПК G01F 1/20. Способ определения коэффициента расхода предохранительного клапана / А. В. Кузнецов, Л. Н. Архипов, П. Г. Васильев, Н. И. Резниченко, Д. А. Лебедев; патентообладатель АО «Машиностроительный завод «Армалит»». – № 2017139877; заявл. 16.11.2017; опубл. 02.11.2018, Бюл. № 31. – 10 с.
6. Патент РФ № 184543 Российская Федерация, МПК G01L 1/00. Устройство для проверки давления начала открытия сбросных пружинных предохранительных клапанов с ручным подрывом / А. Д. Баранов, А. А. Пятибрат, С. П. Дидур; патентообладатель ООО «Газпром трансгаз Ставрополь». – № 2018118496; заявл. 25.06.2018; опубл. 30.10.2018, Бюл. № 31. – 13 с.
7. Кшуманев С. В. Исследование и обеспечение динамического качества пружинных предохранительных клапанов пневмогидросистем железнодорожного транспорта: дисс. … канд. техн. наук. – Самара, 2005. – 194 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОЙ (ПОДПОРНОЙ) НАСОСНОЙ СТАНЦИИ ЗА СЧЕТ РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Е.М. Кукунин

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
e-mail: kukuninem@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается актуальная проблема повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли, в частности, на объектах магистральных нефтепроводов. Предложено техническое решение по модернизации системы отопления магистральной насосной станции (МНС) за счет использования тепловой энергии, выделяемой мощными электродвигателями насосных агрегатов (МНА). Описан принцип работы автоматизированной системы, основанной на рекуперации тепла, приведены результаты расчетного анализа времени расхолаживания помещения с учетом внутренних источников тепла и без них. Выполнена технико-экономическая оценка, показавшая значительное снижение потребления тепловой энергии от котельной и короткий срок окупаемости проекта менее одного отопительного сезона. Приведены результаты расчётов, данные натурных наблюдений, технические схемы.

Ключевые слова: энергосбережение, рекуперация тепла, магистральная насосная станция, электродвигатель, система отопления, тепловыделения, автоматизация, нефтегазовая отрасль.

Введение

Согласно данным Минэнерго РФ, в России эксплуатируется свыше 2000 нефтеперекачивающих станций, многие из которых расположены в регионах с суровым климатом (Сибирь, Дальний Восток, Северо-Запад). Это обуславливает высокие затраты на отопление производственных помещений, особенно насосных залов. При этом в самих зданиях эксплуатируются мощные электродвигатели (до 12

МВт), чьи тепловые потери традиционно считаются «паразитными», но могут быть эффективно использованы для компенсации теплопотерь здания.

Целью настоящей работы стало создание и апробация универсальной автоматизированной системы отопления, основанной на рекуперации тепла от МНА, с возможностью масштабирования.

Объекты исследования

В работе рассмотрены два объекта:

1. НПС «1», насосная - 4 электродвигателя 5АЗМВ 5000/6000 (5 МВт, КПД = 97,3 %).
2. НПС «2», насосная - идентичное оборудование, сопоставимые тепловые нагрузки.

Потребление тепловой энергии за отопительный период:

- НПС «1» - 273,5 Гкал;
- НПС «2» - 259 Гкал.

Тепловыделение одного двигателя: Потери = 5000 кВт × (1 - 0,973) ≈ 135 кВт, из которых ~108 кВт (80 %) поступают в помещение через систему самообдува.

Таким образом, при работе одного МНА вырабатывается за сезон до 458 Гкал тепла - более чем достаточно для покрытия теплопотерь здания.

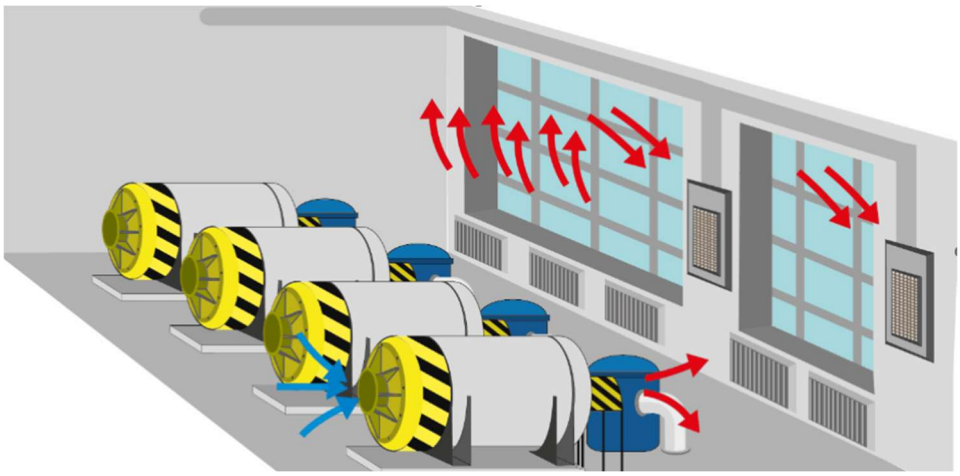


Рис.1 Движение воздуха внутри МНС при работе МНА

Принцип работы

Предлагаемая система представляет собой автоматизированный комплекс управления циркуляцией теплоносителя в системе отопления насосной. Алгоритм работы основан на поддержании температуры воздуха в помещении в заданном диапазоне путем периодического отключения и включения отопления от котельной.

1. Режим отключения отопления: при достижении температуры воздуха +18 °С система отопления отключается. Помещение начинает расхолаживаться. Однако процесс остывания замедляется за счет внутреннего источника тепла - работающих электродвигателей. Около 80% тепловых потерь от двигателя (≈108 кВт) посредством системы самообдува поступает в воздух помещения [3].

2. Режим включения отопления: когда температура в помещении опускается до +15 °C (выше точки росы для исключения конденсации влаги), система автоматически возобновляет циркуляцию теплоносителя от котельной.

Для подтверждения работоспособности предлагаемой системы были проведены натурные испытания:

1. При работающем отоплении и одном МНА: температура стабильно поддерживается в диапазоне 24-29 °C (см. Рис.2).
2. При отключённом отоплении, но работающем МНА: температура снижается медленно, удерживаясь выше 24 °C в течение 6-8 часов (см. Рис.3).

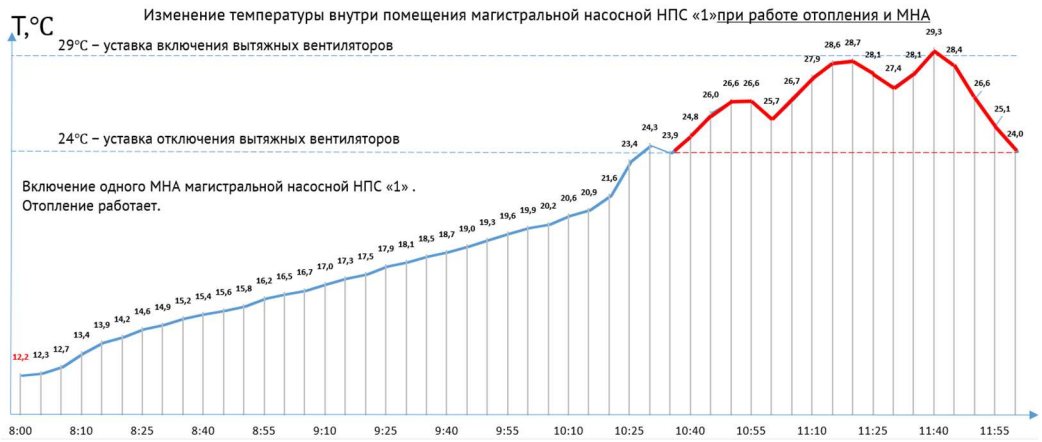


Рис. 2 Изменение температуры внутри помещения МНС НПС «1» при работе МНА и отопления

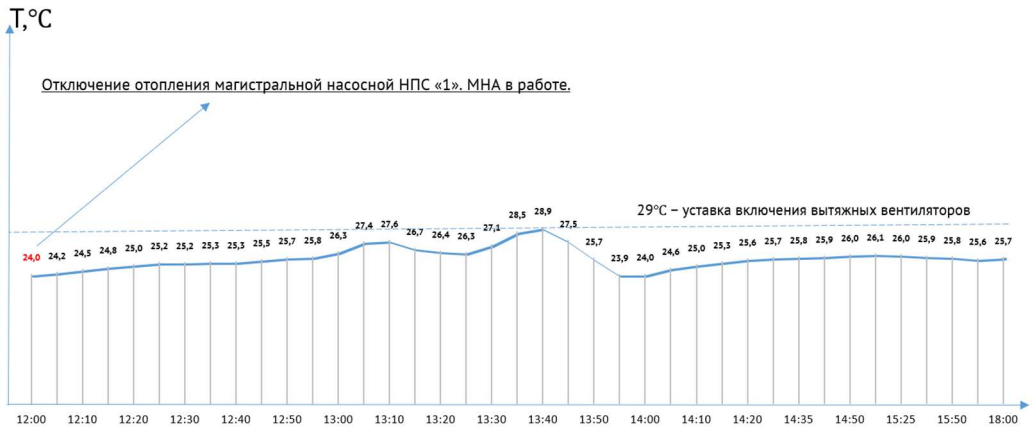


Рис. 3 Изменение температуры внутри помещения МНС НПС «1» при работе МНА, без отопления

Эти данные подтверждают, что в межсезонье (при средней температуре −3 °C) система рекуперации может полностью покрывать теплопотери, а зимой - существенно снижать частоту включения котельной.

Техническое решение

В результате эксперимента было применено 2 уровня автоматизации:

1. Базовый уровень (НПС «2»)
    - Взрывозащищённый терморегулятор УВТР-10Б.D.R (−30…+50 °C, маркировка 1ExdIICT5X);
    - Электромагнитные клапаны на подающей и байпасной линиях;
    - Простая логика: отключение отопления при 18 °C, включение при 15 °C.
2. Расширенный уровень (НПС «1»)
    - Применён программируемый логический контроллер ПЛК160 с аналоговыми и дискретными входами/выходами;
    - Взрывозащищённые датчики температуры с токовым выходом 4–20 мА;
    - Запорно-регулирующий клапан ЗРК KR311 с приводом BELIMO;
    - Возможность интеграции в АСУ ТП и дистанционного мониторинга.

Преимущества ПЛК-решения:

- Гибкая настройка температурных уставок;
- Учёт работы вытяжной вентиляции (отключение при 24 °C, включение при 29 °C);
- Адаптация к погодным условиям и режиму работы МНА.

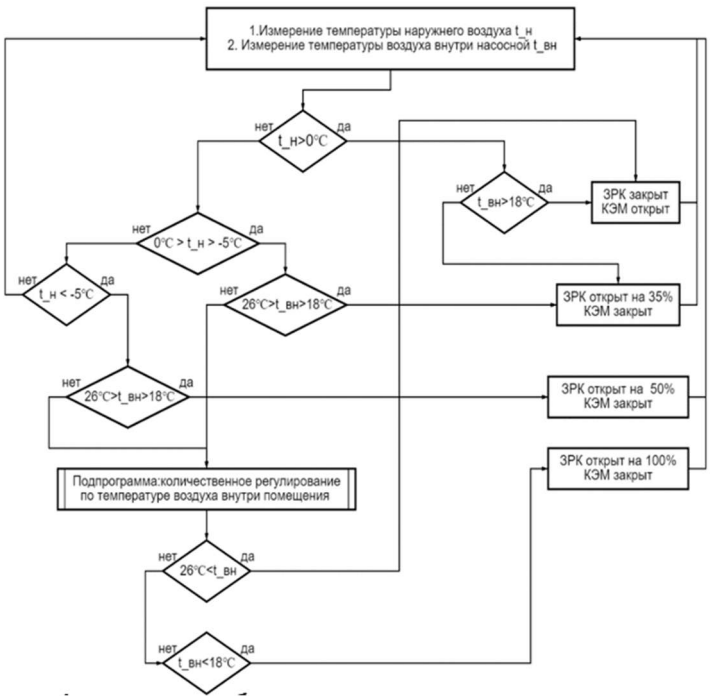


Рис.4 Алгоритм работы предлагаемой системы

Заключение

Разработанная система рекуперации тепловой энергии от электродвигателей МНА доказала свою высокую техническую и экономическую целесообразность. Ее внедрение на насосной станции «1», «2» позволяет:

1. Снизить годовое потребление тепловой энергии от котельной на 227 Гкал.
2. Сократить затраты на отопление примерно на 227 тысяч рублей в год.
3. Окупить капитальные вложения в размере 113 тысяч рублей за 0,5 года.

Предложенное решение является типовым и может быть масштабировано на другие насосные станции магистральных нефтепроводов, что вносит вклад в повышение энергоэффективности и снижение эксплуатационных расходов в нефтегазовой отрасли в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баженов М. И. Курс "Источники и системы теплоснабжения по направлению "Теплоэнергетика". – М.: МЭИ, 2006.
2. Ведомость выработки и распределения продукции вспомогательных производств по НПС за 2024 год.
3. Каталог и техническая документация на электродвигатель 5АЗМВ 5000/6000.
4. Альтшуль А.Д. Гидравлические потери на трение в трубопроводах. – М.: Недра, 1963.
5. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*.(ред. от 30.06.2023)
6. Данные о тарифах на тепловую энергию для исследуемых областей (открытые источники).

УДК 621.646.28

АНАЛИЗ ПРИЧИНЫ САМОПРОИЗВОЛЬНОГО ИЗМЕНЕНИЯ НАСТРОЙКИ СБРОСНОГО ПРУЖИННОГО ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОГО КЛАПАНА

В.А. Ладанов

Научный руководитель: В.К. Тян ,д.т.н., профессор

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Аннотация. Уход давления настройки сбросного пружинного предохранительного клапана может быть связан с повреждением пружины или деформацией уплотнения затвора. Эти причины требуют разных мер, а перенастройка способна скрыть повреждение пружины. В статье сопоставлены механизмы ухода давления и возможности существующих методов контроля. Анализ рассмотренных методов показывает, что проверка на месте установки и акустическая регистрация обнаруживают отклонение или его последствия, но не устанавливают причину. Состояние деталей непосредственно оценивается при ревизии с разборкой клапана. При достаточной точности измерений жёсткость пружины, определяемая по усилию и ходу штока без давления в системе, может служить признаком утонения проволоки.

Его применимость требует подтверждения, поэтому восстановление настройки не отменяет осмотра пружины и уплотнения при ревизии.

Ключевые слова: сбросной пружинный предохранительный клапан; давление настройки; пружина; коррозия; наводороживание; уплотнение затвора; контроль без демонтажа.

Сбросной пружинный предохранительный клапан (СППК) защищает сосуды и трубопроводы от недопустимого роста давления. Затвор удерживается на седле предварительно сжатой пружиной и открывается, когда сила давления среды превышает силу пружины. Давление настройки задаётся регулировочным винтом, изменяющим предварительное сжатие пружины.

Федеральные нормы требуют исключить произвольное изменение давления срабатывания. Регулировочный винт закрыт опломбированным колпаком, поэтому при целой пломбе его положение между проверками неизменно.

Причины ухода давления настройки

До открытия затвор находится в равновесии под действием силы давления среды и силы пружины. Без учёта веса подвижных деталей и трения давление настройки определяется жёсткостью пружины, её предварительным сжатием и площадью седла:

$$p_{\text{н}} = \frac{k * \delta}{A}\ \text{МПа}, \qquad (1)$$

где $p_{\text{н}}$ – давление настройки, МПа;

k – жёсткость пружины, Н/мм;

δ – предварительное сжатие пружины, мм;

A – площадь седла, мм^2.

При неизменном положении винта давление снижается из-за потери жёсткости пружины или уменьшения её фактического сжатия при смещении опор. Эти причины требуют разных мер.

В одном случае разрушение пружины из стали 50ХФА связано с повреждением покрытия и сульфидным растрескиванием. Состав и общая твёрдость соответствовали требованиям, но не отражали местного повреждения. В другом случае разрушение пружины той же стали вызвала низкотемпературная сероводородная коррозия с наводороживанием при повреждённом покрытии.

В клапане автоцистерны для сжиженного углеводородного газа коррозионный слой покрывал поверхность пружины. Требуемое давление начала открытия не достигалось даже при максимальной регулировке. При неизменных прочих параметрах жёсткость зависит от четвёртой степени диаметра проволоки, поэтому утонение снижает силу при том же сжатии. Однако снижение жёсткости остаётся предположением авторов, поскольку потерю диаметра и жёсткость они количественно не измеряли. При таком повреждении пружина подлежит замене.

При повторных срабатываниях остаточная деформация уплотнения затвора может уменьшать предварительное сжатие пружины. Стендовые испытания клапана с поликарбонатным уплотнителем показали снижение давления начала открытия за пределы допуска. Остаточной усадки пружины при разборке не обнаружено, а утечка оставалась допустимой. При этом механизме требуется ремонт уплотнительных поверхностей с сохранением пружины.

В рассмотренных вибрационных испытаниях затвор клапана с упругим уплотнением отрывался от седла при сохранённой статической настройке. Поэтому проверка давления настройки не заменяет контроль герметичности.

Утонение проволоки и осадка уплотнения дают одинаковое проявление, открытие при пониженном давлении. Перенастройка, если хватает запаса регулировки, возвращает давление в заданные пределы, но оставляет в клапане пружину с коррозионным повреждением.

УДК 621.646.28

ИДЕНТИФИКАЦИЯ КОРРОЗИОННОГО УТОНЕНИЯ ПРУЖИНЫ СБРОСНОГО ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОГО КЛАПАНА ПО ЕЁ ЖЁСТКОСТИ

В.А. Ладанов

Научный руководитель: В.К. Тян, д.т.н., профессор

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Аннотация. Отклонение давления настройки сбросного пружинного предохранительного клапана не позволяет различить коррозионное утонение проволоки пружины и деформацию уплотнения затвора. Перенастройка может восстановить давление, сохранив повреждённую пружину в эксплуатации. В статье рассматривается возможность различения этих причин по жёсткости и предварительному сжатию пружины при проверке без давления в системе. Расчёт для одного типоразмера связывает утонение проволоки с изменением жёсткости и показывает требования к точности измерений. При рассмотренных условиях принятая точность отдельных отсчётов не обеспечивает раннего обнаружения утонения. Точность сравнения с опорной проверкой новой пружины ограничивает применение признака при выборе между заменой пружины, ревизией уплотнения и разборкой клапана.

Ключевые слова: сбросной пружинный предохранительный клапан; давление настройки; жёсткость пружины; коррозионное утонение проволоки; проверка без демонтажа; проверка без давления в системе; эквивалентное утонение; погрешность измерения приращений.

Сбросной пружинный предохранительный клапан (СППК) удерживает затвор предварительно сжатой пружиной. Опломбированный колпак исключает вмешательство в настройку, но не изменение сжатия. Давление настройки снижается при деформации уплотнения или коррозионном утонении проволоки. Проверка на месте установки обнаруживает отклонение, но не устанавливает причину, от которой зависит выбор ремонта.

Переносное устройство записывает усилие и перемещение штока. К. Кадич и соавторы отмечают возможность оценки состояния пружины по этим кривым, но не предлагают критерия. И. Б. Ахмадуллин и соавторы определяют жёсткость статической градуировкой грузами, проверенной на модельном осцилляторе. В статье рассматривается расчётный признак утонения по жёсткости и требование к точности его измерения.

Объект расчёта и допущения

Расчёт выполнен для клапана СППК4Р DN 50 PN 16 с пружиной № 105. Исходные характеристики приведены в таблице 1. Клапан предназначен для некоррозионных сред. Утонение рассматривается как сценарий повреждения при попадании воды и сероводорода к пружине, аналогичный описанному для клапана автоцистерны.

Таблица 1 – Исходные характеристики пружины № 105 и седла клапана СППК4Р DN 50

Параметр	Обозначение	Значение
Диаметр проволоки	d	8 мм
Жёсткость	k	20 Н/мм
Площадь седла по наименьшему проходному сечению	A	7,06 см^2
Диапазон настройки	–	0,6–1,0 МПа

Площадь седла составляет 706 мм^2. Давление настройки 1,0 МПа принято по верхней границе диапазона как проектное допущение. Проверка без давления в системе выполняется на смонтированном клапане. Без учёта веса подвижных деталей и трения давление настройки определяется по формуле:

$$p_{\text{н}} = \frac{F}{A}\ \text{МПа}, \qquad (1)$$

где $p_{\text{н}}$ – давление настройки, МПа;

F – сила пружины в момент начала подъёма затвора, Н;

A – площадь седла, мм^2.

Для принятого давления сила пружины составляет:

$$F = p_{\text{н}} * A = 1{,}0 * 706 = 706\ \text{Н}.$$

Предварительное сжатие определяется по формуле:

$$\delta = \frac{F}{k} = \frac{706}{20} = 35{,}3\ \text{мм}, \qquad (2)$$

где δ – предварительное сжатие пружины, мм;

k – жёсткость пружины, Н/мм.

Расчёт опирается на допущения:

– утонение проволоки равномерно по её поверхности;

– средний диаметр пружины, число рабочих витков и модуль сдвига материала при утонении не изменяются;

– жёсткость при прочих равных параметрах пропорциональна четвёртой степени диаметра проволоки;

– силы трения в направляющих штока постоянны на участке измерения;

– при проверке без давления в системе поток среды отсутствует.

Эти условия позволяют различать снижение жёсткости и уменьшение предварительного сжатия. При деформации уплотнения или осадке пружины сжатие уменьшается без изменения жёсткости.

Утонение проволоки и давление настройки

Равномерное утонение на величину h уменьшает диаметр проволоки на удвоенную величину утонения. При неизменном положении опломбированного регулировочного винта и постоянном сжатии отношение давлений определяется по формуле:

$$\frac{p'}{p} = \frac{k'}{k} = \left(1 - \frac{2*h}{d}\right)^4, \qquad (3)$$

где $\frac{p'}{p}$ – отношение давления настройки после утонения к исходному;

$\frac{k'}{k}$ – отношение жёсткости утонённой пружины к исходной,;

h – утонение проволоки, равное уменьшению её радиуса, мм;

d – исходный диаметр проволоки, мм.

УДК 621.642.07; 620.192

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА ПРИ НЕИЗВЕСТНОЙ ИСХОДНОЙ ТОЛЩИНЕ ЛИСТА

И.Е. Беспалов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: ilya.bespalov2016@yandex.ru

Аннотация. По скорости коррозии стенки резервуара назначают срок следующего обследования, когда резервуар обслуживают по фактическому состоянию. Находят ее по ультразвуковым замерам толщины. Расчет для стенки резервуара Якутской нефтебазы показывает, что при неизвестной исходной толщине листа один только допуск на толщину создает неопределенность, сравнимую с самой скоростью. По одной серии измерений нельзя отделить потерю металла от исходного отклонения листа. Из модели двух замеров в одних и тех же отмеченных точках следует наименьший срок между ними, при котором ошибка оценки не превышает заданной доли скорости. При погрешности 0,1 мм и действующих интервалах обследования такая точность достижима лишь при быстрой коррозии. Для медленной коррозии требуется нулевой замер или больше точек, иначе действующий интервал разумно сохранить.

Ключевые слова: резервуар; стальная стенка; скорость коррозии; ультразвуковая толщинометрия; допуск толщины листа; неопределенность измерения; интервал обследования; нулевой замер; число точек замера.

Стенку действующего резервуара обследуют ультразвуковой толщинометрией, и по измеренной толщине оценивают скорость коррозии. Эта скорость определяет остаточный ресурс и срок следующего обследования при обслуживании по фактическому состоянию, на которое предлагается переходить от планово-предупредительного [1].

Резервуары обычно обследуют раз в 3–7 лет [2]. Экспертиза промышленной безопасности предусматривает диагностирование раз в 5 лет [3], а в Казахстане детальное обследование выполняют раз в 8 лет [4]. Полное диагностирование возможно только после вывода резервуара из эксплуатации, дегазации и зачистки [5]. Отсюда понятно стремление удлинять интервал между обследованиями.

Если исходную толщину листов не измеряли, как у резервуара в работе [6], потерю металла отсчитывают от номинальной толщины. Но лист в пределах допуска бывает и тоньше, и толще номинала, поэтому по одному замеру не различить коррозионную потерю и заводское отклонение толщины. Эту неопределенность оценивает расчет по двенадцати замерам стенки резервуара РВС-5000 Якутской нефтебазы [6]. Из него же следует, сколько лет должно разделять два замера, чтобы скорость коррозии была известна с нужной точностью.

Скорость коррозии по однократному замеру толщины

Резервуар введен в эксплуатацию в 1981 г. для хранения авиакеросина ТС-1, стенка выполнена из стали 09Г2С номинальной толщиной 8 мм [6]. Толщину стенки измеряли в июле 2003 г. на 12 уровнях от 25 до 410 мм над основанием с шагом 35 мм. Измеренные толщины составили 6,51; 6,54; 6,55; 6,57; 6,64; 6,65; 6,74; 6,74; 6,76; 6,75; 6,74 и 6,66 мм [6]. Их среднее равно:

$$\bar{t} = \frac{79{,}85}{12} = 6{,}654 \text{ мм}.$$

Замеры выполнены в нижней части первого пояса, поэтому расчет характеризует его коррозию. От ввода в августе 1981 г. до замера в июле 2003 г. прошло 21,9 года [6]. Расчет предполагает линейное утонение стенки и постоянную скорость коррозии, равную средней за срок службы. Средняя скорость коррозии при известной исходной толщине листа определяется по формуле:

$$v = \frac{t_0 - t}{\tau} \text{ мм/год}, \quad (1)$$

где v – средняя скорость коррозии за срок службы, мм/год;

t_0 – исходная толщина листа, мм;

t – измеренная толщина, мм;

τ – срок службы к замеру, лет.

Скорость от номинальной толщины для наибольшей измеренной толщины 6,76 мм составляет:

$$v = \frac{8 - 6{,}76}{21{,}9} = 0{,}0566 \text{ мм/год}.$$

Для наименьшей измеренной толщины 6,51 мм скорость равна:

$$v = \frac{8 - 6{,}51}{21{,}9} = 0{,}0680 \text{ мм/год}.$$

Обработку этих же замеров в работе [6] осложняет неизвестная исходная толщина листов. Начальный профиль толщины задан параболой и восстановлен вместе с параметрами коррозии решением обратной задачи. Модель опирается на одну серию замеров. Скорость от номинала дает одно число без оценки его точности. Ошибка исходной толщины в десятую долю миллиметра уже заметно меняет параметры модели [6].

Влияние допуска листа на скорость коррозии

Толщина листа в пределах допуска лежит от 7,2 до 8,2 мм [6]. Ширина интервала возможных скоростей, обусловленная допуском исходной толщины, определяется по формуле:

$$\Delta v_д = \frac{t_{0max} - t_{0min}}{\tau} \text{ мм/год}, \quad (2)$$

где $\Delta v_д$ – ширина интервала возможных скоростей от допуска, мм/год;

t_{0max} – исходная толщина по верхней границе допуска, мм;

t_{0min} – исходная толщина по нижней границе допуска, мм.

$$\Delta v_{\text{д}} = \frac{8{,}2-7{,}2}{21{,}9} = 0{,}0457 \text{ мм/год.}$$

Отношение этой ширины к оценке скорости от номинала для наибольшей измеренной толщины равно:

$$\frac{\Delta v_{\text{д}}}{v} = \frac{8{,}2-7{,}2}{8-6{,}76} = 0{,}806.$$

Для наименьшей измеренной толщины это отношение равно:

$$\frac{\Delta v_{\text{д}}}{v} = \frac{8{,}2-7{,}2}{8-6{,}51} = 0{,}671.$$

Отношение ширины интервала к оценке от номинала достигает 80,6 % и 67,1 %. Скорости для наименьшей и наибольшей измеренной толщины и при средней по уровням толщине приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Скорость коррозии при разной исходной толщине листа

Высота над основанием, мм	Толщина, мм	Скорость от номинала, мм/год	При исходной 7,2 мм, мм/год	При исходной 8,2 мм, мм/год	Отношение верхней граничной скорости к нижней
25	6,51	0,0680	0,0315	0,0772	2,45
305	6,76	0,0566	0,0201	0,0658	3,27
При средней толщине	6,654	0,0615	0,0249	0,0706	2,83

Отношение верхней граничной скорости к нижней растет вместе с измеренной толщиной. Значит, на всех двенадцати уровнях оно заключено между 2,45 и 3,27, то есть между значениями для уровней 25 и 305 мм из таблицы 1. Для средней толщины полоса возможных скоростей так же широка. Если у всех точек одно и то же неизвестное отклонение исходной толщины, усреднение его не убирает. Расхождение истинной скорости с оценкой от номинала в обе стороны выражают два отношения. Срок службы входит в числитель и знаменатель каждого из них и сокращается, поэтому отношения зависят только от толщин:

$$k_{\text{в}} = \frac{t_{0max}-t}{t_{\text{ном}}-t}; \quad (3)$$

$$k_{\text{н}} = \frac{t_{\text{ном}}-t}{t_{0min}-t}, \quad (4)$$

где $k_{\text{в}}$ – отношение наибольшей возможной скорости к оценке от номинала, безразмерная величина;

$k_{\text{н}}$ – отношение оценки от номинала к наименьшей возможной скорости, безразмерная величина;

$t_{\text{ном}}$ – номинальная толщина листа, мм.

$$k_{\text{в}} = \frac{8{,}2-6{,}51}{8-6{,}51} = 1{,}134;$$

$$k_{\text{в}} = \frac{8{,}2-6{,}76}{8-6{,}76} = 1{,}161;$$

$$k_{\text{н}} = \frac{8-6{,}51}{7{,}2-6{,}51} = 2{,}16;$$

$$k_{\text{н}} = \frac{8-6{,}76}{7{,}2-6{,}76} = 2{,}82.$$

Истинная скорость может быть выше оценки от номинала в 1,134–1,161 раза, то есть на 13,4–16,1 %, или ниже ее в 2,16–2,82 раза. Произведение $k_{\text{в}}$ и $k_{\text{н}}$ дает отношение верхней граничной скорости к нижней из последнего столбца таблицы 1.

Остаточный срок службы находят делением запаса толщины на скорость. Пока стенка толще браковочного значения, границы этого срока различаются в те же 2,45–

3,27 раза. Расчеты по данным диагностирования ведут от фактической толщины, например 9,7 мм при проектных 10 мм у поясов РВС-10000 [7]. Какая доля недостающих 0,3 мм приходится на коррозию, по такому замеру не определить. Не помогает и MFL-сканирование. Оно оценивает текущее состояние металла, но исходную толщину не восстанавливает, а на четырех листах днища его результаты разошлись с ультразвуковыми на 15–147 % [8].

Итак, при неизвестной исходной толщине скорость коррозии стенки известна лишь с точностью до полосы, ширина которой сравнима с самой скоростью. Назвать остаточный ресурс одним числом по такой оценке нельзя, и при принятых допущениях его указывают диапазоном.

Срок между замерами для оценки скорости коррозии

Модель включает два замера в одних и тех же отмеченных точках, погрешность каждого из них не превышает $\pm\delta$. Для ультразвукового толщиномера с учетом повторной установки датчика в ту же точку расчет принимает $\delta = 0{,}1$ мм. Ошибка исходной толщины такой величины уже заметно меняет параметры модели коррозии [6]. Предельная ошибка скорости при двух замерах составляет:

$$\Delta v_з = \frac{2\delta}{T} \text{ мм/год}, \quad (5)$$

где $\Delta v_з$ – предельная ошибка скорости от погрешности замеров, мм/год;

δ – предельная погрешность замера толщины в точке, мм;

T – срок между двумя замерами, лет.

Если бы нулевой замер был выполнен при вводе резервуара в 1981 г., предельная ошибка скорости к замеру 2003 г. составила бы:

$$\Delta v_з = \frac{2*0{,}1}{21{,}9} = 0{,}00913 \text{ мм/год}.$$

Ширина интервала возможных скоростей при нулевом замере составляет:

$$2\Delta v_з = \frac{4*0{,}1}{21{,}9} = 0{,}0183 \text{ мм/год}.$$

Отношение ширины интервала от допуска к этой величине равно:

$$\frac{\Delta v_д}{2\Delta v_з} = \frac{8{,}2-7{,}2}{4*0{,}1} = 2{,}5.$$

Нулевой замер сужает интервал возможных скоростей в 2,5 раза для рассмотренного резервуара. Требуемая точность оценки скорости задается условием $\frac{\Delta v_з}{v} \le \varepsilon$.

Из этого условия следует минимальный срок между замерами:

$$T \ge \frac{2\delta}{\varepsilon v} \text{ лет}, \quad (6)$$

где ε – допустимая относительная ошибка скорости, безразмерная величина.

При допустимой относительной ошибке 0,2 минимальный срок принимает вид:

$$T \ge \frac{10\delta}{v} \text{ лет}.$$

Для скоростей 0,05, 0,1 и 0,2 мм/год подстановка дает требуемые сроки:

$$T \ge \frac{10*0{,}1}{0{,}05} = 20 \text{ лет};$$

$$T \ge \frac{10*0{,}1}{0{,}1} = 10 \text{ лет};$$

$$T \ge \frac{10*0{,}1}{0{,}2} = 5 \text{ лет}.$$

Усреднение по нескольким точкам предельную ошибку не уменьшает, поскольку погрешности отдельных замеров могут совпасть по знаку. Тогда ошибка средней скорости останется такой же, как по формуле (5). Иначе ведет себя

среднеквадратическая ошибка. Она уменьшается в $\sqrt{N}$ раз, если погрешности замеров случайны, имеют нулевое среднее и независимы между точками и сериями, а коррозия в пределах зоны равномерна. Среднеквадратическая погрешность одного замера не превышает δ, так что формула (7) дает консервативный срок, после которого среднеквадратическая ошибка средней скорости остается в пределах доли ε от скорости:

$$T \geq \frac{2\delta}{\varepsilon v\sqrt{N}} \text{ лет,} \qquad (7)$$

где N – число точек замера в зоне, безразмерная величина.

Систематическое смещение, общее для всей серии замеров, усреднением не снимается, и разность смещений двух серий целиком входит в ошибку скорости. Чтобы эту разность ограничить, обе серии выполняют при сопоставимой настройке прибора и установке датчика. Модельное сравнение ведется для пяти точек, так как не менее пяти замеров на лист выполняли в обследовании [9].

На рисунке 1 по формулам (6) и (7) построен требуемый срок в зависимости от скорости коррозии для одной и для пяти точек. Горизонтальные линии отмечают интервал экспертизы 5 лет [3] и наибольший интервал 12 лет из примера Казахстана [4]. Вертикальные линии ограничивают диапазон оценок скорости от номинала для стенки рассмотренного резервуара [6]. Отдельная точка соответствует днищу, где скорость около 1 мм/год [2].

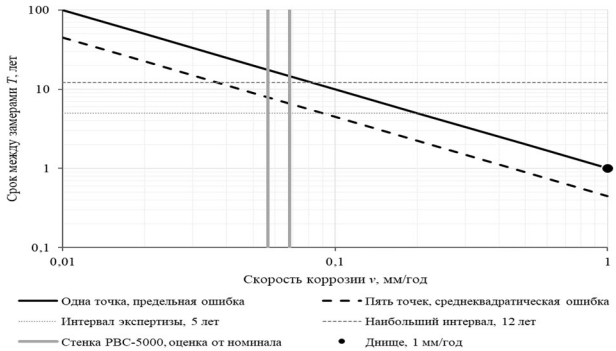


Рисунок 1 – Расчетный срок между замерами толщины при ошибке скорости коррозии 20 % по двум критериям

Для оценок скорости от номинальной толщины 0,0566–0,0680 мм/год формула (6) дает модельные сроки:

$$T \geq \frac{10*0{,}1}{0{,}0680} = 14{,}7 \text{ лет;}$$

$$T \geq \frac{10*0{,}1}{0{,}0566} = 17{,}7 \text{ лет.}$$

По пяти точкам зоны при среднеквадратическом критерии срок сокращается до:

$$T \geq \frac{10*0{,}1}{0{,}0680\sqrt{5}} = 6{,}6 \text{ лет;}$$

$$T \geq \frac{10*0{,}1}{0{,}0566\sqrt{5}} = 7{,}9 \text{ лет.}$$

Срок по пяти точкам превышает пятилетний интервал экспертизы [3], но укладывается в восьмилетний интервал детального диагностирования, принятый в Казахстане [4]. За пятилетний интервал [3] предельная ошибка не превышает 20 % по одной точке для скоростей от 0,2 мм/год и среднеквадратическая ошибка по пяти точкам для скоростей от 0,0894 мм/год. Пороговые скорости дают формулы (6) и (7):

$$v \geq \frac{10*0,1}{5} = 0,2 \text{ мм/год};$$
$$v \geq \frac{10*0,1}{5\sqrt{5}} = 0,0894 \text{ мм/год}.$$

Для днища, где углеродистая сталь корродирует примерно на 1 мм/год [2], формула (6) дает срок:

$$T \geq \frac{10*0,1}{1} = 1 \text{ год}.$$

Расчет показывает, через сколько лет толщинометрия даст скорость с заданной точностью, но когда обследовать резервуар, он сам по себе не решает. С погрешностью 0,1 мм за действующие интервалы надежно оценивается только быстрая коррозия. Медленную за такие сроки не уловить, и без нулевого замера или дополнительных точек действующий интервал сохраняют. Продлевать интервал лишь потому, что скорость удалось измерить, тоже нельзя, поскольку быстрая коррозия быстрее расходует и запас толщины.

Нулевой замер и число точек в программе обследования

Расчет и рассмотренные работы подсказывают, как строить программу обследования резервуара:

– нулевой замер в отмеченных точках снимает неопределенность исходной толщины;

– точки замера привязывают к поясам и секторам стенки, как в цифровой тени [1];

– в зоне равномерной коррозии берут больше точек, что сокращает требуемый срок в $\sqrt{N}$ раз по среднеквадратическому критерию, и толщинометрия с дронов без лесов удешевляет дополнительные замеры [10];

– без нулевого замера дополнительные точки снижают лишь случайную погрешность, но не общее отклонение исходной толщины листа;

– пока скорость медленной коррозии не уточнена по накопленным замерам, интервал обследования не продлевают;

– участки коррозии сначала ищут MFL-сканированием или направленными волнами, и лишь потом толщину в них измеряют ультразвуком [8, 11];

– локальную коррозию по средним значениям не оценивают, поскольку на обследованных днищах глубина потери металла достигала 19–100 % [12];

– между обследованиями утонение днища можно отслеживать магнитным датчиком, хотя чувствительность у него ограничена [2].

Отправной точкой программы служит ожидаемая скорость коррозии каждого элемента, поскольку от нее зависят и число точек, и срок между замерами. Днищу со скоростью около 1 мм/год хватает года между замерами, а стенке рассмотренного резервуара по одной точке нужно 14,7–17,7 лет.

Заключение

Скорость коррозии, вычисленная от номинальной толщины, не точное число, а одна точка внутри широкой полосы. Для стенки резервуара РВС-5000 с допуском листа 7,2–8,2 мм границы этой полосы различаются в 2,45–3,27 раза. Виной тому исходное отклонение толщины, которое в одной серии замеров неотличимо от коррозионной потери. Поэтому и остаточный ресурс по такой скорости указывают диапазоном.

Достоверную оценку при линейном утонении дают два замера одних и тех же отмеченных точек, но только если между ними прошло достаточно времени. Чтобы при погрешности 0,1 мм предельная ошибка скорости не превысила 20 %, для 0,05

мм/год нужно 20 лет, а для 0,2 мм/год достаточно 5. Значит, пятилетнего интервала одной точке хватает лишь начиная с 0,2 мм/год. Пять точек в зоне равномерной коррозии сокращают срок более чем вдвое, если судить по среднеквадратической ошибке.

Прежде чем продлевать интервал по фактическому состоянию, срок между замерами сверяют с ожидаемой скоростью коррозии. Так резервуар с медленной коррозией выявляется до решения о продлении, а не после него. Нулевой замер стоит делать при вводе резервуара и после ремонта в отмеченных точках с записанными координатами, и тогда следующий замер покажет скорость без влияния допуска листа. Если срок мал, интервал оставляют прежним.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белов Д. А., Иванов В. А., Земенкова М. Ю. Цифровизация при контроле технического состояния резервуаров для нефтепродуктов в системе обеспечения промышленной безопасности // Тюменский научный журнал. – 2025. – № 4 (8). – С. 32 – 37. – DOI: 10.24412/3034-154X-2025-4-32-37.
2. Аль-Джарах А., Вахдати Н., Батт Х. Магнитный датчик обнаружения внутренней коррозии надземных резервуаров для хранения нефти // Сенсорс. – 2021. – Т. 21, № 7. – Ст. 2457. – DOI: 10.3390/s21072457.
3. Иванов А. Р., Большев К. Н. Автоматизированная система мониторинга технического состояния резервуаров // Наука и техника в Якутии. – 2021. – № 2 (41). – С. 23 – 26. – DOI: 10.24412/1728-516X-2021-2-23-26.
4. Уалиева Ж., Мирзоев А. Оптимизация интервалов повторных проверок надземных стальных резервуаров для хранения с использованием подхода, основанного на оценке риска, и полного сканирования дна резервуара // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2025. – Т. 7, № 4. – С. 59 – 71. – DOI: 10.54859/kjogi108863.
5. Киселев М. А., Каримов И. Р., Дусалимов М. Э., Хасанов И. И., Кантемиров И. Ф. Анализ систем мониторинга технического состояния вертикальных стальных резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. – № 5 – 6. – С. 32 – 42. – DOI: 10.24412/0131-4270-2022-5-6-32-42.
6. Аммосов Г. С., Иванов Д. С., Корнилова З. Г. Коррозия вертикальных резервуаров, эксплуатирующихся на Севере // EURASTRENCOLD-2025 : сб. тр. – 2025. – № 1. – С. 113 – 117. – DOI: 10.24412/cl-37460-2025-1-113-117.
7. Тян В. К., Комаров П. А. Индивидуальный подход к ремонту поясов резервуара индустриального изготовления // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2023. – № 1. – С. 29 – 34. – DOI: 10.24412/0131-4270-2023-1-29-34.
8. Кахуль Х., Хеллас М. С., Зерруки Х. [и др.] Комплексный подход к риск-ориентированному обследованию для повышения технологической безопасности резервуаров для хранения углеводородов // Сайентифик Рипортс. – 2026. – Статья в печати. – DOI: 10.1038/s41598-026-64995-7.
9. Стойческу А. А., Рипяну Р. Г., Тэнасе М., Илинкэ К. Н., Тоадер Л. Многофакторный анализ дефектов резервуаров для хранения нефти: влияние на работоспособность конструкции и безопасность // Процессес. – 2025. – Т. 13, № 8. – Ст. 2575. – DOI: 10.3390/pr13082575.

10. Стойческу А. А., Рипяну Р. Г., Тэнасе М., Тоадер Л. Современные методы и технологии оценки состояния резервуаров для хранения: комплексный обзор // Материалс. – 2025. – Т. 18, № 5. – Ст. 1074. – DOI: 10.3390/ma18051074.
11. Виноградов С., Акимов Н., Кобб А., Фишер Дж. Скрининговый контроль коррозии стенок и днищ резервуаров с помощью решетки магнитострикционных преобразователей направленных волн // Сенсорс. – 2026. – Т. 26, № 4. – Ст. 1253. – DOI: 10.3390/s26041253.
12. Уалиев Д. А., Мирзоев А. Оценка целостности днищ резервуаров на основе продвинутого сканирования MFL/ET: пример применения в Казахстане // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2026. – Т. 8, № 1. – С. 55 – 65. – DOI: 10.54859/kjogi108864.

УДК 620.98

КЛАССИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

А.И. Бухтояров, А.А. Афиногентов

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
г. Самара, Россия
e-mail: Bux.aleksey2011@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные виды автономных источников энергоснабжения, применяемых при проектировании магистральных и распределительных газопроводов.

Ключевые слова: энергоснабжение, автономное энергоснабжение, автономные источник энергоснабжения, магистральные газопроводы, распределительные газопроводы.

Главным поставщиком природного газа на территории Российской Федерации является глобальная энергетическая компания ПАО «Газпром». Основными направлениями деятельности компании является геологоразведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация газа, газового конденсата и нефти, реализация газа в качестве моторного топлива, а также производство и сбыт тепло- и электроэнергии.

В 2021 году в рамках реализации новой модели газификации страны введен институт Единого оператора газификации (ЕОГ), которым стала структура Группы «Газпром межрегионгаз» — ООО «Газпром газификация».

Между 72 субъектами России и ПАО «Газпром» были подписаны и реализованы Программы развития газоснабжения и газификации регионов со сроком действия по 2025 года.

В рамках реализации пятилетних программ с 2021 года по 2024 год в России построено более 16 тыс. км сетей газораспределения, что позволило газифицировать около 1,8 тыс. населенных пунктов, создать возможность подключения к газу для более чем 283 тыс. домовладений и свыше 1,3 тыс. котельных.

На текущий момент между субъектами России и ПАО «Газпром» подписаны новые Программы развития газоснабжения и газификации регионов со сроком действия по 2030 год.

Кроме того, в соответствии с поручением Президента Российской Федерации Владимира Путина от 2 мая 2021 года осуществляются работы в рамках догазификации (подведение газа до границ земельного участка в газифицированных населенных пунктах без привлечения средств граждан).

Таким образом, основными направлениями деятельности в области газификации регионов являются:

- дальнейшее развитие газоснабжения и газификации регионов РФ, направленное на достижение к 2030 году 100% технически возможного уровня газификации субъектов РФ, удовлетворение платежеспособного спроса на газ, улучшение бытовых условий и повышение уровня комфорта жителей страны, в том числе в сельской местности, и рост экономического потенциала и инвестиционной привлекательности субъектов РФ;
- догазификация домовладений, социальных объектов и домов в садоводствах в газифицированных населенных пунктах;
- газификация и газоснабжения регионов Дальнего Востока и южных регионов России.

Формирование тех или иных инвестиционных программ, направленных на строительство как магистральных, так и распределительных газопроводов (в том числе, например, по Программе газификации регионов РФ), осуществляется с учетом экономической целесообразности их реализации и дальнейшей эксплуатации. В частности, это актуально как при строительстве магистральных газопроводов, расположенных далеко от освоенных человеком территорий, так и при строительстве распределительных газопроводов, необходимых для газификации удаленных объектов (населенных пунктов, предприятий и т. п.).

Зачастую для подобных объектов характерно отсутствие в пределах досягаемости развитой системы инженерных коммуникаций или выполнение мероприятий по подключению к ним экономически нецелесообразно.

Одной из основных задач, решаемых в рамках выполнения проектно-изыскательских работ на магистральных и распределительных газопроводах, является обеспечение бесперебойного электроснабжения оборудования, входящего в состав линейной части газопровода.

Основными линейными (вдольтрассовыми) потребителями магистральных/распределительных газопроводов являются:

5. средства электрохимической защиты (ЭХЗ);
6. контролируемые пункты линейной телемеханизации (КПТМ);
7. оборудование технологической связи;
8. средства контрольно-измерительных приборов и автоматики;
9. газораспределительные станции (ГРС);
10. узлы редуцирования газа (УРГ);
11. узлы приема-запуска очистных устройств (УПЗОУ);
12. узлы подключения (УП) и др.

Согласно СТО Газпром 2-6.2-1-149-2007 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром» по надежности электроснабжения вдольтрассовые потребители в целом относятся ко 2-й категории, но следует отдельно выделить потребителей 1 категории электроснабжения – контролируемые пункты линейной телемеханики.

При построении схем электроснабжения линейных потребителей газопроводов следует учитывать следующие их особенности:

1. протяженность газопроводов;
2. рассредоточенность потребителей по трассе газопровода и небольшие нагрузки линейных потребителей;
3. удаленность от существующих внешних источников электроснабжения [1].

Основные принципы построения схем электроснабжения линейных (вдольтрассовых) потребителей.

Надежность схем электроснабжения линейных потребителей является главным фактором, обеспечивающим стабильное и безаварийное состояние газотранспортных систем.

Современные схемы электроснабжения линейных потребителей магистральных газопроводов проектируются в соответствии с тремя основными вариантами.

Вариант 1. Централизованное электроснабжение от вдольтрассовой ВЛ-6(10) кВ, получающей питание от распределительных устройств компрессорных станций (КС) или распределительных сетей ПС 110/10; 35/10 кВ. Требование по категорийности обеспечиваются установкой в линии автоматизированных секционирующих пунктов (СП) и пунктов автоматического ввода резерва (АВР).

Данные схемы отличаются относительной надежностью, возможностью дистанционного управления, гибкостью алгоритма управления, ресурсом до 50 лет, но имеют существенный недостаток – высокая стоимость строительства и подключения ЛЭП.

Вариант 2. Комбинированная система электроснабжения с питанием от внешних источников (сетей МРСК) в районе размещения линейных потребителей, с установкой понижающей трансформаторной подстанцией 6(10)/0,4 кВ. Требования по категорийности надежности электроснабжения обеспечивается установкой на площадке автономного источника на базе дизельных электростанции, парогазогенераторы, ветротепловых электроснатнций, микротурбин и пр.

Именно комбинированные схемы электроснабжения наиболее предпочтительны сегодня для линейных потребителей, т.к. обладают достаточной надежностью и гибкостью, обеспечивая работу всех установок независимо от наличия топливного газа и сохраняя оптимальную протяженность питающих ВЛ-6(10) кВ.

Вариант 3. В районе размещения площадок линейных потребителей, где отсутствуют ВЛ 6(10) кВ, применяются полностью автономные системы, например: основным источником электроснабжения является парогазогенераторы, резервным источником могут выступать дизельные электростанции и другие источники.

Схемы электроснабжения распределительных газопроводов проектируются по аналогичным принципам, но с учетом меньшей протяженности самих

газопроводов, а также состава и технологических особенностей линейных потребителей [1].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Новые системы автономного электроснабжения со стабилизированными энергоисточниками для линейных потребителей нефтегазопроводов [Электронный ресурс] URL: https://сферанефтьигаз.рф/tcn-nn/;
2. Автономные источники электроснабжения [Электронный ресурс] URL: https://voltsbattery.ru/statii/avtonomnye-istochniki-elektrosnabzheniya/.

УДК 658.581

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА ОТ ДЛИТЕЛЬНОСТИ НАХОЖДЕНИЯ В РЕЗЕРВЕ

А.Р. Зигануров, Ю.А. Багдасарова

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

В настоящей статье приводятся результаты анализа статистики отказов основного и вспомогательного оборудования компрессорных цехов, выводимых из холодного резерва по эксплуатационным данным семи компрессорных станций за период с 2014 по 2025 гг. Анализируемая выборка включает 59 операций вывода в эксплуатацию из холодного резерва с различной длительностью нахождения в резерве и 94 отказа. Выполнен расчет удельной частоты отказов, приведенной к отдельным компрессорным станциям и длительности нахождения компрессорного цеха в резерве. Показано наличие выраженной зависимости частоты отказов от длительности нахождения цеха в резерве, установлен резкий рост удельной частоты отказов при нахождении цехов в резерве свыше одного года. Сформулированы рекомендации по выбору основных направлений совершенствования системы эксплуатации цехов, длительно находящихся в резерве.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, компрессорный цех, отказ, резерв, техническое состояние.

В современных внешнеэкономических условиях газотранспортная система России претерпевает значительное перераспределение объемов и направлений транспортировки природного газа. В некоторых случаях это требует вывода производственных мощностей в резерв, в других, наоборот - вывода из резерва. Однако для таких сложных и опасных производственных объектов как, например, компрессорный цех комримирования природного газа, нахождение в резерве, ввод и вывод из него становятся источником потенциальных отказов. При длительном нахождении в простое, металлические части технологического оборудования и трубопроводов могут подвергаться коррозии и старению, эластомерные и полимерные уплотнения рассыхаться и растрескиваться вследствие естественного улетучивания пластифицирующих и иных компонентов, теплообменные поверхности

могут загрязняться в связи с осаждением на них загрязнений, подвижные части арматуры могут заклинивать вследствие развития диффузионных процессов и межмолекулярных связей, у контрольно-измерительных приборов могут возникать искажения, связанные, например, с релаксацией напряжений и деформаций в материалах и т.д. [1, 2, 3].

Поэтому, при выходе из простоя и запуске оборудования могут проявляться дефекты и отказы, которые сложно диагностировать в рамках плановых диагностических мероприятий и технического обслуживания. Проблема усугубляется большим количеством и разнообразием технико-технологического оснащения компрессорных цехов, а также многофакторной природой развития отказов. Учитывая, что к опасным производственным объектам предъявляются повышенные требования к обеспечению безопасности эксплуатации, даже отказ или дефект одного узла может существенно ограничить или вовсе отсрочить своевременный вывод цеха в эксплуатацию при изменении объемов перекачки, а это уже чревато и высокими экономическими издержками [3, 4].

В то же время, регламентированная нормативными документами [5, 6] система эксплуатации оборудования, находящегося в резерве, преимущественно охватывает лишь комплексное опробывание работоспособности газоперекачивающих агрегатов (раз в 100 суток), что не позволяет получить исчерпывающей картины о техническом состоянии цеха в целом. Да и сам запуск газоперекачивающего агрегата не всегда происходит без проблем. Указанные тезисы подтверждаются результатами анализа статистических данных результатов вывода компрессорных цехов из холодного резерва на 7 компрессорных станциях Самарской, Саратовской и Волгоградской области, системы магистрального транспорта газа ПАО Газпром за период с 2014 по 2025 гг. (по данным внутренней корпоративной документации). Всего, анализом охвачено 59 операций по вводу компрессорного цеха из холодного резерва в эксплуатацию с длительностью нахождения в резерве от 3 до 51 месяца, по итогам которых было выявлено 94 отказа по различным причинам (включались отказы как основного и вспомогательного оборудования, так и отказы системы КИПиА). Результаты распределения объема выполненных операций по вводу компрессорного цеха в резерв, а также количества отказов по производственным объектам и причинам сводим в таблицу 1.

Таблица 1 - Распределение операций по выводу компрессорного цеха из холодного резерва и выявленных отказов за 2014-2025 гг.

Показатель	Значение для компрессорной станции с условным №						
	1	2	3	4	5	6	7
1	2	3	4	5	6	7	8
Объем выполненных операций по выводу цеха из резерва, из которых вывод из резерва длительностью:	9	8	9	9	6	8	10
- более 4 лет	1	1	0	1	0	0	1
- от 3 до 4 лет	1	1	2	1	0	1	1
- от 2 до 3 лет	2	2	2	1	1	2	2
- от 1 до 2 лет	1	1	2	1	1	1	3
- от полугода до 1 года	3	2	1	2	2	2	2
- менее полугода	1	1	2	3	2	2	1

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
Всего выявлено отказов при выполнении операций по выводу цеха из резерва, из которых отказы при выводе из резерва длительностью:	16	14	17	12	5	12	18
- более 4 лет	5	4	0	3	0	0	5
- от 3 до 4 лет	3	2	5	3	0	2	3
- от 2 до 3 лет	4	4	5	2	2	4	4
- от 1 до 2 лет	2	2	4	2	2	4	4
- от полугода до 1 года	1	1	2	1	1	1	2
- менее полугода	1	1	1	1	0	1	0

Для качественной характеристики анализируемых данных, практический интерес представляет не абсолютное, а удельное количество отказов: приведенное к числу общих операций вывода из резерва для отдельно взятой компрессорной станции, а также к условному периоду нахождения в резерве. Численное значение удельного количества (частоты) отказов определяется как:

$$\nu_i = \frac{n_{\text{отк.}}}{n_{\text{оп.}}}, \quad (1)$$

где $n_{\text{отк.}}$ - выявленное количество отказов;

$n_{\text{оп.}}$ - выполненный объем операций по выводу из резерва.

Результаты расчета удельной частоты отказов по отдельным компрессорным станциям, а также категориям длительности нахождения цеха в резерве сводим в таблицу 2.

Таблица 2 - Результаты оценки удельной частоты отказов при выводе компрессорного цеха из холодного резерва за 2014-2025 гг.

Показатель	Значение для компрессорной станции с условным №							Ср. знач.
	1	2	3	4	5	6	7	
Удельное количество отказов по КС ν_i	1,8	1,8	1,9	1,3	0,8	1,5	1,8	1,6
Удельное количество отказов по длительности нахождения в резерве ν_i:	-	-	-	-	-	-	-	-
- более 4 лет	5,0	4,0	0,0	3,0	0,0	0,0	5,0	2,4
- от 3 до 4 лет	3,0	2,0	2,5	3,0	0,0	2,0	3,0	2,2
- от 2 до 3 лет	2,0	2,0	2,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1
- от 1 до 2 лет	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	4,0	1,3	2,2
- от полугода до 1 года	0,3	0,5	2,0	0,5	0,5	0,5	1,0	0,8
- менее полугода	1,0	1,0	0,5	0,3	0,0	0,5	0,0	0,5

Анализ результатов расчета позволяют сделать выводы о том, что удельная частота отказов при выполнении операций по выводу компрессорного цеха из холодного резерва существенно варьируется в зависимости от длительности нахождения цеха, в меньшей степени - зависит от конкретной компрессорной станции. Так, по отдельно взятым компрессорным станциям, удельная частота отказов варьируется от 0,8 до 1,9 случаев на операцию при среднем значении в 1,6. Однако

при этом, для 6 из 7 рассматриваемых станций, варьирование удельной частоты находится в гораздо более узком диапазоне от 1,3 до 1,9. Это может связано с тем, что на отдельной станции может использоваться более совершенное или новое оборудование, менее склонное к деградации работоспособности во времени, а также с качеством работы соответствующей технической службы. При этом, для большинства станций, вклад в изменение удельной частоты возникновения отказов гораздо менее выражен по сравнению с длительностью нахождения в резерве.

Рассмотрение зависимости удельной частоты отказов от длительности нахождения цеха в резерве в целом позволяет увидеть достаточно выраженную прямую взаимосвязь: с повышением длительности нахождения цеха, удельная частота отказов в среднем существенно возрастает.

Отдельно можно отметить наличие рубежа, соответствующего длительности нахождению цеха в резерве от 1 года и более: наблюдается более чем двукратный рост удельной частоты отказов, причем дальнейший рост гораздо менее выражен. В целом, средняя удельная частота отказов в зависимости от длительности нахождения в резерве варьируется от 0,5 до 2,4 случаев на операцию, а наибольшие значения приходятся на наиболее длительные периоды нахождения цехов в резерве. При рассмотрении же отдельных компрессорных станций, удельная частота отказов принимает еще большую вариабельность и зависимость от длительности нахождения цеха в резерве: от 0,3 до 5 случаев на операцию. Однако в последнем случае результаты искажаются эффектом низкой базы.

Таким образом, длительность нахождения компрессорного цеха непосредственно влияет на надежность его оборудования, что особенно критично влияет при нахождении цеха в резерве от 1 года и более. При этом, действующие нормативы в области организации эксплуатации цехов, находящихся в холодном резерве, не в полном объеме обеспечивают безотказность запуска оборудования, что определяет необходимость совершенствования системы эксплуатации цехов, направленного на увеличение частоты и объемов ревизии оборудования, а также на повышение качества работы эксплуатирующих служб в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дубков В. В., Потеряев И. К. Эксплуатация компрессорных станций: учебное пособие. – Омск: Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет, 2024. – 293 с.
2. Борисков К. Ф., Плотников П. Н. Комплексный анализ и статистика аварийных остановов газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях // Труды второй научно-технической конференции молодых ученых Уральского энергетического института. – Екатеринбург: УрФУ, 2017. – С. 105-108.
3. Завьялов А. П. Развитие методологии диагностического обслуживания технологических трубопроводов длительно эксплуатируемых компрессорных станций: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Москва, 2026. – 302 с.
4. Лабуть Е. В., Кульбей А. Г., Липский В. К. Исследование связи объемов технического обслуживания и величины аварийных остановок компрессорных станций // Евразийский Союз Ученых. – 2020. – № 5-3 (74). – С. 39-46.
5. СТО Газпром 2-3.5-253-2008. Контроль качества оборудования при поставке и эксплуатации. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом.

Аппараты воздушного охлаждения газа. – Введ. 2009-06-19. – Москва: ОАО «Газпром», 2009. – 79 с.
6. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – Введ. 2010-05-24. – Москва: ОАО «Газпром», 2009. – 164 с.

УДК 658.581

АНАЛИЗ ХАРАКТЕРНЫХ ПРИЧИН НАРУШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ, НАХОДЯЩИХСЯ ДЛИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ В РЕЗЕРВЕ

А.Р. Зигануров, Ю.А. Багдасарова

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

Настоящая статья посвящена анализу и структурированию статистических данных по отказам оборудования и систем компрессорных цехов выводимых в эксплуатацию из длительного простоя. Приведены данные по распределению числа выявленных отказов оборудования и систем по локализации и длительности пребывания выводимого в эксплуатацию цеха в резерве. Проанализирована структура распределения отказов по локализации и динамика её изменения в зависимости от длительности нахождения цеха в резерве.

Ключевые слова: вывод из резерва, компрессорный цех, локализация, маслосистема, отказ, статистика, трубопровод.

Вывод компрессорного цеха из резерва является одной из наиболее ответственных комплексных операций, направленных на обеспечение безопасного запуска и вывода на режим технологического оборудования. Перед вводом должны быть готовы технологические трубопроводы, арматура, системы охлаждения, электроснабжения, автоматики и противоаварийной защиты, а каждая выявленная при этом неисправность или отказ представляет собой дополнительный источник опасности и дополнительной трудоемкости процесса ввода цеха в эксплуатацию. Основная проблематика здесь состоит в том, что находящееся длительное время в простое оборудование обычно не подвергается тому объему контроля, который характерен для оборудования, находящегося в эксплуатации. Это создает предпосылки для скрытого нарушения его работоспособности выявление которого происходит непосредственно под нагрузкой, что, в условиях обращения горючего газа, создает непосредственную угрозу безопасности: утечка или неправильное срабатывание противоискровой защиты, могут привести к пожару или взрыву. С другой стороны, нередко длительное бездействие приводит к снижению эффективности работы оборудования: например, образование коррозии и осадка в теплообменном оборудовании создает дополнительные термические сопротивления, соединения могут «закисать», а уплотнения - растрескиваться и деформироваться [1, 2, 3].

Вместе с тем, нерационально большие объемы технического обслуживания и диагностики оборудования, особенно в условиях снижения объемов сбыта природного газа, порождают дополнительные трудовые и материальные издержки, что негативно сказывается на технико-экономических показателях эксплуатации компрессорных станций. Решением данной коллизии: с одной стороны - необходимость контроля и поддержания приемлемого уровня надежности длительно простаивающего оборудования компрессорного цеха, с другой - рациональное ограничение объемов контроля и ревизии; может служить расширение и систематизация статистики в области видов и причин отказов. Такие данные позволят селективно выявлять наиболее критичные узлы компрессорного цеха, обслуживание которых имеет первостепенный характер при организации рациональной эксплуатации компрессорных цехов, длительное время находящихся в резерве [1, 3, 4].

Для внесения вклад в развитие данного направления исследований, в рамках настоящей исследовательской работы был выполнен анализ статистических данных о локализации отказов, выявленных при выполнении операций по выводу компрессорных цехов из резерва на семи компрессорных станциях Самарской, Саратовской и Волгоградской областей за 2014-2025 гг. Анализ выполнялся на выборке, охватывающей 94 случая отказа по всем видам оборудования компрессорного цеха: от непосредственно газоперекачивающих агрегатов (ГПА), систем подготовки воздуха, охлаждения газа и т.д., до отдельных узлов и арматуры технологической трубопроводной обвязки. Распределение причин выполнялась по различным категориям длительности непрерывного нахождения цеха в резерве: до одного, двух, трех и четырех лет включительно, а также свыше четырех лет; а также по локализации отказа. Результаты распределения отказов по указанным категориям сводим в таблицу 1, для наглядности - структуру распределения отказов по длительности нахождения цеха в резерве и локализации отказов изобразим в виде диаграммы, приведенной на рисунках 1 и 2.

Таблица 1 - Распределение отказов при выводе компрессорного цеха из холодного резерва по категориям длительности нахождения цеха в резерве и локализации отказа за 2014-2025 гг.

Локализация отказа	Выявление отказа после вывода цеха из резерва при длительности нахождения в резерве, лет					Всего
	≤ 1	≤ 2	≤ 3	≤ 4	4 <	
1	2	3	4	5	6	7
ГПА, системы пуска и подготовки воздуха	0	0	1	0	0	1
Технологический трубопровод и арматура	0	3	5	5	8	21
Системы подготовки топливного газа	0	1	2	1	3	7
Элементы системы автоматического управления и контрольно-измерительные приборы	3	5	5	3	2	18
Системы электроснабжения, распределения, автономная дизельная электростанция	4	4	3	3	1	15

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
Аппараты воздушного охлаждения и система охлаждения газа	3	4	3	2	0	12
Маслосистема ГПА	3	3	4	3	2	15
Нелокализованные отказы	1	0	2	1	1	5
Всего	14	20	25	18	17	94

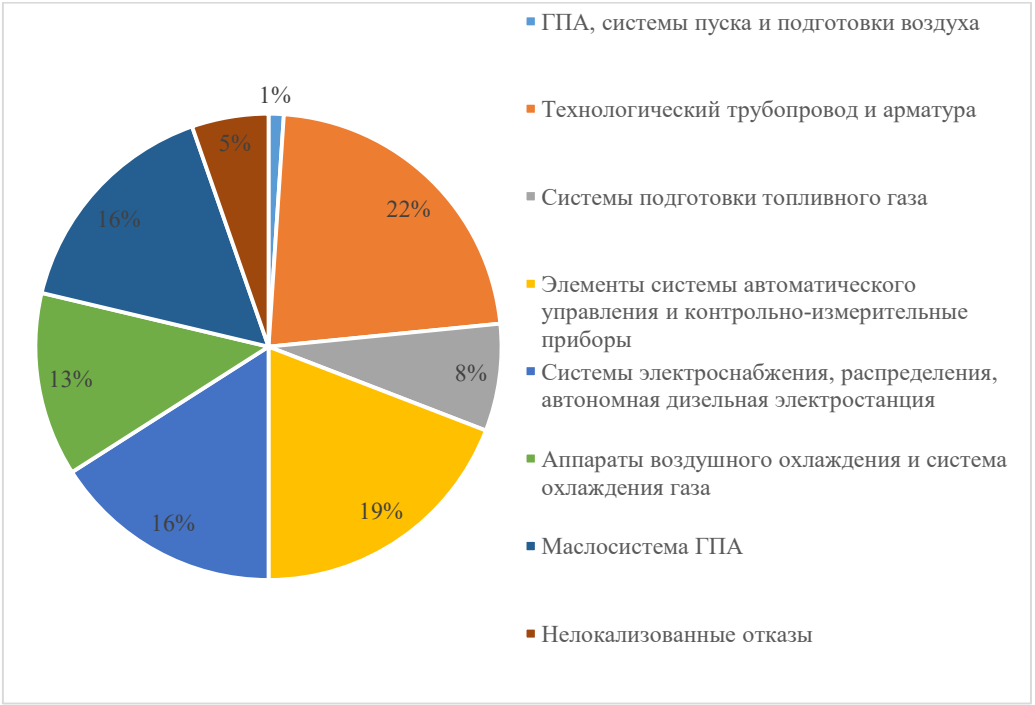


Рисунок 1. Структура распределения всей выборки отказов по локализации

Анализ приведенных данных позволяет сделать следующие ключевые выводы. В целом структура распределения отказов по локализации в целом по выборке не имеет доминирования определенной локализации, а наибольшая доля отказов в 22% приходится на технологический трубопровод и на элементы системы автоматического управления и контрольно-измерительные приборы (порядка 19% от всех отказов), наименьшая доля в 1% связана с отказами ГПА и их системами пуска и подготовки воздуха. Последнее объясняется тем, что ГПА даже при выводе цеха в резерв подвергаются регламентированным пускам раз в 100 дней, что позволяет существенно снизить риски отказов и подтверждает эффективность применения методов и средств периодической диагностики оборудования.

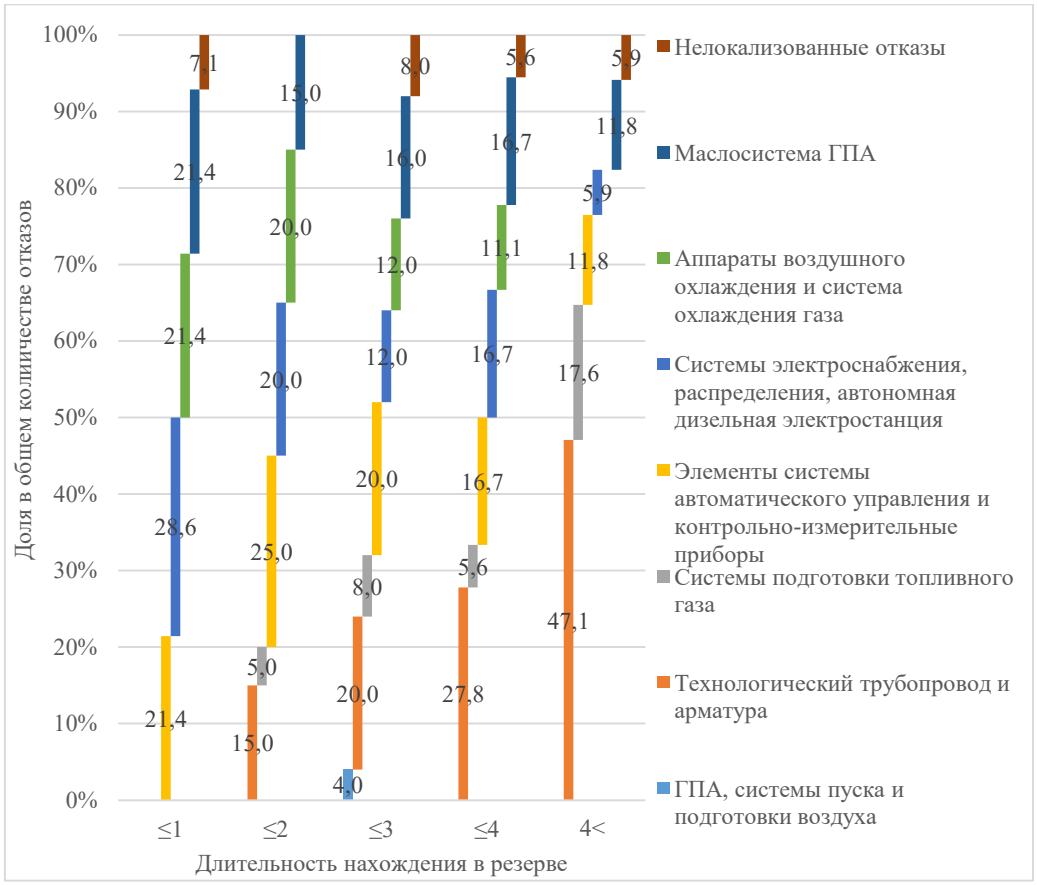


Рисунок 2. Структура распределения всей выборки отказов по локализации и категории длительности нахождения компрессорного цеха в резерве

Рассмотрение структуры распределения отказов по локализации и длительности нахождения цеха в резерве позволяет сделать вывод о том, что с ростом длительности пребывания в резерве структура локализации отказов существенно меняется. Так, например, можно наблюдать существенный рост отказов технологического трубопровода и арматуры: с 15% при выводе цеха из резерва длительностью до 2 лет, до 47,1% - при выводе из резерва длительностью более 4 лет, при этом для цехов, находящихся в резерве до 1 года данная локализация вообще не выявляется. Достаточно существенный рост доли наблюдается по отказам системы подготовки топливного газа: с 5% для цехов, выводимых из резерва длительностью до 2 лет, до 17,6% - для цехов, находящихся в резерве свыше 4 лет. Также, среди достаточно выраженных тенденций можно выделить снижение доли отказов по аппаратам воздушного охлаждения и других элементов системы охлаждения газа, а также отказов системы электроснабжения, распределения, автономной электростанции, системы автоматического управления и контрольно-измерительных приборов.

Таким образом, результаты структурирования статистических данных могут быть использованы при рациональном планировании решений для повышения

эффективности эксплуатации компрессорных цехов, находящихся длительное время в резерве.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чекардовский С. М., Чекардовская И. А. Техническая диагностика газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов: монография. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – 265 с.
2. Дубков В. В., Потеряев И. К. Эксплуатация компрессорных станций: учебное пособие. – Омск: Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет, 2024. – 293 с.
3. Перевощиков С. И. Организация работы газоперекачивающих агрегатов по результатам диагностики их состояния // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. – № 1. – С. 79-87.
4. Шабанов К. Ю. Снижение риска возникновения инцидентов при эксплуатации компрессорных станций магистральных газопроводов путем оценки технического состояния газотурбинных двигателей: монография. – Москва: Издательство «Инфра-Инженерия», 2025. – 104 с.

УДК 665.725

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ АППАКОВСКОГО ПУНКТА РЕГАЗИФИКАЦИИ ЭТАНА

А.И. Нурдаев, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: snurdaev@mail.ru, g.m.orlova@yandex.ru

Аннотация. В работе представлена модернизация технологической схемы теплообменного оборудования установок регазификации этана на Аппаковском пункте регазификации этана (АПРЭ), с целью повышения эффективности теплообменного оборудования.

Ключевые слова. Пункт регазификации, теплообменный аппарат, топливный газ, газовый подогреватель, повышение эффективности.

ООО «Газпром добыча Оренбург» транспортирует готовую продукцию от газоперерабатывающего и гелиевого заводов до заводов потребителей. Одним из эксплуатируемых трубопроводов является первый в мире уникальный этанопровод «Оренбург–Казань», построенный и введённый в эксплуатацию в 1982 году.

Этанопровод «Оренбург – Казань» предназначен для транспорта этановой фракции с гелиевого завода (ГЗ) г. Оренбург до пункта регазификации этана расположенного в с. Аппаково Республики Татарстан. Транспортировка этановой фракции осуществляется в сверхкритическом (жидком) состоянии с последующей регазификацией и подачей газообразного этана после дросселирования в этанопровод низкого давления (до 2,5 МПа) «Минибаево-Казань», обеспечивающий сырьем ПАО «Казаньоргсинтез».

На АПРЭ осуществляются следующие технологические процессы:

– прием жидкого этана со сверхкритическим давлением (до 10 МПа), поступающего с ГЗ, по магистральному этанопроводу «Оренбург – Казань»;

– регазификация этана путем его подогрева с целью получения газообразного продукта, его редуцирование и технологический замер массового расхода этана, поступающего с ГЗ.

Жидкий этан с ГЗ по подземному магистральному этанопроводу поступает на пункт регазификации этана АПРЭ с температурой от минус 5 до плюс 16 ºС и давлением не менее 5,35 МПа (по технологическому регламенту максимальное давление 10 МПа) [1]. Затем жидкий этан по внутриплощадочной эстакаде направляется к установкам регазификации, включающим в себя: теплообменники – змеевики, погруженные в промежуточный теплоноситель (воду), и газовые подогреватели для подогрева воды, использующие природный газ в качестве топлива.

В установках регазификации жидкий этан со сверхкритическими параметрами (давление до 10 МПа и температура не более +30 ºС) поступает в теплообменник – змеевик, погруженный в промежуточный теплоноситель – воду, которая нагревается от +50 до +95 ºС. Проходя через змеевик теплообменника, жидкий этан нагревается от + 30 до +60 ºС, и переходит в газообразное состояние. Далее через обтюратор и задвижку этановая фракция поступает на узел редуцирования газообразного этана, где снижаются его давление – до 1,2÷1,8 МПа и температура – до 5÷25 ºС [1], а также на узел замера, где производится технологический замер массового расхода [2],[3].

Вода для нужд теплообменников на АПРЭ забирается из 2-х артезианских скважин и хранится в подземном резервуаре емкостью 500 м^3. Жесткость воды превышает допустимые нормы, предусмотренные проектом.

В настоящее время при эксплуатации теплообменного оборудования установок регазификации этана на АПРЭ существуют проблемы:

– образование твердых отложений на внутренней поверхности корпуса теплообменника, поверхности жаровых труб для подогрева воды, поверхности труб змеевика, а также присутствие отложений в пространстве между трубами;

– коррозия металла труб змеевика теплообменника, труб для подогрева воды и внутренней поверхности корпуса теплообменника;

– потеря воды, используемой в качестве теплоносителя за счет её испарения через люки-фланцы, предназначенные для сообщения с атмосферой и сброса избыточного давления пара [4].

Для решения вышеперечисленных проблем предлагается модернизировать технологическую схему теплообменного оборудования установок регазификации этана на АПРЭ, а именно:

1. Использовать существующую систему очистки воды в котельной АПРЭ для очистки теплоносителя (воды) от механических примесей и существующую систему химической подготовки для удаления из воды катионов жесткости (кальция, магния), а также автоматическую установку умягчения воды Hydrotech STF 1054-9100, имеющуюся в котельной.

2. Использовать имеющийся в котельной автоматизированный комплекс пропорционального дозирования ингибитора коррозии и накипеобразования «Комплексон-6» для замедления коррозионных процессов.

3. Установить циркуляционный насос и смонтировать на теплообменнике кольцевой трубопровод, один конец которого соединить с дренажным патрубком, второй с трубопроводом подачи теплоносителя – для обеспечения циркуляции теплоносителя (воды) и исключения образования застойных зон.

4. Установить на корпус теплообменника конденсатосборник и соединить его с трубопроводом подачи теплоносителя для исключения потерь воды.

Целью работы является модернизация технологической схемы теплообменного оборудования установок регазификации этана на АПРЭ, для повышения его эффективности.

На рисунке 1 представлена технологическая схема модернизации теплообменного оборудования установок регазификации этана на АПРЭ.

По реально существующей схеме вода из подземного резервуара без какой-либо подготовки поступает через запорную арматуру №Т-1 на вход насоса подачи теплоносителя (поз.1) автоматической насосной пневматической установки, после которой через кран №Т-2 по трубопроводу подачи теплоносителя (поз.2) сразу направляется в теплообменник (поз.3).

После модернизации технологической схемы вода из подземного резервуара поступает через запорную арматуру №К-1 на вход насоса котельной (поз.4), в состав которой входят системы химводоподготовки на базе автоматической установки умягчения воды Hydrotech STF 1054-9100 (поз.5) и автоматизированного комплекса пропорционального дозирования ингибитора коррозии и накипеобразования «Комплексон-6» (поз.6). После подготовки вода через кран №К-3 по трубопроводу-перемычке Ду50 (поз.7), соединенному с существующим трубопроводом подачи теплоносителя, направляется в теплообменник.

Для системы циркуляции теплоносителя (воды) исключающей образование застойных зон, необходимо смонтировать циркуляционный трубопровод (поз.8), по которому теплоноситель с нижней части теплообменника по входному трубопроводу через запорную арматуру №С-1.1 будет поступать на вход вновь устанавливаемого циркуляционного насоса (поз.9) и далее циркуляционному трубопроводу и запорную арматуру №С-1.2 соединяться с существующим трубопроводом подачи теплоносителя в теплообменник.

Для исключения потерь теплоносителя (воды) на корпус теплообменника требуется установить конденсатосборник (поз.10) соединенный с трубопроводом подачи теплоносителя через запорную арматуру №К-1.1, а имеющиеся люки-фланцы - закрыть глухими крышками с паронитовыми прокладками. Для сброса избыточного давления нагретого теплоносителя необходимо установить дыхательный клапан (поз.11).

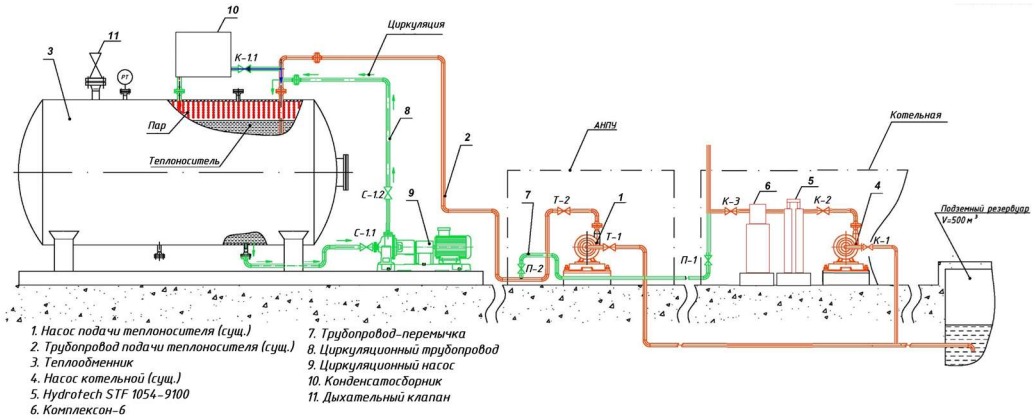


Рисунок 1 – Технологическая схема модернизации теплообменного оборудования установок регазификации этана на АПРЭ

Модернизация технологической схемы теплообменного оборудования установок регазификации этана на АПРЭ обеспечит следующие преимущества:

– химводоподготовку теплоносителя для очистки воды от механических примесей, снижения ее жесткости и уменьшения количества твердых отложений на внутренних поверхностях теплообменного оборудования;

– предотвращение формирования застойной зоны и накопления отложений во внутренней полостей теплообменников, путём обеспечения периодической циркуляции теплоносителя [5];

– экономию теплоносителя (воды), за счет применения системы сбора конденсата теплоносителя при испарении и повторного его применения.

Предлагаемая модернизация технологической схемы теплообменного оборудования установки регазификации этана АПРЭ позволит уменьшить затраты на ремонт оборудования, сократить время ремонта и, как следствие, простои оборудования, а также снизить затраты на природный газ, используемый для подогрева теплоносителя, т.е. повысить эффективность работы теплообменного оборудования АПРЭ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ТР 4-01-2023 «Технологический регламент на эксплуатацию этанопровода «Оренбург-Казань». Оренбург: 2023. – 268 с.
2. И УЭСП 25-17-05-2026 «Инструкция по эксплуатации подогревателя ГП-1551 на АПРЭ», 2026. – 20 с.
3. И УЭСП 25-17-17-2025 «Инструкция по эксплуатации подогревателя ГП-738 на АПРЭ», 2025. – 9 с.
4. ГОСТ 31842-2012. Нефтяная и газовая промышленность. Теплообменники кожухотрубчатые. М.: Стандартинформ, 2014. – 38 с.
5. И УЭСП 09-137-2025 «Инструкция по эксплуатации установки «Hydrotech STF 1054-9000» для умягчения воды (ХВО), установленной в котельной АПРЭ Абдулинского ЛПУ», 2025. – 12 с.

УДК 665.725

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, КАК ОСНОВНОГО ЭЛЕМЕНТА ПУНКТОВ РЕГАЗИФИКАЦИИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

А.И. Нурдаев, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
email: snurdaev@mail.ru, g.m.orlova@yandex.ru

Аннотация. В работе представлен анализ способов повышения эффективности теплообменников, как основного технологического оборудования пунктов регазификации сжиженных углеводородных газов.

Ключевые слова. Пункт регазификации, теплообменное оборудование, повышение эффективности, сжиженный углеводородный газ.

Пункты регазификации предназначены для перевода сжиженных углеводородных газов (СУГ) в газообразное состояние. Рассмотрим технологическую схему пункта регазификации на примере Аппаковского пункта регазификации этана (АПРЭ), эксплуатируемого ООО «Газпром добыча Оренбург». Технологическая схема АПРЭ представлена на рисунке 1.

Жидкий этан, проходя через змеевик теплообменника, погруженного в воду, нагретую до температуры от +50 до +95 ºС, нагревается до от + 30 до +60 ºС при которой этан переходит в газообразное состояние. Далее через обтюратор и задвижку этановая фракция поступает на узел редуцирования газообразного этана, где снижаются его давление – до 1,2÷1,8 МПа и температура – до 5÷25 ºС [1], а также узел замера, где производится технологический замер массового расхода.

Таким образом, основная задача – регазификация этана решается с помощью теплообменного оборудования.

На сегодняшний день предприятия топливно-энергетического комплекса, эксплуатирующих теплообменное оборудование, использующее воду в качестве промежуточного теплоносителя, сталкиваются со следующими проблемами:

– коррозия змеевиков, труб для подогрева воды и внутренней поверхности корпуса теплообменника, которая влечет за собой необходимость более частого и дорогостоящего ремонта оборудования [2];

– образование твердых отложений (карбоната кальция или накипи, продуктов кислородной коррозии металла и других солей в зависимости от химического состава воды) на теплообменных поверхностях, что приводит к снижению площади теплообмена и, в дальнейшем, к перерасходу топливного газа для подогрева воды.

Целью работы является анализ методов повышения эффективности теплообменников, как основного технологического оборудования пунктов регазификации СУГ.

На современном этапе применяются способы повышения эффективности работы теплообменного оборудования:

1. Применение отдельного комплекса подготовки теплоносителя (воды) с системой обратного осмоса. Обратный осмос представляет продавливание воды через мельчайший фильтр-мембрану, на котором задерживаются частицы механических примесей, по размеру превышающие молекулу воды, после чего грязная вода уходит в дренаж, чистая - в бак накопитель.

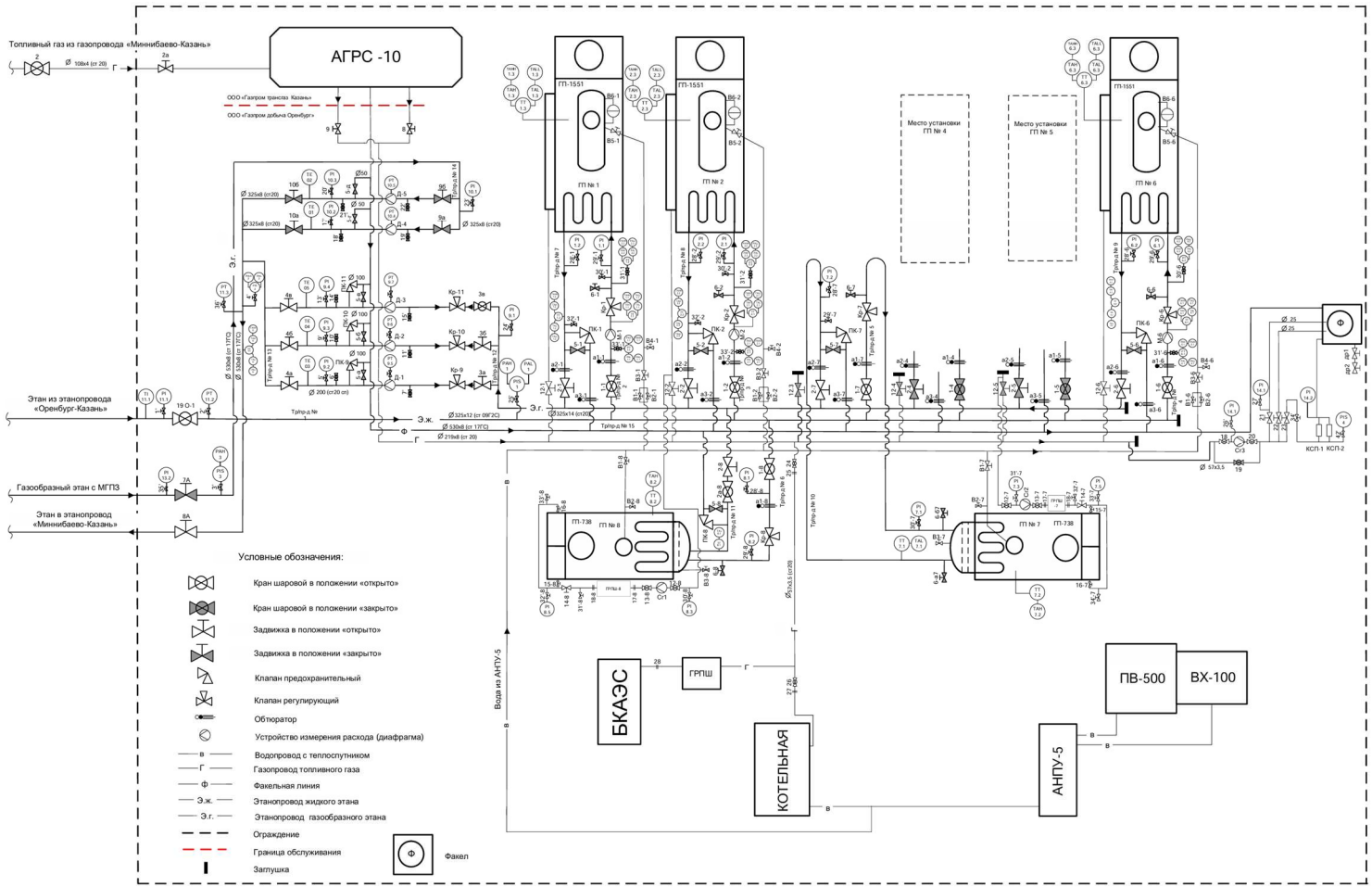


Рис. 1. Технологическая схема АПРЭ

Недостатком этого решения является высокая стоимость оборудования и расходных материалов, а также значительный расход воды, так как до 75% ее объема может уходить в дренаж. [3].

2. Применение химических реагентов для смягчения воды, как теплоносителя перед подачей в теплообменное оборудование (например: гидроксида натрия для очистки от накипи) [4].

Этот метод имеет след недостатки:

– необходимость применения дополнительного оборудования, например, дозировочного насоса;

– необходимость точного расчёта дозирования реагентов, так как передозировки химикатов может ухудшить качество воды;

– образование большого объёма осадка, который необходимо утилизировать.

3. Нанесение равномерного защитного покрытия заданной толщины на внутреннюю поверхности корпуса теплообменника и наружные поверхности, труб для подогрева воды и змеевика для защиты от коррозии [5].

4. Интенсификация процесса теплообмена с помощью нанесения искусственной шероховатости на теплопередающие поверхности, применением спирально-профилированных труб или накаткой кольцевых канавок на поверхности труб. Одним из наиболее перспективных способов создания искусственных шероховатостей на поверхностях является нанесение цинковых или алюминиевых пористых металлизированных покрытий на внутреннюю или внешнюю поверхность теплообменных труб. Металлизированное покрытие на поверхности может быть сплошным или спиральным, с определенным шагом витком напыления. Таким образом, на поверхности труб образуется густая сетка пор и капиллярных каналов, создающая лучшие условия для парообразования или конденсации паров за счет развитой поверхности напыления. Расчетным путем установлено, что по сравнению с гладкими трубами, коэффициент теплоотдачи для шероховатых труб, в зависимости от высоты напыления спирали и шага витков, увеличивается в 2-4 раза [6].

5. Турбулизация потоков теплоносителя (воды) позволит снизить отложение солей и накипи на теплопередающих поверхностях и, в конечном итоге, повысить эффективность теплообмена. В отечественной и зарубежной практике предпринимаются попытки интенсифицировать теплопередачу, как с применением статических спиралей или пластин, так и с использованием вращающихся турбулизаторов [6].

Таким образом, все вышеперечисленные методы повышения эффективности работы теплообменного оборудования, применяемые на пунктах регазификации СУГ, обеспечивают повышение надежности, а также снижение затрат на техническое обслуживание и ремонты. Однако для решения проблем, возникающих при эксплуатации теплообменного оборудования в технологических процессах регазификации СУГ, необходим комплексный подход, включающий модернизацию установленного оборудования и внедрение новых технологических решений, что позволит повысить эффективность работы теплообменного оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ТР 4-01-2023 «Технологический регламент на эксплуатацию этанопровода «Оренбург-Казань». Оренбург: 2023 г. – 268 с.

2. Болотова Ю.В., Ручкинова О.И., «Коррозия теплообменного оборудования нефтехимических производств». Вестник ПНИПУ т.17, № 4, 2015 г.

3. Рожицкий, Д. Б. Оптимизация режима работы водоподготовительной установки для районной тепловой станции / Д. Б. Рожицкий, Е. В. Драбкина, О. А. Блинова // Сантехника. – 2020. – № 6. – С. 46-51.

4. Белан, Ф. И. Водоподготовка: учебник для энерг. и энергостроит. техникумов / Ф. И. Белан. — 3-е изд., перераб. – Москва: Энергия, 1979. – 208 с.: ил.

5. Патент RU2695204C1 «Способ защиты от коррозии и восстановления поверхностей теплообменника» /Панкин Д.А., Спирягин В.А., Челноков А.В., Чмыхало А.В. 2019 г.

6. Кустов, Б.О. Анализ методов интенсификации теплообменных процессов в теплообменниках с подвижными элементами / Б. О. Кустов, А. В. Бальчугов // Современные технологии и научно-технический прогресс – 2017. – № 1. – С. 43-44.

УДК 621.671

АНАЛИЗ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТИПА НАСОСА ДЛЯ ЗАДАННОГО РЕЖИМА ПЕРЕКАЧКИ ПРИ ПОМОЩИ КОЛИЧЕСТВЕННОГО КРИТЕРИЯ, ОСНОВАННОГО НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ КОЭФФИЦИЕНТА БЫСТРОХОДНОСТИ РАБОЧЕГО КОЛЕСА

Д.И. Калмычков, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия, e-mail:kalmychk420@gmail.com

Аннотация. В работе выполнен анализ центробежных насосов, применяемых при перекачке нефти и приведено обоснование выбора типа насоса для заданного режима перекачки при помощи количественного критерия, основанного на использовании коэффициента быстроходности рабочего колеса и вычисляемого через него предельного напора одноступенчатого колеса.

Ключевые слова: центробежный насос; коэффициент быстроходности; предельный напор; секционный насос; ЦНСн; товарная нефть.

Центробежные насосы применяются при перекачке нефти от перекачивающих станций магистральных трубопроводов до нефтебаз и нефтеперерабатывающих заводов.

Конструктивные исполнения этих машин отличаются диапазонами подачи, напора и допустимыми свойствами перекачиваемой среды.

Серия магистральных насосов НМ охватывает два конструктивных исполнения. Машины на подачи 125–710 м3/ч выполняются многоступенчатыми секционными с колёсами одностороннего входа, а осевую силу их ротора воспринимает разгрузочный диск, то есть гидропята [1]. Для подач 1250–10000 м3/ч применяются одноступенчатые машины спирального типа, у которых рабочее колесо имеет двусторонний вход [2].

Вертикальные подпорные насосы НПВ обеспечивают подпор, необходимый для бескавитационной работы магистральных насосов [3]. Колёса этих машин также выполняются с двусторонним входом [4].

Область применения консольных насосов НК охватывает перекачку нефти и нефтепродуктов в диапазоне температур от 0 до +200 °С [5]. Типоразмер НК 200/120 обеспечивает подачу 200 м3/ч при напоре 120 м [6].

Насосы типа ЦНСн выполняют секционными с числом ступеней от двух до десяти, и по паспорту они перекачивают, в том числе, товарную нефть [7]. Ряды насосов типа ЦНСн на подачи 180 м3/ч и 300 м3/ч работают с частотой вращения ротора 1500 об/мин, а ряд ЦНСн на подачу 105 м3/ч – с частотой 2950 об/мин [7]. Восьмиступенчатый насос ЦНСн 315-570 обеспечивает подачу 315 м3/ч, напор 570 м и работает при частоте вращения ротора 1480 об/мин [8].

Подачи, напоры и частоты вращения типоразмерных рядов магистральных и подпорных насосов стандартизованы ГОСТ 12124-87 [9].

Таким образом, центробежные насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов делятся на одноступенчатые спиральные и консольные машины, а также многоступенчатые секционные.

Широкая номенклатура центробежных насосов, применяемых для перекачки нефти, обуславливает необходимость обоснования выбора типа насоса для заданных параметров и условий перекачки, что подтверждает актуальность темы исследования.

Объектом исследования является линейная производственно-диспетчерская станция (ЛПДС) «Лопатино», которая подаёт товарную нефть на Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод.

Цель работы состоит в обосновании выбора типа насоса для заданного режима перекачки при помощи количественного критерия, основанного на использовании коэффициента быстроходности рабочего колеса и вычисляемого через него предельного напора одноступенчатого колеса.

Количественной мерой положения насоса на поле подач и напоров служит коэффициент быстроходности [10]:

$$n_s = \frac{3{,}65 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{H^{\frac{3}{4}}}, \qquad (1)$$

где n_s – коэффициент быстроходности рабочего колеса, безразм.;

n – частота вращения, об/мин;

Q – подача на одно рабочее колесо, м^3/с;

H – напор одного колеса, м.

По быстроходности Ломакин А.А. разделяет центробежные колёса на тихоходные с коэффициентом быстроходности n_s = 40–80, нормальные – с n_s= 80–140 и быстроходные с n_s = 140–300 [10]. В учебной литературе по насосным станциям границы коэффициента быстроходности смещены до 50–80, 80–150 и 150–350 соответственно [11]. Чем ниже быстроходность, тем уже колесо и тем больше отношение его наружного диаметра к входному [11]. С ростом коэффициента быстроходности n_s растёт КПД насоса, а габариты и масса уменьшаются [12]. Для колёс двустороннего входа в формулу (1) подставляют половину подачи, а напор колеса многоступенчатого насоса равен полному напору, делённому на число ступеней [10, 11].

Для колеса спирального насоса НМ 1250-260 подача на одну сторону составляет 625 м³/ч, или 0,1736 м³/с. Подстановка в формулу (1) даёт:

$$n_s = \frac{3{,}65 \cdot 3000 \cdot \sqrt{0{,}1736}}{260^{\frac{3}{4}}} = 70{,}5.$$

Значения коэффициентов быстроходности колес различных типов насосов рассчитаны по формуле (1) для соответствующих подач и напоров и сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Коэффициенты быстроходности колес различных типов центробежных насосов

Тип и исполнение насоса	Подача, м³/ч	Напор, м	n_s колеса
НМ секционный, многоступенчатый, колёса одностороннего входа	125–710	280–550	60–162
НМ спиральный, одноступенчатый, колесо двустороннего входа	1250–10000	210–260	70–234
НПВ вертикальный, колесо двустороннего входа	1250–5000	60–120	106–133
НК консольный, одноступенчатый	200	120	70
ЦНСн секционный, 2–10 ступеней	105–315	85–600	65–99

Как видно из таблицы, спиральные НМ и НПВ работают преимущественно в зоне нормальных и быстроходных колёс. Ступени секционных насосов и консольный НК находятся преимущественно в зоне тихоходных и нормальных колёс. Деление напора между ступенями удерживает быстроходность ступеней секционных насосов в области центробежных колёс.

Если в формуле (1) приравнять быстроходность к нижней границе области применения центробежных колёс, получается предельный напор одноступенчатого колеса:

$$H_{\text{пр}} = \left(\frac{3{,}65 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{n_{s,min}}\right)^{\frac{4}{3}} \text{ м}, \qquad (2)$$

где $H_{\text{пр}}$ – предельный напор одноступенчатого колеса, м;

$n_{s,min}$ – нижняя граница области применения центробежных колёс, принятая по [10] равной 40.

Для подачи 315 м³/ч, равной 0,0875 м³/с, при частоте вращения 1480 об/мин подстановка в формулу (2) даёт:

$$H_{\text{пр}} = \left(\frac{3{,}65 \cdot 1480 \cdot \sqrt{0{,}0875}}{40}\right)^{\frac{4}{3}} = 136{,}6 \text{ м}.$$

Значения предельных напоров для подач 100, 180 и 315 м³/ч, и двух частот вращения 1500 об/мин и 3000 об/мин, рассчитанные по формуле (2), сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Предельный напор одноступенчатого колеса при $n_{s,min}$ = 40 м

Подача, м³/ч	1500 об/мин	3000 об/мин
100	64,7	163,0
180	95,7	241,2
315	139,0	350,3

При более строгой границе $n_{s,min}$ = 50 значения таблицы 2 снижаются примерно на четверть. При частоте 1500 об/мин предельные напоры составляют от 48,0 до 103,3 м, при 3000 об/мин от 121,1 до 260,2 м. В настоящем расчёте принята граница $n_{s,\min}$ =40м, то есть в пользу одноступенчатого исполнения.

Режим работы ЛПДС «Лопатино» задан насосом ЦНСн 315-570, подача которого 315 м^3/ч при напоре 570 м [1]. Плотность перекачиваемой нефти равна 890 кг/м^3 [1]. Этому режиму соответствует перепад давления:

$$p = \rho \cdot g \cdot H_{\text{н}} \text{ Па}, \quad (3)$$

где p – перепад давления, отвечающий напору насоса, Па;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

$H_{\text{н}}$ – напор насоса, м.

$$p = 890 \cdot 9{,}81 \cdot 570 = 4{,}98 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Напор 570 м в 4,2 раза выше предельного напора одного колеса при 1480 об/мин и в 1,6 раза выше при 3000 об/мин. Быстроходность колеса, создающего весь напор станции, по формуле (1) составила бы:

$$n_s = \frac{3{,}65 \cdot 1480 \cdot \sqrt{0{,}0875}}{570^{\frac{3}{4}}} = 13{,}7.$$

Она намного ниже нижней границы области применения центробежных колёс, равной 40. Поэтому режим станции при любой из двух частот вращения требует последовательного соединения ступеней, то есть многоступенчатого насоса.

Полученная картина показана на рисунке 1. Точками 1–4 на нём показаны одноступенчатые насосы НМ 1250-260, НМ 10000-210, НПВ 1250-60 и НК 200/120. Точками 5–9 показаны многоступенчатые насосы НМ 125-550, НМ 360-460, НМ 710-280, ЦНСн 105-490 и ЦНСн 180-425. Точка 10, выделенная залитым ромбом, характеризует насос ЦНСн 315-570. Для колёс двустороннего входа по оси подач отложена половина подачи насоса. Одноступенчатые насосы находятся ниже линии предела своей частоты вращения. Многоступенчатые насосы находятся выше линии 3000 об/мин, исключение составляет только насос НМ 710-280. Точка, характеризующая насос ЦНСн 315-570, расположена выше линии 3000 об/мин, то есть в зоне многоступенчатого исполнения при любой частоте вращения.

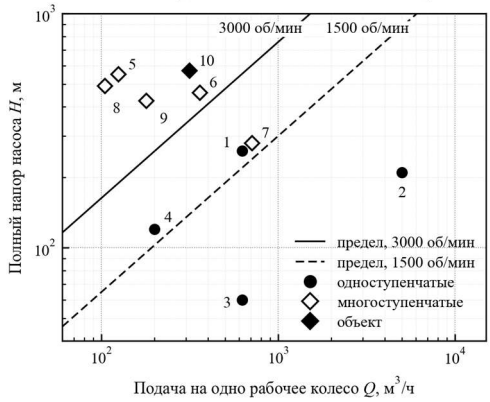


Рисунок 1 – Полный напор насосов и предельный напор одноступенчатого колеса

Для режима работы ЛПДС «Лопатино» одноступенчатое колесо оказалось бы ниже нижней границы быстроходности. Ступень насоса ЦНСн 315-570 с напором

71,25 м имеет быстроходность 65,2 и работает в зоне тихоходных центробежных колёс.

Анализ секционных насосов для условий перекачки нефти с ЛПДС «Лопатино» на НПЗ показал, что в многоступенчатой зоне, определённой расчётом предельного напора, работают две серии. Это секционные НМ на подачи 125–710 м^3/ч и насосы ЦНСн на подачи 105–315 м^3/ч. Критерий быстроходности проверен на независимом ряде секционных НМ. Быстроходность их одноступенчатых эквивалентов рассчитана по формуле (1) при полной подаче и полном напоре. Она возрастает от 18,0 у НМ 125-550 до 34,9 у НМ 360-460, а у НМ 500-300 и НМ 710-280 составляет 56,6 и 71,0. Первые три типоразмера ряда имеют по пять ступеней, остальные три по три ступени [13]. У первых четырёх типоразмеров эквивалент ниже границы 40, полный напор превышает предельный, и секционное исполнение необходимо. Здесь критерий сходится с конструкцией. У НМ 500-300 и НМ 710-280 эквивалент выше границы 40, и одноступенчатое колесо было бы реализуемо. Тем не менее эти насосы тоже выполнены трёхступенчатыми [2, 13]. Деление напора на три ступени поднимает быстроходность ступени до 129,0 у НМ 500-300 и 161,9 у НМ 710-280, то есть в зону колёс с более высоким КПД [12]. Вероятно, многоступенчатость этих типоразмеров выбрана изготовителем ради экономичности, а не обусловлена быстроходностью. Поэтому точка 7 на рисунке 1 лежит ниже линии предела.

Выбор между сериями насосов для станции, подающей нефть на завод, определяется напором и перекачиваемой средой. Напор насоса ЦНСн составляет 570 м, что превышает наибольший напор секционных НМ, равный 550 м у НМ 125-550 [9, 13]. Такой напор обеспечивают насосы ЦНСн: у ЦНСн 300-600 напор достигает 600 м [8], а у ЦНСн 315-570 равен 570 м [1].

Требования по показателям перекачиваемой среды для секционных НМ и насосов ЦНСн представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Требования по показателям перекачиваемой среды для секционных НМ и насосов ЦНСн

Показатель	**Насосы типа НМ**	**Насосы типа ЦНСн**
Кинематическая вязкость, мм^2/с	до 300	до 120
Механические примеси по объёму, %	до 0,06	до 0,1
Парафин, %	до 7	до 20

По вязкости преимущество за насосами НМ, их допуск в 2,5 раза выше. Однако с ростом вязкости напор и КПД малых секционных НМ снижаются заметно сильнее, чем у крупных спиральных [14]. По механическим примесям и парафину преимущество у ЦНСн. Перекачиваемая нефть содержит песок, парафин, мелкие частицы металла и железную окалину [1]. Поэтому для станции, подающей нефть на завод, выбор сводится к насосам ЦНСн. Их ряды обеспечивают подачи 105–315 м^3/ч при напорах от 85 до 600 м [1, 8].

В заключение можем отметить, что коэффициент быстроходности позволяет сравнить все типы нефтяных центробежных насосов единой количественной характеристикой и сделать выбор типа насоса для заданных параметров и условий перекачки. Крупные спиральные НМ и подпорные НПВ работают преимущественно

в зоне нормальных и быстроходных колёс. Ступени секционных насосов и консольные НК находятся преимущественно в зоне тихоходных и нормальных колёс. Проверка на ряде секционных НМ подтвердила критерий для типоразмеров, у которых одноступенчатое исполнение невыполнимо.

Режим работы станции с подачей 315 м^3/ч и напором 570 м лежит за пределами одноступенчатого исполнения при обеих рассмотренных частотах вращения. Одному колесу такого напора соответствовала бы быстроходность почти втрое ниже нижней границы области центробежных колёс. Среди секционных насосов этот режим обеспечивают насосы типа ЦНСн. Напор насоса ЦНСн выше наибольшего напора секционных насосов типа НМ, а по допускам на механические примеси и парафин насосы ЦНСн подходят для нефти с такими загрязнениями. Преимущества насосов типа НМ по вязкости обесценивается тем, что с ростом вязкости малые НМ теряют напор и КПД сильнее крупных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аржанов Д. А., Анфиногентов А. В. Повышение надежности ЦНС 315-570 за счет модернизации подшипникового узла : конкурсная работа / ОАО «МН «Дружба». – Самара, 2014. – 13 с.
2. Насос магистральный секционный одно- и двухкорпусной типа НМ : каталог / АО «Гидромашсервис». – URL: https://hms.ru/upload/iblock/9b1/xdd3tkknnr1xwozlfze136n4pjmb7ssk/nm_1k.pdf (дата обращения: 05.10.2026).
3. Насосные агрегаты типа НМ 1250...10000 : каталог / Группа ГМС (АО «Гидромашсервис»). – URL: https://www.hms.ru/upload/iblock/372/ntmko94jhkr8khmcgbh6d6mq1l7xb5n3/nm_1s.pdf (дата обращения: 04.10.2026).
4. ГОСТ 34183-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Насосы центробежные нефтяные. Общие технические условия. – М. : Стандартинформ, 2017.
5. Насосы типа НПВ (нефтяные подпорные вертикальные) : каталог // Т-Сила : [сайт]. – URL: https://t-sila.ru/catalog/144 (дата обращения: 04.10.2026).
6. Насосы НК (консольные нефтяные) : каталог / ГК «Гидромаш». – URL: http://gkgidromash.ru/catalog/konsolnye_nasosy_nk/ (дата обращения: 04.10.2026).
7. Насос НК 200/120 // Каталог насосов [сайт nasos.info]. – URL: https://nasos.info/ne20012.html (дата обращения: 04.10.2026).
8. Насосы центробежные многоступенчатые секционные ЦНС 105-98...490, ЦНС 180-85...425, ЦНС 300-120...600 : паспорт, техническое описание и руководство по эксплуатации / ОАО «Пинский опытно-механический завод». – Пинск, [б. г.]. – URL: https://www.rimos.ru/dwh/docs/pnsk/CNSG_M_N_105_180_300_20210122.pdf (дата обращения: 04.10.2026).
9. ГОСТ 12124-87. Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры. – М. : Издательство стандартов, 1988. – URL: https://files.stroyinf.ru/Data/118/11864.pdf (дата обращения: 04.10.2026).
10. Ломакин А. А. Центробежные и осевые насосы. 2-е изд., перераб. и доп. – М. ; Л. : Машиностроение, 1966. – 364 с. – URL: https://archive.org/details/1966_20230512 (дата обращения: 04.10.2026).
11. Карелин В. Я., Минаев А. В. Насосы и насосные станции : учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Стройиздат, 1986. – 320 с. – URL:

https://stroykanasha.ru/upload/iblock/30b/Karelin_Nasosy_i_nasosnye_stantsii.pdf (дата обращения: 04.10.2026).
12. Михайлов А. К., Малюшенко В. В. Лопастные насосы. Теория, расчет и конструирование. – М. : Машиностроение, 1977. – 288 с.
13. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ : методические указания к контрольной работе / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, [б. г.]. – URL: https://studfile.net/preview/8961780/page:4/ (дата обращения: 05.10.2026).
14. Влияние вязкости перекачиваемой среды на характеристики магистральных нефтяных насосов / И. Е. Васильев, Д. Н. Китаев, Е. П. Коротких, Т. О. Маслова // Молодой учёный. – 2017. – № 9 (143). – С. 42–45. – URL: https://moluch.ru/archive/143/40221/ (дата обращения: 05.10.2026).

УДК 621.671:62-192

АНАЛИЗ НЕДОСТАТКОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПЯТЫ НАСОСОВ ТИПА ЦНСН И ОБОСНОВАНИЕ ЕЁ ЗАМЕНЫ ПОДШИПНИКОВЫМ УЗЛОМ

Д.И. Калмычков, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет, Самара, Россия
e-mail: kalmychk420@gmail.com

Аннотация. В работе выполнен анализ недостатков гидравлической пяты секционных насосов типа ЦНСн и приведено обоснование её замены подшипниковым узлом из радиально-упорных подшипников качения в сочетании с оппозитным расположением рабочих колёс на основе расчёта осевой силы ротора и долговечности подшипников.

Ключевые слова: секционный насос; ЦНСн; гидравлическая пята; осевая сила; радиально-упорный подшипник; долговечность подшипника; надёжность.

Насосы типа ЦНСн представляют собой горизонтальные центробежные секционные насосы для перекачки нефти с твёрдыми включениями размером не более 0,2 мм. Осевую силу их ротора уравновешивает гидравлическая пята (гидропята), состоящая из диска, кольца и втулки [1]. При смещении ротора меняется торцевой зазор между диском и опорным кольцом, и давление в камере пяты возвращает ротор в положение равновесия [2]. Через зазоры пяты постоянно уходит от 1,5 до 6 % номинальной подачи, а работа ниже рабочей части характеристики ведёт к интенсивному износу гидропяты [1].

Узел гидропяты относится к наиболее часто отказывающим элементам секционных насосов. У насосов ЦНС 180 и ЦНС 300 на уравновешивающее устройство приходится соответственно 22 и 21 % всех отказов, а фрикционный термический износ разгрузочного диска и подушки вызывает 85 % его отказов [3].

Износ щелевых уплотнений колёс увеличивает осевую силу. На насосе ЦНС 300-600 она вырастает со 120 до 230 кН. Несущая способность разгрузочного устройства лишь на 30 % превышает расчётную силу, и при перегрузке пята работает как подшипник скольжения с разрушающей контактной нагрузкой [4].

На насосах ЦНСн 315-570 часто выходят из строя кольца разгрузки, т.к. песок, парафин и окалина в нефти разрушают их рабочую поверхность [5].

Отказ от гидропяты возможен при оппозитном, то есть встречном, расположении групп рабочих колёс [2]. Восприятие осевой силы подшипником качения является наиболее эффективным и экономичным решением, если оно не требует особо сложного упорного подшипника [6].

Базовая долговечность подшипниковой системы по стандарту API 610 должна быть не менее 25000 ч при номинальных условиях и не менее 16000 ч при наибольших нагрузках [7].

Для насоса ЦНСн 315-570 замену гидропяты подшипником 46318 предложили Д. А. Аржанов и А. В. Анфиногентов. Осевую нагрузку они оценили только по динамическому воздействию потока на входе в колёса и получили 224 кгс [5].

Снижение надёжности насосов типа ЦНСн из-за отказов гидравлической пяты обуславливает необходимость обоснования её замены подшипниковым узлом, что подтверждает актуальность темы исследования.

Объектом исследования является насос ЦНСн 315-570 линейной производственно-диспетчерской станции «Лопатино», который перекачивает товарную нефть на Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод.

Цель работы состоит в обосновании замены гидравлической пяты насоса ЦНСн 315-570 подшипниковым узлом на основе расчёта осевой силы ротора и долговечности подшипников.

Осевая сила колеса определена с импульсной составляющей в соответствии с [6]. Коэффициент осевой силы найден по эмпирической зависимости для радиальных колёс с быстроходностью от 6 до 130 мин$^{-1}$ при подачах от 0,8 до 1,0 оптимальной и щелевом зазоре 0,1 мм [6]. Осевые силы колёс секционного насоса складываются [1], и сила ротора принята равной силе одного колеса, умноженной на число ступеней. Технические характеристики насоса ЦНСн 315-570 для расчёта осевой силы ротора приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики насоса ЦНСн 315-570 для расчёта осевой силы ротора

Параметр	Значение
Напор насоса, м	570
Число ступеней	8
Напор ступени, м	71,25
Частота вращения ротора, об/мин	1480
Плотность перекачиваемой нефти, кг/м^3	890
Наружный диаметр рабочего колеса, м	0,447
Диаметр щелевого уплотнения рабочего колеса, м	0,198

Выполненный расчёт показал, что коэффициент осевой силы колеса равен 0,1335, а осевая сила ротора равна 104,3 кН. Эта сила сопоставима с нагрузкой 120 кН, измеренной на насосе ЦНС 300-600 [4].

Долговечность подшипника 46318 с углом контакта 26° и динамической грузоподъёмностью 161 кН [10] рассчитана по ГОСТ 18855-2013 [9]. Подшипник считается нагруженным только осевой силой, радиальные реакции узла приняты пренебрежимо малыми.

Рассмотрены прямая замена гидропяты и оппозитное расположение колёс двумя группами по четыре, при котором остаточная сила в нормальной работе принята равной силе одной ступени. Для четырёхступенчатого насоса кавитация в двух ступенях может нагрузить подшипник удвоенной силой ступени [6], и такая нагрузка принята наибольшей расчётной. Результаты расчетов осевой силы на подшипник 46318 и его долговечность при коэффициенте осевой силы 0,1335 приведены в таблице 2.

При прямой замене нагрузка превышает половину грузоподъёмности подшипника, и ГОСТ 18855-2013 требует консультации изготовителя о применимости формулы ресурса [9]. При оппозитных колёсах долговечность в нормальной работе больше 25000 ч, если коэффициент осевой силы не выше 0,152, а при удвоенной силе ступени она ниже 16000 ч.

Таблица 2 – Результаты расчетов осевой силы на подшипник 46318 и его долговечность при коэффициенте осевой силы 0,1335

Схема восприятия осевой силы	Осевая сила на подшипник, кН	Базовая долговечность, ч
Подшипник вместо гидропяты, вся сила ротора	104,3	72,5
Оппозитные колёса, нормальная работа	13,0	37131
Оппозитные колёса, кавитация в двух ступенях	26,1	4641

Сравнительный анализ гидравлической пяты и подшипникового узла с оппозитным расположением рабочих колёс по различным показателям представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнительный анализ гидравлической пяты и подшипникового узла с оппозитным расположением рабочих колёс по различным показателям

Показатель	Гидравлическая пята	Подшипниковый узел с оппозитным расположением колёс
Смазка пары трения	Перекачиваемая нефть с примесями	Жидкая смазка в корпусе подшипника
Расход через разгрузочное устройство	От 1,5 до 6 % номинальной подачи	Отсутствует
Общий КПД вариантов насоса из работы, %	73,0	72,9
Ремонт узла	Демонтаж насоса и доставка в цех	Замена подшипника на насосной станции
Изменения конструкции насоса	Не требуются	Требуются: переводной канал между группами колёс и увеличение вертикальных размеров насоса

Таким образом, подшипниковый узел выводит восприятие осевой силы из потока нефти за счет изменения компоновки ротора и увеличения вертикального размера корпуса насоса.

В заключение можем отметить, что гидравлическая пята остаётся наименее надёжным узлом секционных насосов, а в насосах ЦНСн её пара трения работает в нефти с примесями, из-за чего часто выходят из строя кольца разгрузки, поскольку песок, парафин и окалина в нефти разрушают их рабочую поверхность.

Расчётная осевая сила ротора насоса ЦНСн 315-570 составляет 104,3 кН, поэтому прямая замена гидропяты одиночным подшипником 46318 не обоснована. Замена возможна вместе с оппозитным расположением рабочих колёс, которое снижает нагрузку на подшипник до силы одной или двух ступеней. Тип, число и схему подшипников следует подбирать расчётом долговечности системы опор по её полной нагрузке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Насосы центробежные многоступенчатые секционные ЦНС 105-98...490, ЦНС 180-85...425, ЦНС 300-120...600 : паспорт, техническое описание и руководство по эксплуатации / ОАО «Пинский опытно-механический завод». – Пинск, [б. г.]. – 51 с. – URL: https://www.rimos.ru/dwh/docs/pnsk/CNSG_M_N_105_180_300_20210122.pdf (дата обращения: 25.10.2026).
2. Стюфляев С. С., Шипулин О. Г. Сравнительный анализ многоступенчатого насоса типа ЦНС с оппозитным расположением колес и с гидропятой // Молодой ученый. – 2017. – № 3 (137). – С. 165–171. – URL: https://moluch.ru/archive/137/38437/ (дата обращения: 25.10.2026).
3. Паламарчук Н. В., Соломин А. П., Крутоус Н. С. Резервы повышения экономичности и надежности центробежных секционных насосов с осевым уравновешиванием ротора // Сборник научных трудов Донецкого института железнодорожного транспорта. – 2023. – Вып. 69. – С. 74–90. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/rezervy-povysheniya-ekonomichnosti-i-nadezhnosti-tsentrobezhnyh-sektsionnyh-nasosov-s-osevym-uravnoveshivaniem-rotora (дата обращения: 25.10.2026).
4. Паламарчук Н. В., Тимохина В. Ю., Паламарчук Т. Н. Причины неудовлетворительной работы автоматических уравновешивающих устройств центробежных высоконапорных насосов // Сборник научных трудов Донецкого института железнодорожного транспорта. – 2016. – Вып. 42. – С. 65–71. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/prichiny-neudovletvoritelnoy-raboty-avtomaticheskih-uravnoveshivayuschih-ustroystv-tsentrobezhnyh-vysokonapornyh-nasosov (дата обращения: 25.10.2026).
5. Аржанов Д. А., Анфиногентов А. В. Повышение надежности ЦНС 315-570 за счет модернизации подшипникового узла : конкурсная работа / ОАО «Магистральные нефтепроводы “Дружба”». – Самара, 2014. – 13 с., 2 л. черт.
6. Axial thrust // Centrifugal Pump Lexicon / KSB SE & Co. KGaA. – URL: https://www.ksb.com/en-global/centrifugal-pump-lexicon/article/axial-thrust-1117296 (дата обращения: 25.10.2026).
7. API Standard 610. Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries. – 12th ed. – Washington: American Petroleum Institute, 2021. – 233 p.
8. Рабочие колеса к насосам ЦНС: каталог изделий / Слобожанский электромеханический завод. – URL: https://www.nasos-detal.com.ua/rabochie-kolesa-k-nasosam-tsns/ (дата обращения: 25.10.2026).

9. ГОСТ 18855-2013 (ISO 281:2007). Подшипники качения. Динамическая грузоподъемность и номинальный ресурс. – М. : Стандартинформ, 2014. – URL: https://files.stroyinf.ru/Data/555/55506.pdf (дата обращения: 25.10.2026).
10. Подшипник 7318АС (46318) // Подшипник-Самара: каталог. – URL: https://podshipnik-samara.ru/product/podshipnik-7318ac/ (дата обращения: 25.10.2026).

УДК 697.1

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОЙ (ПОДПОРНОЙ) НАСОСНОЙ СТАНЦИИ ЗА СЧЕТ РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Е.М. Кукунин

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: kukuninem@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается актуальная проблема повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли, в частности, на объектах магистральных нефтепроводов. Предложено техническое решение по модернизации системы отопления магистральной насосной станции (МНС) за счет использования тепловой энергии, выделяемой мощными электродвигателями насосных агрегатов (МНА). Описан принцип работы автоматизированной системы, основанной на рекуперации тепла, приведены результаты расчетного анализа времени расхолаживания помещения с учетом внутренних источников тепла и без них. Выполнена технико-экономическая оценка, показавшая значительное снижение потребления тепловой энергии от котельной и короткий срок окупаемости проекта менее одного отопительного сезона. Приведены результаты расчётов, данные натурных наблюдений, технические схемы.
Ключевые слова: энергосбережение, рекуперация тепла, магистральная насосная станция, электродвигатель, система отопления, тепловыделения, автоматизация, нефтегазовая отрасль.

Введение

Согласно данным Минэнерго РФ, в России эксплуатируется свыше 2000 нефтеперекачивающих станций, многие из которых расположены в регионах с суровым климатом (Сибирь, Дальний Восток, Северо-Запад). Это обуславливает высокие затраты на отопление производственных помещений, особенно насосных залов. При этом в самих зданиях эксплуатируются мощные электродвигатели (до 12 МВт), чьи тепловые потери традиционно считаются «паразитными», но могут быть эффективно использованы для компенсации теплопотерь здания.

Тематика работы связана с расчётом источников и систем теплоснабжения [1], определением гидравлических потерь в трубопроводах [4] и учётом климатических условий [5]. Каталог производителя включает асинхронные взрывозащищённые двигатели серии 5АЗМВ [3].

Постановка задачи

Целью настоящей работы стало создание и апробация универсальной автоматизированной системы отопления, основанной на рекуперации тепла от МНА, с возможностью масштабирования.

Объекты исследования

В работе рассмотрены два объекта:

- НПС «1», насосная - 4 электродвигателя 5АЗМВ-5000 (5 МВт, КПД = 97,3 %).
- НПС «2», насосная - идентичное оборудование, сопоставимые тепловые нагрузки.

Потребление тепловой энергии за отопительный период [2]:

- НПС «1» - 273,5 Гкал;
- НПС «2» - 259 Гкал.

Теоретическая оценка тепловыделений

Тепловыделение одного двигателя:

$$\text{Потери} = 5000\ \text{кВт} \times (1 - 0{,}973) \approx 135\ \text{кВт}$$

Из полученных тепловых потерь ~108 кВт (80 %) поступают в помещение через систему самообдува.

Таким образом, при работе одного МНА вырабатывается за сезон до 458 Гкал тепла - более чем достаточно для покрытия теплопотерь здания. Движение воздуха при работе МНА показано на рис. 1.

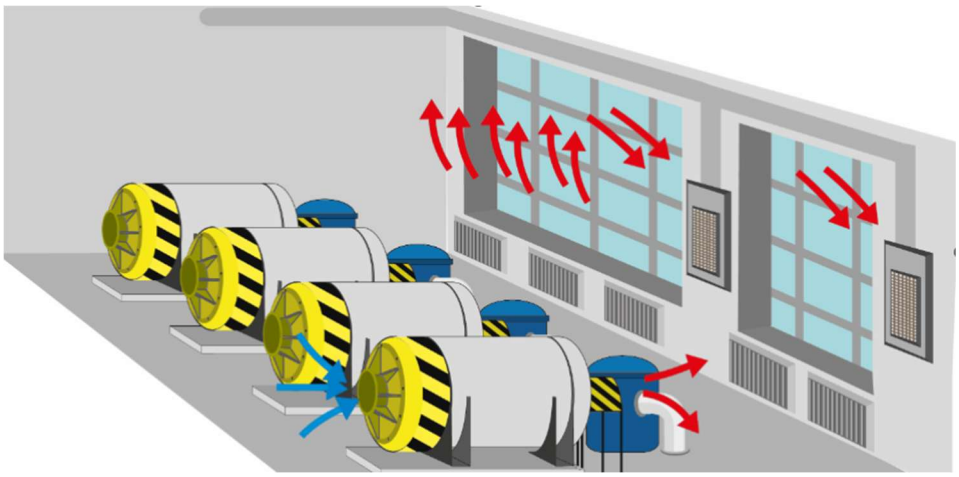


Рис. 1. Движение воздуха внутри МНС при работе МНА

Принцип работы

Предлагаемая система представляет собой автоматизированный комплекс управления циркуляцией теплоносителя в системе отопления насосной. Алгоритм работы основан на поддержании температуры воздуха в помещении в заданном диапазоне путем периодического отключения и включения отопления от котельной.

- Режим отключения отопления: при достижении температуры воздуха +18 °С система отопления отключается. Помещение начинает расхолаживаться. Однако процесс остывания замедляется за счет внутреннего источника тепла - работающих

электродвигателей. Около 80 % тепловых потерь от двигателя (≈108 кВт) посредством системы самообдува поступает в воздух помещения.

- Режим включения отопления: когда температура в помещении опускается до +15 °C (выше точки росы для исключения конденсации влаги), система автоматически возобновляет циркуляцию теплоносителя от котельной.

Результаты натурных исследований

Для подтверждения работоспособности предлагаемой системы были проведены натурные испытания:

- При работающем отоплении и одном МНА: температура стабильно поддерживается в диапазоне 24–29 °C (см. рис. 2).

- При отключённом отоплении, но работающем МНА: температура снижается медленно, удерживаясь выше 24 °C в течение 6–8 часов (см. рис. 3).

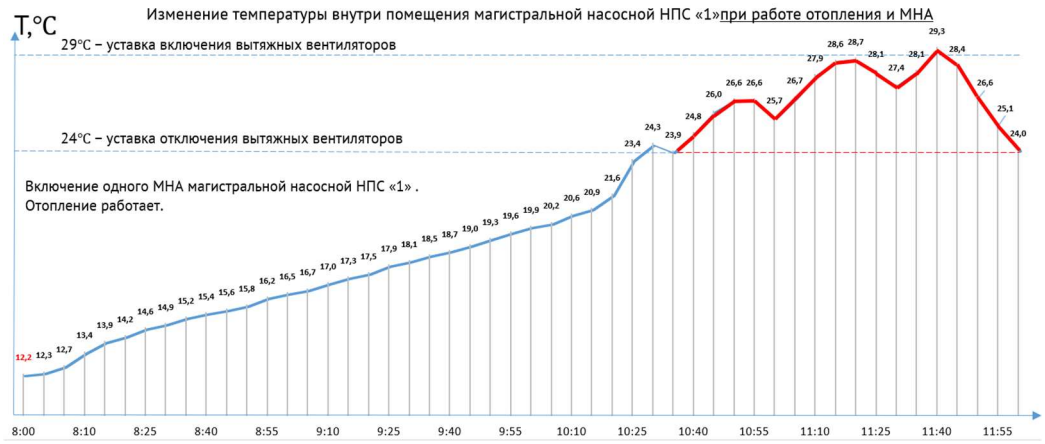


Рис. 2. Изменение температуры внутри помещения МНС НПС «1» при работе МНА и отопления

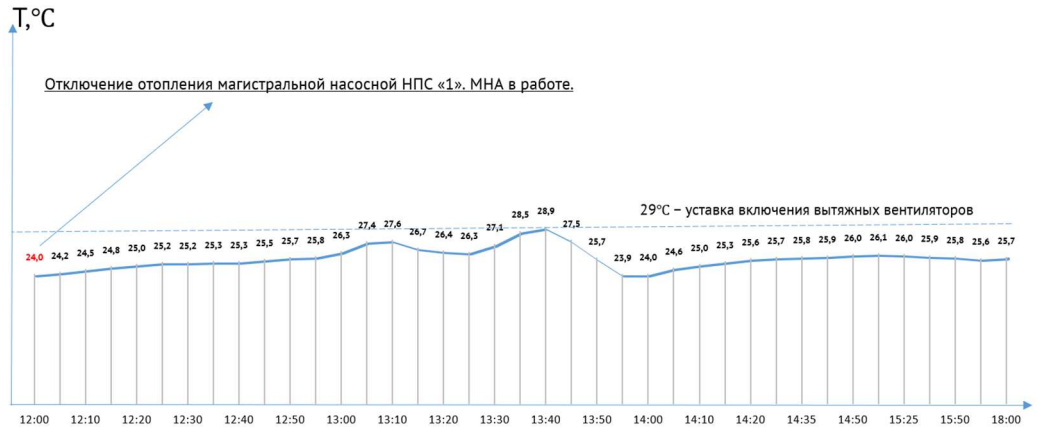


Рис. 3. Изменение температуры внутри помещения МНС НПС «1» при работе МНА, без отопления

Эти данные подтверждают, что в межсезонье (при средней температуре −3 °C) система рекуперации может полностью покрывать теплопотери, а зимой - существенно снижать частоту включения котельной.

Техническое решение и практическая значимость

В результате эксперимента было применено два уровня автоматизации:

Базовый уровень (НПС «2»)

- Взрывозащищённый терморегулятор УВТР-10Б.D.R (-30…+50 °С, маркировка 1ExdIICT5X);
- Электромагнитные клапаны на подающей и байпасной линиях;
- Простая логика: отключение отопления при 18 °С, включение при 15 °С.

Расширенный уровень (НПС «1»)

- Применён программируемый логический контроллер ПЛК160 с аналоговыми и дискретными входами/выходами;
- Взрывозащищённые датчики температуры с токовым выходом 4–20 мА;
- Запорно-регулирующий клапан ЗРК KR311 с приводом BELIMO;
- Возможность интеграции в АСУ ТП и дистанционного мониторинга.

Преимущества ПЛК-решения:

- Гибкая настройка температурных уставок;
- Учёт работы вытяжной вентиляции (отключение при 24 °С, включение при 29 °С);
- Адаптация к погодным условиям и режиму работы МНА. Алгоритм работы системы представлен на рис. 4.

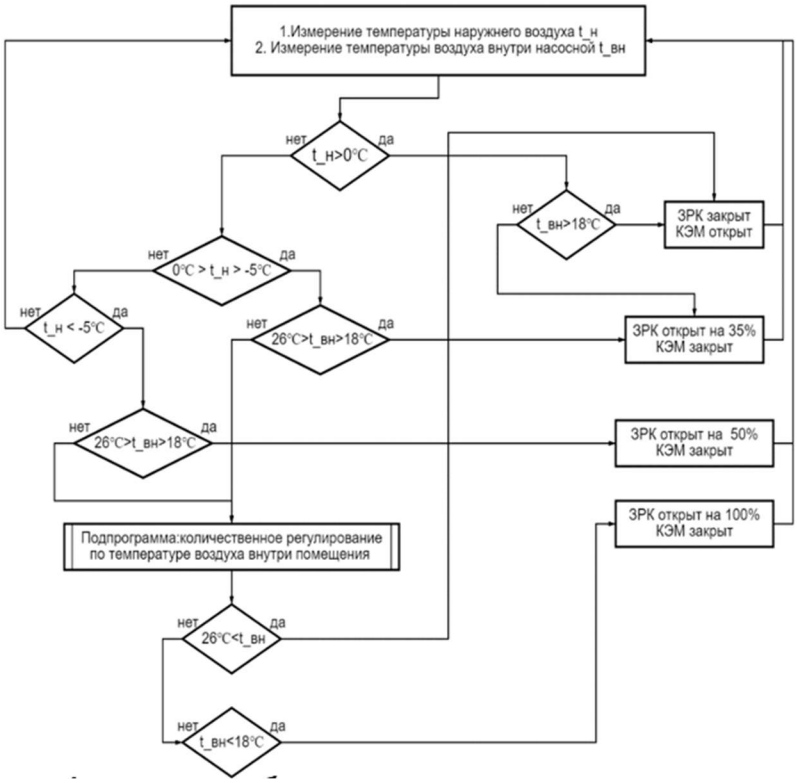


Рис. 4. Алгоритм работы предлагаемой системы

Заключение

Разработанная система рекуперации тепловой энергии от электродвигателей МНА доказала свою высокую техническую и экономическую целесообразность. Ее внедрение на насосных станциях «1» и «2» позволяет:

- Снизить годовое потребление тепловой энергии от котельной на 227 Гкал.
- При расчётной удельной стоимости тепловой энергии 1 000 руб./Гкал сократить затраты на отопление примерно на 227 тысяч рублей в год.
- Окупить капитальные вложения в размере 113 тысяч рублей за 0,5 года.

В экономической оценке 1 000 руб./Гкал принято как расчётное допущение. Опубликованные цены на тепло для населения г. Самары в 2025 году, например для филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс», составляли 2 180,11 руб./Гкал в первом полугодии и 2 437,37 руб./Гкал во втором полугодии с НДС [6]. Эти цены приведены для справки и не являются подтверждением стоимости тепла для исследуемых НПС. При применении решения экономический эффект следует рассчитывать по договорной цене или себестоимости тепла конкретной котельной.

Предложенное решение является типовым и может быть масштабировано на другие насосные станции магистральных нефтепроводов, что вносит вклад в повышение энергоэффективности и снижение эксплуатационных расходов в нефтегазовой отрасли в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баженов М. И. Курс «Источники и системы теплоснабжения» по направлению «Теплоэнергетика». М. : МЭИ, 2006.
2. Ведомость выработки и распределения продукции вспомогательных производств по НПС за 2024–2025 год.
3. НПО «ЭЛСИБ». Крупные электрические машины для привода механизмов различного назначения [Электронный ресурс] : каталог. Июль 2025. С. 10. URL: https://elsib.ru/upload/iblock/182/b8na0w33p8b9yah367qm3bp0jxuz0jqa/Электродвигатели%202025.pdf (дата обращения: 09.11.2026).
4. Альтшуль А. Д. Гидравлические потери на трение в трубопроводах. М. : Недра, 1963.
5. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (ред. от 30.06.2023).
6. Тарифы на коммунальные услуги на 2024 год [Электронный ресурс]. Разд. 1: Тарифы и цены на тепловую энергию и горячее водоснабжение для населения городского округа Самара. URL: https://www.pgrt.ru/useful-info/Files/tarify_na_kommunalnye_uslugi_na_2024_god.pdf (дата обращения: 09.11.2026).

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ

УДК 66.095.26:547.538.1:665.6

ПЕРСПЕКТИВЫ ВОВЛЕЧЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ АРОМАТИЧЕСКИХ ПОТОКОВ НЕФТЕХИМИИ В ПРОИЗВОДСТВО СТИРОЛА

И.О. Петухов, Б.Ю. Смирнов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: *ecology@samgtu.ru*

Аннотация. Выполнен комплексный анализ современного состояния и перспектив развития технологии получения стирола - ключевого мономера для производства полимерных материалов различного назначения. Показано, что ставший классическим метод каталитического дегидрирования этилбензола, обеспечивающий свыше 90% мирового объёма производства, сталкивается с серьёзными термодинамическими и технологическими ограничениями, не позволяющими достичь в ближайшей перспективе значительных ресурсосберегающих эффектов.

В качестве альтернативного направления, отвечающего принципам циркулярной экономики и ресурсосбережения, рассмотрено вовлечение в переработку вторичных ресурсов нефтехимии: пиролизной смолы и кубового остатка ректификации стирола (КОРС). Приведены актуальные данные по общим объёмам образования этих продуктов в России, а также усреднённые данные по их компонентному составу. Проведено сравнение альтернативных промышленных маршрутов получения стирола. Детально описаны технологические схемы, основанные на процессах экстрактивной ректификации пиролизной смолы и термической деполимеризации КОРС. Сделан вывод, что переход от линейной модели «синтез - дегидрирование» к извлечению уже сформированных молекул из побочных потоков обеспечивает существенное снижение энерго- и ресурсоёмкости производства, а также сокращение углеродного следа конечной продукции.

Ключевые слова: ресурсосбережение, циркулярная экономика, стирол, пиролизная смола, кубовый остаток ректификации стирола (КОРС), экстрактивная ректификация, дегидрирование этилбензола, термическая деполимеризация.

Стирол (винилбензол, $C_6H_5CH{=}CH_2$) является одним из важнейших мономеров химической промышленности, широко применяемым в производстве полистирола, бутадиен-стирольных каучуков, ABS- и SAN-пластиков, а также в производстве ионообменных смол и синтетических латексов [1]. Мировой объём производства стирола превышает 35; млн тонн в год, а спрос растёт средними темпами 3-4% в год, что обусловлено расширением применения полимерных материалов в строительстве, автомобилестроении, упаковке и электронике [2]. В 2025 году российскими предприятиями было выпущено 686,9 тыс. тонн стирола, при этом наблюдается незначительное снижение относительно предыдущего года, связанное с конъюнктурой рынка и изменениями в структуре потребления. Основной объём производства (около 88%) сосредоточен в Приволжском федеральном округе [3].

Главный промышленный способ получения стирола, обеспечивающий свыше 80% его глобального производства, состоит в каталитическом дегидрировании этилбензола [4,5]. Этот процесс имеет ряд существенных недостатков. Термодинамические условия реакции требуют высоких температур 600–650°C и

значительного избытка водяного пара по отношению к этилбензолу, что делает производство высокозатратным с точки зрения энергии [6]. Конверсия этилбензола за один проход через слой катализатора составляет 40–50%. Такое значение показателя требует организации масштабного рециклинга непрореагировавшего сырья. Кроме того, процесс сопровождается образованием побочных продуктов (прежде всего, бензола и толуола) и быстрой дезактивацией катализаторов из-за коксообразования, что вынуждает регулярно останавливать производство на регенерацию [7].

Одно из привлекательных направлений совершенствования технологии стирола связано с проблемой переработки вторичных ароматических потоков. Об этом свидетельствуют результаты ряда исследований. Так, в работах [8,9] детально изучен состав пиролизной смолы и показано, что она является концентрированным источником ароматических углеводородов, включая стирол, бензол, толуол и этилбензол. Авторы [10,11] отмечают, что термическая деполимеризация полистирольной составляющей КОРС при температуре 400–500 °С позволяет достичь высокого выхода жидких продуктов, обогащённых целевыми мономерами. В исследованиях [12-14] предложено использование экстрактивной ректификации с различными растворителями для разделения близкокипящих ароматических углеводородов, образующихся при пиролизе.

Краткая сравнительная характеристика процессов получения стирола, приведенная в табл.1, показывает выигрышность технологического маршрута, основанного на переработке вторичных потоков. В отличие от других этот способ позволяет миновать энергоёмкие стадии первичного синтеза и использовать уже сформированный углеродный скелет [8,10].

Таблица 1

Краткая сравнительная характеристика технологических маршрутов получения стирола [5,6,8,10,11]

Технологический маршрут	**Сырьё**	**Основные преимущества**	**Основные ограничения**
Каталитическое дегидрирование этилбензола	Этилбензол	Отработанность, масштабность, доступность сырья	Эндотермичность (600-650 °С), достигаемая конверсия 40-50%, коксование катализатора
SM/PO-процесс (Halcon)	Этилбензол, пропилен, воздух	Совместное получение стирола и пропиленоксида, низкие температуры	Многостадийность, сложность разделения, капиталоёмкость
CDTech (каталитическая дистилляция)	Этилбензол	Совмещение реакции и разделения, конверсия >85% за проход	Ограниченная промышленная апробация, сложность каталитических пакетов
Извлечение из вторичных потоков	Пиролизная смола, КОРС	Отсутствие энергоёмких стадий синтеза, использование готового углеродного скелета	Сложность разделения многокомпонентных смесей, необходимость ингибирования полимеризации

Насущная необходимость повышения энергоэффективности и ресурсосбережения в условиях роста стоимости энергоносителей и ужесточения экологических требований делает актуальным детальное изучение возможности

комплексной переработки вторичных ресурсов, в частности, пиролизной смолы и КОРС, с получением стирола.

Для оценки потенциала вовлечения вторичных ресурсов в производство стирола необходимо прежде всего определить их общие объёмы образования в масштабах страны.

Исходя из приведенного выше значения количества произведенного стирола в 2025 г. с учетом величины удельного образования КОРС, которая составляет от 25 до 50 кг на 1 тонну стирола [7,10], суммарное годовое образование КОРС на российских предприятиях может оцениваться в диапазоне от 17,2 до 34,3 тыс. тонн.

Пиролизная смола образуется как тяжелый побочный продукт высокотемпературного пиролиза нафты, газойля или этана. Суммарное годовое образование пиролизной смолы на российских установках пиролиза оценивается в 304 тыс. тонн [7,9,10]. Эта величина отражает физический выход тяжёлой смолы как побочного продукта на этиленовых комплексах и является наиболее точной для технологических расчётов. Отдельные рыночные оценки (например, объём рынка пиролизной смолы в России в 2022 г.) могут включать импортно-экспортные операции и складские остатки, однако для целей настоящей работы используется значение фактического образования на этиленовых производствах.

Сводные данные об общих объёмах образования вторичных ресурсов приведены в табл.2.

Таблица 2

Общие объёмы образования вторичных ресурсов для производства стирола

Ресурс	**Расчётный объём образования**	**Источник исходных данных**
КОРС	От 17,2 до 34,3 тыс. тонн/год	[7,10]
Пиролизная смола	~304 тыс. тонн/год	[7,9,10]

Химический состав смолы чрезвычайно сложен и представлен сотнями соединений, однако основу составляют ароматические углеводороды, доля которых достигает 75–90%. В смоле из жидкого сырья содержание полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) доходит до 40–60% [9]. Стирол в сырой смоле содержится в количестве до 14%; также присутствуют бензол (2–4%), толуол (4–6%), ксилолы (5–8%) и этилбензол (1–2%) [8,9]. Усреднённый химический состав пиролизной смолы приведён в табл.3.

Таблица 3

Усреднённый химический состав пиролизной смолы [8,9]

Группа соединений	**Содержание, % масс.**	**Ключевые компоненты**
Моноциклические ароматические углеводороды	25-35	Бензол (2–4%), толуол (4–6%), ксилолы (5–8%), этилбензол (1–2%), стирол (10–14%)
Полициклические ароматические углеводороды (ПАУ)	40-60	Нафталин (8–12%), метилнафталины (10–15%), антрацен (3–5%), фенантрен (4–6%), пирен (2–4%)
Гетероатомные соединения	1-3	Тиофен, метилтиофены, карбазол, хинолин

Непредельные соединения	5-10	Инден, винилтолуолы, дициклопентадиен
Прочие компоненты	5-15	Высокомолекулярные конденсированные структуры

Прямое выделение индивидуальных моноциклических ароматических углеводородов из такого тяжёлого сырья затруднено, однако освоенные промышленностью технологические цепочки, включающие вакуумное фракционирование с последующей каталитической гидроочисткой легкой фракции, приводит к получению продукта, пригодного для извлечения стирола [9].

Одним из наиболее эффективных способов выделения стирола из продуктов первичной переработки пиролизной смолы является экстрактивная ректификация. Этот метод совмещает процессы ректификации и экстракции: растворитель подаётся в верхнюю часть колонны и изменяет относительную летучесть компонентов, что позволяет эффективно разделять близкокипящие ароматические углеводороды [13,14].

В колонну экстрактивной ректификации сырьё (фракция C_8, обогащённая стиролом) подаётся в среднюю часть, а экстрагент - в верхнюю. Пары поднимаются вверх, контактируя с растворителем, который стекает вниз. Компоненты, менее растворимые в экстрагенте (ксилолы, этилбензол, неароматические углеводороды), уходят с верхним продуктом (рафинатом). Стирол, хорошо растворимый в экстрагенте, вместе с ним выводится снизу колонны в виде экстракта. Далее экстракт направляется в колонну регенерации растворителя, где при более низком давлении (часто под вакуумом) стирол отгоняется от высококипящего экстрагента. Регенерированный растворитель возвращается в первую колонну, а стирол-сырец после дополнительной очистки (промывки, ректификации) становится товарным продуктом [8,13].

Ключевым фактором достижения высокой эффективности процесса является выбор экстрагента, к которому предъявляются следующие требования: высокая селективность по отношению к стиролу, термическая стабильность, низкая вязкость, нетоксичность, доступность и способность подавлять полимеризацию стирола [8,13].

В промышленной практике и научных исследованиях наибольшее распространение получили следующие экстрагенты:

- Сульфолан (SUL, тетраметиленсульфон, $C_4H_8O_2S$) - один из наиболее эффективных и широко применяемых растворителей для разделения ароматических и неароматических углеводородов, а также близкокипящих ароматических пар. Сульфолан обладает высокой селективностью, термостабильностью и низкой коррозионной активностью. Однако его недостатком является относительно высокая температура плавления (около 27 °C), что требует подогрева при хранении и транспортировке. Процесс STED (Styrene Extractive Distillation Technology), разработанный в Китае, использует сульфолан в качестве экстрагента и обеспечивает чистоту стирола ≥99,9% и степень извлечения ≥95% [17].
- N-метилпирролидон (NMP, C_5H_9NO) - полярный апротонный растворитель с высокой растворяющей способностью по отношению к ароматике. NMP обладает низкой вязкостью и температурой замерзания (−24 °C), что делает его удобным в эксплуатации. Он часто используется в смеси с сульфоланом для достижения оптимального баланса селективности и технологичности [13].
- Смесь сульфолана и NMP - по результатам оптимизации методом групповых вкладов UNIFAC и экспериментальных исследований, именно смешанный

растворитель SUL + NMP в массовом соотношении 9:1 был признан наиболее эффективным для выделения стирола из пиролизной смолы. Такая композиция сочетает высокую селективность сульфолана с низкой вязкостью и хорошей растворимостью NMP, а также снижает температуру замерзания смеси. Оптимизированные условия процесса: соотношение растворитель:сырьё 7:1, флегмовое число 4,5, расход воды на орошение 6000 кг/ч [13].

• N,N-диметилацетамид (ДМАА, DMAC) - полярный апротонный растворитель, использование которого в экстрактивной ректификации позволяет достичь чистоты стирола более 99,8% и степени извлечения 98,5% при соотношении растворитель:сырьё 3,8–4,2 и флегмовом числе 3,1–3,3. Важным преимуществом ДМАА является более низкая температура в кубе колонны (около 113 °C по сравнению с сульфоланом), что благоприятно сказывается на длительности работы аппарата и снижает риск термической полимеризации [14].

Важно отметить, что в экстрагент часто вводят ингибиторы полимеризации (например, пространственно-затруднённые фенолы) для предотвращения термической полимеризации стирола в условиях высоких температур в кубовой части колонн [8].

Показатели экстрактивной ректификации зависят от состава сырья, выбранного экстрагента и технологического режима. Однако проведенный аналитический обзор позволяет оценить достижимые пределы: теоретический выход стирола из фракции C_8 пиролизной смолы при использовании экстрактивной ректификации составляет не менее 95–98,5%, а чистота продукта может достигать 99,7–99,9%, что свидетельствует о высокой эффективности метода.

КОРС — это также сложная многокомпонентная система, формирующаяся в результате нежелательных побочных процессов как на стадии высокотемпературного дегидрирования этилбензола, так и непосредственно при ректификации товарного стирола. Основная масса компонентов смеси образуется по трём механизмам. Первый - термическая полимеризация стирола и его гомологов: она начинается уже при 80–100°C и протекает по радикальному механизму, при котором молекулы стирола самопроизвольно инициируют образование полимерных цепей без участия катализаторов. В кубах ректификационных колонн, где температура достигает 90–120°C, этот процесс идёт особенно интенсивно [10,15]. Второй механизм - реакции уплотнения, приводящие к образованию конденсированных ароматических структур (нафталина, фенантрена и их производных), которые накапливаются в кубовом остатке из-за высоких температур кипения [15]. Третий - побочные реакции стадии дегидрирования [8]. Количественный состав КОРС существенно зависит от технологии производства, режима работы реактора, применяемой ингибирующей системы и времени пребывания продукта в отгонных аппаратах [10,15]. Усреднённый компонентный состав КОРС приведён в табл.4.

Таблица 4

Усреднённый компонентный состав КОРС [10,15]

Группа компонентов	**Наименование компонента**	**Содержание, % масс.**
Мономеры	Стирол	5,0-25,0
	α-Метилстирол	1,0-8,3
	β-Метилстирол (цис/транс)	1,8-3,7
Полимеры и олигомеры	Полистирол (олиго- и полимерные формы)	10,0-60,0

Группа компонентов	Наименование компонента	Содержание, % масс.
Ароматические углеводороды и продукты конденсации	Этилбензол	1,0-12,0
	Дивинилбензол	0,3-0,7
	Изопропилбензол (кумол)	0,1-1,0
	транс-Стильбен	3,8-12,4
	Фенантрен	1,7-3,1
	Нафталин	0,4-0,7
	Дифенил	0,2-0,8
	Дифенилэтан	1,1-2,8
	Дибензил	0,8-2,8
	1-Фенил-3-трет-бутилциклогексан	1,8-2,7
	5-Этилиндан	0,9-1,7
	Дифенилметан	0,1-0,4
Прочие компоненты	Гидрохинон-п-оксидифениламин	0,2-0,6
	Неидентифицированные лёгкие вещества	1,2-2,4
	Высококипящий тяжёлый остаток	1,5-2,5

Представляет интерес разрушить высокомолекулярные соединения, входящие в состав КОРС, до низкомолекулярных продуктов, пригодных для возврата в основной процесс путем термической деполимеризации. Процесс проводится при температурах 350–450°C, часто с добавлением водяного пара, который способствует разрыву связей C-C и предотвращает коксообразование. Цепи полимеров подвергаются деполимеризации (образованию мономеров и олигомеров), конденсированные ароматические соединения частично дегидроциклизуются. При конверсии полистирольной составляющей на уровне 90% и селективности образования мономера 85% выход стирола из полимерной фракции КОРС достигает 76,5%. Дополнительно выделяются α-метилстирол, этилбензол и нафталин, что повышает полноту использования сырьевых ресурсов [11,16].

Интегрированная схема переработки КОРС включает несколько последовательных стадий. Исходный кубовый остаток поступает в роторный тонкоплёночный испаритель, где при мягких условиях отгоняется лёгкая фракция, обогащённая остаточными мономерами. Её возвращают в ректификационную колонну для дополнительного выделения стирола и этилбензола [11]. Концентрат после испарения - преимущественно олигомеры и полимеры - подаётся в реактор термического крекинга, устроенный как трубчатая печь или аппарат с выносной топкой, обеспечивающий быстрый нагрев до температуры реакции и необходимое время выдержки. Водяной пар здесь выполняет несколько функций: снижает парциальное давление углеводородов, помогает их испарению, отдувает продукты крекинга из реакционной зоны и уменьшает коксообразование на стенках [18]. Продукты крекинга разделяются в ректификационной колонне: головная фракция содержит бензол и толуол, боковой погон обогащён этилбензолом и стиролом и возвращается в голову процесса, тяжёлый остаток направляется на получение пёка или других материалов с высокой термической стабильностью, неконденсируемые газы сжигаются для покрытия энергетических нужд процесса. Такая схема обеспечивает практически полную переработку кубового остатка с минимальным количеством отходов, требующих захоронения [11].

Технология каталитического дегидрирования этилбензола является сегодня наиболее распространённой и хорошо отработанной, однако существенный прогресс в её рамках ограничен. Успехи последних десятилетий (железооксидные катализаторы, микролегирование редкоземельными элементами, многоступенчатые адиабатические реакторы с аксиально-радиальным ходом газа) позволили снизить удельный расход водяного пара и поднять селективность до 92–97% [7,19], но кардинально сократить ресурсо- и энергопотребление, оставаясь исключительно в рамках дегидрирования, едва ли получится без смены технологической парадигмы.

Наши исследования показали, что значительный эффект достигается при вовлечении вторичных ароматических потоков в производство стирола, Производство стирола частично становится «попутным», а его углеродный след распределяется между всеми продуктами пиролиза. Кроме того, перевод пиролизной смолы и КОРС из «топливных ресурсов» или отходов в ценное вторичное сырьё соответствует принципам экономики замкнутого цикла. Сокращается и образование трудноутилизируемых тяжёлых остатков, которые могут быть направлены на производство технического углерода или электродных материалов [9]. Отдельно следует отметить сокращение образования отработанного катализатора дегидрирования, что снижает нагрузку на окружающую среду [19]. Оценка совокупного годового образования стиролсодержащих побочных потоков в России показывает, что за счёт их глубокой переработки можно покрыть от 10 до 15% внутреннего спроса на стирол, не наращивая загрузку пиролитических мощностей по первичному сырью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Корыстов В.А. Совершенствование производства стирола в ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»: автореф. дис. … канд. т. наук. – Уфа, 2008. – 24 с.
2. Biomass-based styrene production: Process design, techno-economic analysis and life cycle assessment / Fan G., Zhu B., Lei Y., Zhang Z., Ma J., Chen Y. // Chemical Engineering Science. - 2026. - Vol. 320. - Art. 122460.
3. Производство стирола в России 2025: объем выпуска 686 865,0 тонн // Alto Consulting Group. - 2026. - URL: https://alto-group.ru/new/20413-proizvodstvo-stirola-v-rossii-2025-obem-vypuska-6868650-tonn.html (дата обращения: 22.10.2026).
4. Petrescu L., Talos D.-D., Galusnyak S. C. From biomass to styrene: Modelling and simulating a sustainable production pathway // Biomass and Bioenergy. - 2026. - Vol. 204. Art. 108407
5. Qian B., Zhu Qian J. Progress in Production Technology of Styrene // Jiangsu Chemical Industry. - 2007. - Vol. 35, №. 5. - P. 11-14.
6. Cavani F., Trifiro F. Alternative processes for the production of styrene // Applied Catalysis A: General. – 1995. – Vol.133. – P.219-239.
7. Соболев В.М. Каталитические процессы дегидрирования углеводородов // Соросовский образовательный журнал. - 1997. - № 8. - С. 54-59.
8. Lee K.-Y. A Review on the Separation of Styrene from Pyrolysis Gasoline by Extraction and Distillation // Separation & Purification Reviews. - 2016. - Vol. 45,№ 4. - P. 261-274.
9. Быстров Г.А., Гальперин В.М., Титов Б.П. Обезвреживание и утилизация отходов в производстве пластмасс. - Л. : Химия, 1982. - 264 с.

10. Сафронов В.С., Гладышев Н.Г., Правдивцева З.А., Дубровина В.А. Регенерация мономеров из кубовых остатков ректификации в производстве стирола и α-метилстирола // Химическая промышленность. - 1983. - № 11. - С. 9-11.
11. Гладышев, Н.Г., Сафронов В.С., Жоров Ю.М., Дубровина В.А. Термические превращения полимерсодержащих отходов в производстве // Пластические массы. - 1986. - № 1. - С. 35-36.
12. Morimoto H., Tatsumi M. The STEX Process - Extraction of Styrene from Pyrolysis Gasoline // Bulletin of the Japan Petroleum Institute. - 1974. - Vol. 16, №. 1. - P. 38-42.
13. Guo G., Liu C., Chen Y. Extractive Distillation Approach to the Separation of Styrene from Pyrolysis Gasoline Feedstock Coupled with Deep Desulfurization // Separations. - 2023. - Vol. 10, № 6. - P. 341.
14. Zhao M., Tian L., Tang W., Gao S. Study of Separation of Styrene by Extractive Distillation with N,N-Dimethylacetamide Solvent// Petroleum Processing and Petrochemicals. - 2018. - Vol. 49, № 11. - P. 22-27.
15. Гладышев Н.Г., Сафронов В.С., Дубровина В.А. Анализ равновесия в системе стирол-олигомеры // V Всесоюзная конференция по термодинамике органических соединений: тезисы докладов. - Куйбышев, 1987.
16. Гладышев Н.Г., Сафронов В.С., Малиновский А.С. Технологические принципы гибкого производства стирола и α-метилстирола на базе комплексной переработки сырья и вторичных ресурсов // Безотходные и энергосберегающие процессы нефтепереработки и нефтехимии : сб. науч. тр. - Куйбышев: Куйбышевский политехнический институт, 1987. - 182 с.
17. Styrene Extractive Distillation Technology (STED) // Sinopec Research Institute of Petroleum Processing (RIPP). - 2022. - URL: http://ripp.sinopec.com/ripp/en/TechnicalSolutions/ChemicalTechnologies/20220913/news_20220913_498724331174.shtml (дата обращения: 22.10.2026).
18. Малкин А.Я. Полистирол. Физико-химические основы получения и переработки / А.Я. Малкин, С.А. Вольфсон, В.Н. Кузнецов. - М. : Химия, 1976. - 288 с.
19. Соболев В.М., Колесов В.И. Катализаторы дегидрирования этилбензола в стирол: состав, свойства, механизм действия // Успехи химии. - 1991. - Т. 60, № 10. - С. 2174-2199.

УДК 665.71

ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕРАБОТКИ ОТРАБОТАННЫХ МОТОРНЫХ МАСЕЛ

С.С. Павлова, К.В. Подгорбунских

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»
г. Ханты-Мансийск, Россия
e-mail: s_pavlova@ugrasu.ru, kseniapodgorbunskih2005@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены актуальные вопросы обращения с отработанными моторными маслами (ОММ), объёмы образования которых ежегодно растут на фоне ужесточения природоохранных норм. Проведён краткий обзор физических, химических и комбинированных способов восстановления масел, выделены их сильные стороны и технологические ограничения. Показано, что для лабораторных условий и малых производств наиболее практична адсорбционная очистка с применением как синтетических, так и природных поглотителей. В ходе работы на примере отработанного моторного масла испытаны пять сорбентов: сфагновый мох, активированный уголь, силикагель, цеолит и оксид алюминия. Очистку проводили в динамическом режиме с использованием адсорбционной колонны, а качество фильтрата оценивали методом оптической микроскопии по наличию твёрдых взвесей.

Ключевые слова: отработанное моторное масло, утилизация, адсорбционная очистка, адсорбционная колонна, сорбенты, сфагновый мох, экологическая безопасность.

Введение. Постоянное увеличение автопарка в России и мире неизбежно влечёт за собой рост объёмов отработанных моторных масел – крупнотоннажного и опасного для природы нефтепродуктового отхода. В Российской Федерации ежегодно накапливается порядка 1,5 – 2 млн тонн отработанных смазочных материалов, причём перерабатывается лишь малая доля этого объёма [1, 2]. Основная масса таких отходов без какой-либо подготовки попадает в почву и водоёмы [1, 2]. Ситуацию осложняет высокая устойчивость нефтепродуктов к биоразложению: в естественных условиях распадается всего 10–30 % массы отработанного масла, из-за чего законодательство требует его обязательного сбора и обезвреживания [1].

За время работы двигателя масло подвергается термическому и окислительному старению. В его составе скапливаются смолисто-асфальтеновые вещества, продукты окисления углеводородов, сажа и металлическая стружка от износа деталей. При попадании в окружающую среду такая смесь надолго выводит из строя почвенные и водные биоценозы [2]. В то же время базовая углеводородная основа масла при эксплуатации разрушается не полностью, что позволяет использовать ОММ как ценное вторичное сырьё. Регенерация возвращает очищенный продукт в хозяйственный оборот, сокращая потребность в первичной нефти и снижая нагрузку на экосистемы [3].

На практике применяют три основные группы методов восстановления отработанных масел: физические, химические и комбинированные. Физические способы – отстаивание, фильтрация и центрифугирование – просты в аппаратурном оформлении, но способны задержать только крупные нерастворённые частицы,

оставляя в объёме масла растворённые продукты окисления и полярные примеси [4]. Химическая очистка (обработка кислотами и щёлочами, коагуляция, селективная экстракция) глубже удаляет смолы и кислые соединения, однако требует значительного расхода реагентов. Кроме того, такие процессы сопровождаются образованием токсичных побочных отходов, например кислых гудронов, а малейший сбой технологического режима грозит разрушением самой масляной основы [1]. Комбинированные технологии совмещают преимущества обоих подходов и дают высокое качество регенерата, но из-за высокой стоимости оборудования и сложной автоматики они малодоступны для небольших предприятий [1, 3].

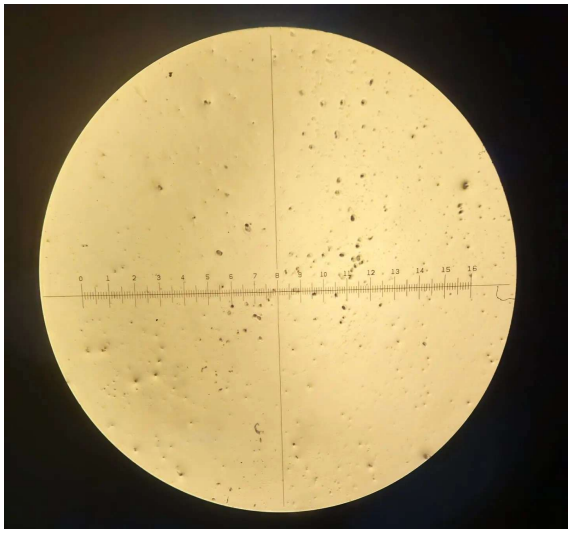
Более гибкой альтернативой выступает адсорбционная очистка. При таком способе примеси удерживаются на развитой поверхности твёрдого пористого материала, сама установка не требует сложного оснащения и легко масштабируется от лабораторной колонки до промышленного аппарата [5]. Эффективность процесса здесь напрямую зависит от природы и пористости выбранного сорбента. С точки зрения экологичности и снижения затрат особого внимания заслуживают природные растительные материалы, в частности сфагновые мхи: благодаря капиллярно-пористой структуре и наличию гуминовых кислот они хорошо связывают полярные загрязнители [6–8]. Для Ханты-Мансийского автономного округа – Югры использование сфагнума имеет очевидную практическую ценность, поскольку значительную площадь региона занимают верховые болота, позволяющие добывать сырьё локально без дальних перевозок. Чтобы объективно оценить возможности природного сорбента, необходимо сравнить его работу с традиционными минеральными и углеродными поглотителями в одинаковых условиях.

На практике адсорбционную очистку удобно проводить путём пропускания масла через неподвижный слой поглотителя в колонне; результат такого фильтрования определяется характеристиками засыпки [5, 9]. С учётом этого целью настоящей работы стало сравнение пяти различных по природе адсорбентов по их способности удалять механические примеси из отработанного моторного масла.

Практическая часть. Испытания проводили на лабораторной установке, основным элементом которой служила адсорбционная колонна, заполненная исследуемым сорбентом. Отработанное моторное масло подавали через неподвижный слой материала с постоянной скоростью. Выбранный проточный режим имитирует реальную работу промышленных фильтров и позволяет корректно переносить полученные данные на практику [5]. Наличие или отсутствие твёрдых механических включений в пробах до и после очистки контролировали визуально при помощи оптического микроскопа «Микромед Полар 1».

Результаты. Микроскопический анализ очищенных образцов показал, что ни в одной из проб после прохождения через колонну механические примеси не обнаруживаются. На рисунке 1 представлены микрофотографии образцов масла до и после сорбции.

а



б

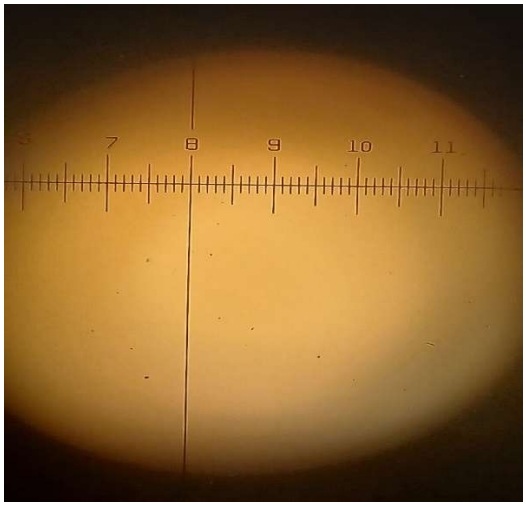


Рисунок 1 – Микрофотографии ОММ а) до очистки, б) после очистки адсобрентами

Таким образом, при фильтровании в динамическом режиме все пять испытанных материалов – сфагновый мох, активированный уголь, силикагель, цеолит и оксид алюминия – одинаково полно задерживают твёрдые взвеси, содержащиеся в ОММ.

Заключение. Эксперимент подтвердил, что каждый из пяти протестированных адсорбентов эффективно очищает отработанное моторное масло от механических загрязнений при пропускании через неподвижный слой. Вместе с тем, результаты микроскопии носят качественный характер: они доказывают принципиальную пригодность всех материалов, но не позволяют сравнить их по предельной сорбционной ёмкости и скорости поглощения примесей. Поскольку по степени задержания твёрдых частиц все образцы сработали на одном уровне, при выборе оптимального сорбента на первый план выходят экономические и

экологические факторы – себестоимость, доступность, возобновляемость сырья и простота утилизации отработанной засыпки.

По совокупности этих критериев сфагновый мох выглядит наиболее выигрышно: он дёшев, широко распространён на территории ХМАО-Югры и представляет собой возобновляемый природный ресурс, не требующий энергоёмкого синтеза [6–8]. Напротив, производство и доставка синтетических и минеральных аналогов (активированного угля, силикагеля, цеолитов, оксида алюминия) заметно удорожают процесс, а их отработанные остатки требуют отдельного обезвреживания [5]. В дальнейшем планируется провести расширенный инструментальный анализ очищенного масла с определением кислотного числа, оптической плотности и массовой доли механических примесей, чтобы количественно оценить ёмкость и кинетику работы каждого сорбента.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шульга, Е. А. Регенерация отработанных смазочных масел / Е. А. Шульга, С. П. Василевская. – Текст : непосредственный // Молодой учёный. – 2025. – № 4 (555). – С. 54–56.
2. Андрихова, Н. П. Регенерация отработанных масел / Н. П. Андрихова. – Текст : электронный // Фундаментальные исследования. – 2004. – № 6. – С. 75. – URL: fundamental-research.ru (дата обращения: 09.11.2026).
3. Самедова, Ф. И. Регенерация отработанных масел / Ф. И. Самедова, Р. З. Гасанова, Б. М. Алиев, С. Б. Логманова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии. – 2015. – № 3. – С. 49–51.
4. Выборнова, Т. С. Очистка минеральных и синтетических моторных масел от механических примесей посредством физических воздействий / Т. С. Выборнова, Г. В. Власова, Ю. Т. Пименов. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2023. – № 2. – С. 172–184. – DOI: 10.17122/ogbus-2023-2-172-184.
5. ГОСТ Р 55096-2012. Ресурсосбережение. Наилучшие доступные технологии. Обработка отходов в целях получения вторичных материальных ресурсов. Оценка применения наилучших доступных технологий. – Москва : Стандартинформ, 2012. – Текст : непосредственный.
6. Ивасишин, П. Л. Ликвидация последствий нефтеразливов посредством биоразлагающих сорбентов / П. Л. Ивасишин. – Текст : электронный // Бурение и нефть. – 2009. – № 6. – URL: burneft.ru (дата обращения: 09.11.2026).
7. Кожалакова, А. А. Эффективность использования абсорбента нефти на основе торфяного сфагнового мха / А. А. Кожалакова. – Текст : непосредственный // Вестник КазНУ. Серия экологическая. – 2013. – № 2/2 (38). – С. 188–190.
8. Онищенко, Д. В. Технология получения нефтесорбентов из возобновляемого растительного сырья – отходов злаковых культур и сфагновых видов мхов / Д. В. Онищенко, В. В. Чаков. – Текст : непосредственный // Журнал прикладной химии. – 2012. – Т. 85, № 1. – С. 103–106.
9. Гайнуллина, Л. Р. Адсорбционная осушка трансформаторного масла на природных цеолитах / Л. Р. Гайнуллина, В. П. Тутубалина. – Текст : электронный // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2016. – № 2 (30). – С. 82–89.

ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ НАНОЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

У.В. Зотова, А.Д. Хуснутдинова, А.М. Штеренберг

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: ulanazotova18@mail.ru, pushchinchigym@yandex.ru, ashter53@mail.ru

Аннотация. Рассмотрено применение наночастиц в составе растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) для увеличения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки месторождений. Основное внимание уделено ключевому технологическому ограничению метода-склонности наночастиц к коагуляции с образованием вторичных структур, закупоривающих порошок пространно. Приведены результаты экспериментов в ячейке Хеле-Шоу, заполненной кварцевым песком, и в модели пористой среды из стеклянных частиц фракции 70-110 мкм. Показано различием двух режимов коагуляции-диффузионно-ограниченная (DLA) и реакционнно-ограниченной (RLA)- по структуре агрегатов, их фрактальной размерности и способности проходить через портовые каналы. Сформулированы условия стабилизации коллоидной системы, обеспечивающие транспорт наночастиц в пласт без кольматации.

Ключевые слова: нанозаводнение, увеличение нефтеотдачи, наночастицы, коагуляция, дзета-потенциал, фрактальная размерность, фрактальная агрегация, колматация.

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений коэффициент извлечения нефти снижается. Остаточная нефть концентрируется в тупиковых и субкапиллярных порах. Геометрия порового пространства усложняет её вытеснение. Одним из направлений повышения нефтеотдачи является нанозаводнение [4]. Наночастицы размером 10–100 нм изменяют поверхностные свойства породы и снижают межфазное натяжение [2]. Практическое применение технологии ограничено потерей агрегативной устойчивости дисперсных систем [1]. При повышенной минерализации пластовой воды и температуре наночастицы коагулируют. Вторичные структуры закупоривают поровое пространство и снижают приёмистость скважин [3]. По данным отраслевой статистики, около 40% проектов по внедрению нанотехнологий в нефтедобыче сталкиваются с неконтролируемой коагуляцией частиц. Поиск экономически эффективных и экологичных реагентов для повышения нефтеотдачи остаётся актуальным. Совместное применение наночастиц и ПАВ позволяет воздействовать на пластовую систему по нескольким механизмам. Распределение наночастиц в пористой среде на микроуровне определяет возможность масштабирования технологии. Актуальность исследования обусловлена необходимостью поиска экономически эффективных и экологичных реагентов для повышения коэффициента извлечения нефти. Совместное применение наночастиц и ПАВ позволяет воздействовать на пластовую систему по нескольким механизмам одновременно, а понимание распределения наночастиц в пористой среде на микроуровне критически важно для масштабирования технологии на реальные месторождения

Цель работы-установить зависимость размера и фрактальной структуры агрегатов наночастиц от режима приготовления и условий агрегации, а также определить интервал размеров, обеспечивающий проникновение агрегатов в низкопроницаемые зоны без закупорки.

Для достижения цели решались следующие задачи: исследовать влияние режимов коагуляции на структуру формирующихся агрегатов; определить параметры стабилизации наночастиц в пластовых условиях; изучить особенности фильтрации и вытеснения нефти растворами анионного ПАВ с различной концентрацией наночастиц в условиях микромодели пористой среды.

Наночастицы обладают высокой удельной поверхностью и способны адсорбироваться на границе раздела фаз «нефть-вода» и на поверхности породы. В сочетании с анионным ПАВ они образуют структурированные адсорбционные слои, что приводит к снижению межфазного натяжения и изменению угла смачивания. Кроме того, наночастицы могут закупоривать мелкие поровые каналы, что способствует выравниванию фронта вытеснения и увеличению охвата пласта заводнением. Модель Хеле-Шоу позволяет визуализировать эти процессы в двумерном приближении и является удобным инструментом для изучения закономерностей фильтрации нанофлюидов в пористой среде.

Методы и материалы

В качестве модели пористой среды использовались стеклянные частицы сферической формы размерами 70-110мкм. Для имитации нефтяного пласта была собрана ячейка Хеле-Шоу, в центре которой поместили стеклянные частицы, ограничив их медной проволокой вовремя закачивания растворов. Перед закачиванием раствора в ячейку Хеле-Шоу закачивалась нефть объемом 1мл. Далее производилась закачка раствора с целью вытеснения нефти из пористой среды. Объем закачиваемого раствора составлял 1мл, скорость закачки составляла 0,1 мл/с. В качестве вытесняющего агента использовались растворы сульфанола в дистиллированной воде с наночастицами SiO_2 различной концентрации. Концентрация ПАВ не менялась. Эксперимент проводился при следующих условиях: температура окружающей среды 22°C, влажность воздуха 63%, атмосферное давление 760 мм рт.ст. Во время вытеснения нефти растворами ПАВ производилась фотосъемка с последующей обработкой и анализом изображений в программе ImageJ

Были приготовлены два раствора одинакового объема с равным содержанием ПАВ, но с разной концентрацией наночастиц.



Рис. 1 Опыт 1: До/После введения раствора с меньшей концентрация наночастиц

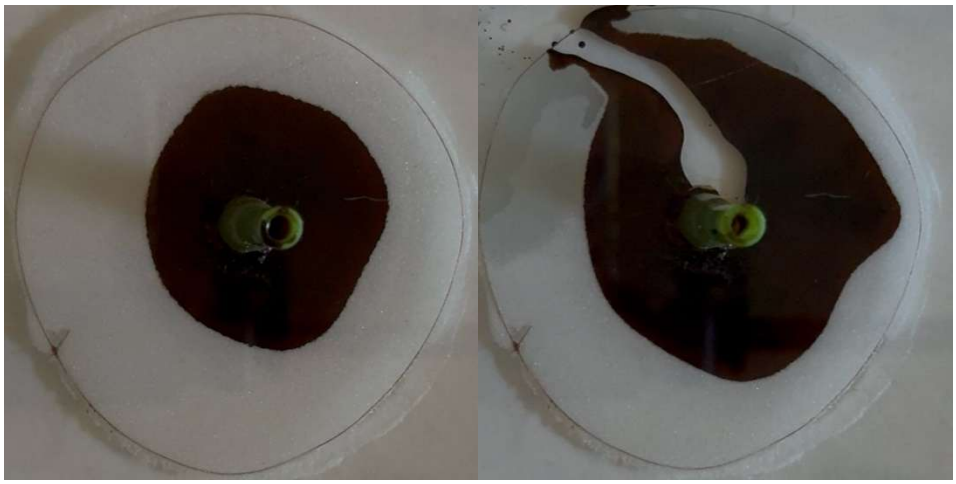


Рис. 2 Опыт 2: До/После введения раствора с большей концентрация наночастиц

Состояние коллоидной системы наночастиц оценивали качественно по прозрачности растворов при варьировании концентрации ПАВ. Помутнение раствора или выпадение осадка служили критерием потери агрегативной устойчивости и начала интенсивной коагуляции. Кинетику коагуляции описывали теорией Смолуховского, рассматривая последовательные попарные столкновения броуновских частиц, с введением эффектности столкновения для разделения режимов DLA (быстрая коагуляция) и RLA (медленная коагуляция). При расчётах учитывали электростатическое отталкивание и ван-дер-вальсово притяжение, а стерическим фактором пренебрегли вследствие его малости. В результате находили фактор устойчивости W, связанный с величиной дзета-потенциала, поскольку коагуляция протекает в водных растворах. Во время вытеснения нефти растворами ПАВ производилась фотосъёмка с последующей обработкой и анализом изображений в программе Image. В качестве основных метрик использовались площадь вытесненной области и стандартное отклонение распределения серых пикселей на бинарном изображении, характеризующее однородность фронта вытеснения: чем ниже

значение, тем более однороден фронт. Для определения фрактальной размерности применялся метод box-counting в программе Imagel: изображение разбивается на ячейки заданного размера в, подсчитывается количество ячеек, содержащих исследуемый объект, затем размер ячейки уменьшается, и процедура повторяется. Для фрактальной структуры зависимость N(ε) подчиняется степенному закону, а наклон графика в двойных логарифмических координатах соответствует фрактальной размерности. Достоверность результатов оценивалась статистически с использованием критерия Стьюдента при доверительной вероятности 0,95; относительная погрешность измерений не превышает 5%.

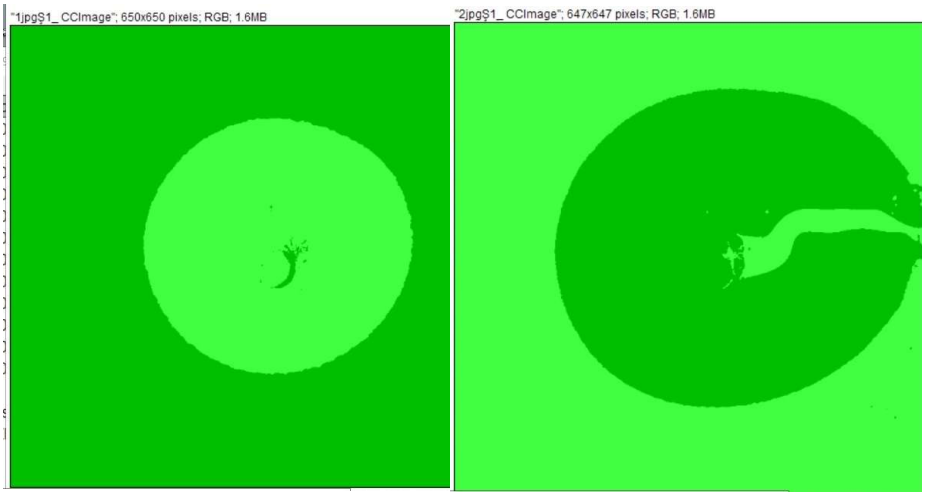


Рис. 3 Обработка 1 опыта в программе ImageJ



Рис. 4 Обработка 2 опыта в программе ImageJ

Установлено, что агрегат из твёрдых наночастиц диаметром 20-50 нм формирует фрактальную структуру. Расчёты показали, что фрактальная размерность конечных агрегатов составляет 1,8-2,1 в режиме диффузионно-ограниченной агрегации (DLA —

быстрая коагуляция, низкий ζ-потенциал) и 2,4-2,6 в режиме реакционно-ограниченной агрегации (RLA — медленная коагуляция).

Таблица 1. Характеристика режимов коагуляции

Режим	Коагуляция	Что лимитирует скорость	Структура	Фрактальная размерность D_f
DLA	Диффузионно-ограниченная	Как быстро частицы встречаются	Рыхлая, ветвистая	1,8-2,1
RLA	Реакционно-ограническая	Как часто столкновения приводят к слипанию	Плотная, компактая	2,4-2,6

Проведены эксперименты в ячейке Хеле-Шоу с кварцевым песком с использованием растворов, полученных в разных режимах коагуляции: Раствор с агрегатами DLA(быстрая коагуляция, низкий ζ-потенциал) практически не проходил через ячейку: агрегаты закупорили поровое пространство на входе. Раствор с агрегатами RLA (медленная коагуляция, ζ-потенциал около - 20..-25 мВ) проходил через ячейку без закупорки. Диаметр агрегатов в режиме DLA достигал ~180 нм, что достаточно для закупорки пор низкопроницаемого коллектора. Агрегаты RLA характеризовались большей плотностью и меньшими размерами, что обеспечивало их прохождение через поровые каналы без закупорки.

На фотографиях опыта 1 видно, что фронт вытеснения имеет достаточно четкую, но неравномерную границу с образованием «языков» внедрения. В ImageJ получены следующие значения: До введения раствора: площадь вытеснения составила 1,8014, стандартное отклонение 0,0269. После введения раствора: площадь увеличилась до 1,8068, при этом стандартное отклонение снизилось до 0,0174. Это указывает на то, что при малой концентрации наночастиц процесс вытеснения становится более равномерным по мере продвижения фронта, однако общий охват остается ограниченным.

На рисунках опыта 2 с увеличенной концентрацией наночастиц картина существенно меняется. Рисунок 4 отчетливо показывает изменение цвета вытесняющей жидкости и сильную изрезанность границы раздела фаз: до введения раствора: площадь составила 1,7036, стандартное отклонение-0,0163. После: площадь 1,6354, стандартное отклонение -0,0304.

Сравнивая показатели, можно отметить, что при меньшей концентрации наночастиц достигаются более высокие значения площади (≈ 1.80), однако при большей концентрации наночастиц до введения раствора зафиксировано минимальное стандартное отклонение (0,0163). Это может свидетельствовать о том, что высокая концентрация наночастиц способствует более стабильному и однородному фронту вытеснения на ранних этапах за счет изменения реологии и структурирования системы «ПАВ + наночастицы» (эффект выравнивания фронта). После введения

раствора с большей концентрацией наночастиц наблюдается резкий рост дисперсии (0,0304) и снижение площади. Это может быть связано с проявлением эффектов кольматации агрегатами наночастиц, что приводит к образованию застойных зон и неравномерному охвату, а также с изменением цвета раствора, что может указывать на изменение его оптических свойств или агрегативную неустойчивость системы при данной концентрации.

В ходе исследования установлено, что фрактальная размерность не зависит от цвета, контраста и яркости изображения, а также от расположения и периметра фигур. Определяющим фактором является степень заполнения поверхности: с увеличением площади, занятой фигурами, фрактальная размерность возрастает. Применительно к анализу реальных пород по фотографиям шлифов или керна это означает, что фрактальная размерность порового пространства определяется в первую очередь площадью просветности - долей поверхности, занятой порами. Данный параметр зависит от выбора порога контрастности при бинаризации изображения; произвольный выбор порога приводит к систематической ошибке, поэтому для корректного сравнения образцов процедуру необходимо стандартизировать.

Полученные результаты показывают, что добавление наночастиц к раствору анионного ПАВ влияет на характер вытеснения в пористой среде. Увеличение концентрации наночастиц приводит к изменению динамики фронта: на начальном этапе наблюдается высокая стабильность вытеснения (низкое стандартное отклонение 0,0163), однако избыточная концентрация вызывает неоднородность охвата на поздних стадиях (рост стандартного отклонения до 0,0304) из-за эффектов закупоривания пор. Ключевой технологический вывод связан с разделением режимов коагуляции. Агрегаты, сформированные в режиме DLA, оказываются слишком рыхлыми и крупными (до ~180 нм) и закупоривают поровое пространство низкопроницаемого коллектора. Агрегаты RLA, напротив, плотнее и мельче, что обеспечивает их прохождение через поровые каналы. Следовательно, для низкопроницаемых коллекторов необходимо обеспечивать именно режим реакционно-ограниченной коагуляции.

При проведении исследования учитывались следующие источники погрешностей:

- инструментальные погрешности измерительного оборудования - не более 3%;

- погрешности при подготовке образцов — 2-4%;

- влияние неоднородности пористой среды — 5-7%;

- погрешности при определении фрактальной размерности - 2-3%.

На основе проведённых исследований разработаны следующие рекомендации: - при проектировании и применении технологий нанозаводнения при контроле дзета-потенциала частиц признавать годными растворы с его значением -25 мВ и ниже (до 50 мВ по абсолютной величине); - подбирать ПАВ так, чтобы обеспечивать отрицательный заряд поверхности частиц; - определять концентрацию наночастиц с учётом минерализации пластовой воды. Рекомендуется проведение пилотных испытаний на опытных участках месторождений со следующими характеристиками: низкопроницаемые теригенные коллекторы и средняя минерализация пластовой воды.

Выводы

1. Наноагрегаты, сформированные на основе наночастиц в водном растворе ПАВ, обладают термодинамической стабильностью при низких концентрациях, энергетическим выигрышем при адсорбции и агрегативной устойчивостью. Для фильтрации в пористой среде существенны устойчивость к разбавлению (солёности) и пониженная адсорбция на породе.

2. При развитии интенсивной коагуляции в неблагоприятных условиях такие агрегаты способны моментально закупорить поровое пространство. Для предотвращения этого необходимо подбирать ПАВ таким образом, чтобы поверхность формируемых частиц приобретала заряд одного знака: одноимённо заряженные частицы отталкиваются, коллоидная система стабилизируется и формирование крупных агрегатов не происходит.

3. Структура агрегатов определяется режимом коагуляции: фрактальная размерность составляет 1,8-2,1 для DLA и 2,4-2,6 для RLA; агрегаты DLA (до ~180 нм) вызывают кольматацию, агрегаты RLA проникают в поры без закупорки.

4. Концентрация наночастиц влияет на характер фронта вытеснения: малая концентрация снижает разброс на поздней стадии, большая даёт однородный фронт до закачки, но после закачки разброс растёт, что связано с кольматацией.

5. Технология нанозаводнения с использованием наночастиц и сульфанола демонстрирует потенциал для повышения нефтеотдачи, однако требует точной оптимизации концентрации наночастиц для конкретных условий пористой среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреева Е.С., Маринина О.А., Туровская Л.Г. Наножидкостное заводнение как метод повышения нефтеотдачи: механизм, преимущества // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2024. — Т. 335, № 6. — С. 189–202.
2. Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Мюллер В.М. Поверхностные силы. — М.: Наука, 1985. — 396 с.
3. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа. — М.: Нефть и газ, 2016. — 386 с.
4. Петров А.И. Современные методы повышения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 2025. — 289 с.

ЭКОНОМИКА ТЭК

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕРВИСЕ КАК ФАКТОР СТРАТЕГИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ОТРАСЛИ

И.Д. Соболев

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: russobol0108@mail.ru

Аннотация: в статье рассматривается импортозамещение в нефтегазовом сервисе как фактор стратегической устойчивости отрасли. Проведён сегментарный анализ импортозамещения, выявлены критические уязвимости, проанализированы институциональные механизмы поддержки. Предложена система индикаторов стратегической устойчивости на основе модели «Паспорт стратегической устойчивости». Сделан вывод о необходимости перехода от точечной замены импортного оборудования к системному формированию собственного технологического цикла.

Ключевые слова: импортозамещение, нефтегазовый сервис, стратегическая устойчивость, технологический суверенитет, роторно-управляемые системы, MWD/LWD, гидр разрыв пласта.

Российский нефтесервисный сектор обеспечивает до двух третей совокупных затрат нефтяных компаний и напрямую определяет себестоимость добычи. После ухода западных сервисных гигантов и ужесточения санкций в 2022–2025 годах отрасль столкнулась с острой нехваткой высокотехнологичного оборудования — роторных управляемых систем, телеметрии и каротажа, оборудования для ГРП, шельфовых решений. По оценкам экспертов, запасов импортного высокотехнологичного оборудования может хватить на 2–3 года [4]. В этих условиях импортозамещение в нефтесервисе становится не просто технической задачей, а фактором стратегической устойчивости всей нефтегазовой отрасли.

Цель исследования — оценка влияния процессов импортозамещения в нефтесервисном секторе на стратегическую устойчивость нефтегазовой отрасли России и выявление ключевых факторов, определяющих эффективность этого процесса.

Задачи исследования: систематизировать теоретические подходы к понятиям «импортозамещение», «технологический суверенитет» и «стратегическая устойчивость»; провести анализ текущего состояния импортозамещения по ключевым сегментам; оценить уровень технологической зависимости отрасли; проанализировать институциональные механизмы поддержки; разработать систему индикаторов стратегической устойчивости; сформулировать рекомендации по повышению устойчивости отрасли.

Объектом исследования является нефтегазовый сервисный сектор Российской Федерации.

Предметом — импортозамещение в нефтегазовом сервисе как фактор стратегической устойчивости нефтегазовой отрасли России.

Сегментарный анализ показал крайнюю неравномерность процесса импортозамещения. В сегменте бурения и бурового сервиса достигнут высокий уровень по стандартным операциям, однако сохраняется дефицит по роторно-управляемым системам [4]. В сегменте ГРП наблюдается значительный прогресс —

отечественные компании способны собирать по несколько флотов в год, а в марте 2025 года одна из ВИНК установила отраслевой рекорд, проведя 40-стадийный ГРП. Наименее локализованным элементом остаются насосные установки высокого давления [3].

Таблица 1. Сегментарный анализ импортозамещения в российском нефтесервисе

Сегмент	Достигнутый уровень	Ключевые проблемы
Бурение и буровой сервис	Высокий по стандартным операциям, дефицит по РУС	Зависимость от импортных роторно-управляемых систем
ГРП	Значительный прогресс (отечественные флоты, 40-стадийный МГРП)	Насосные установки высокого давления — наименее локализованный элемент
Геологоразведка	Доля отечественного оборудования ≤30%	Обработка сейсмических данных, полевое сопровождение, динамическое моделирование
MWD/LWD	Острая зависимость	Нет полноценных отечественных альтернатив
Шельф	Высокая зависимость	Плавучие буровые установки, подводные системы добычи
IT и цифровизация	>80% замены у лидеров («Газпром нефть»)	Риск «цифрового железного занавеса», нехватка отраслевых архитекторов

В геологоразведке доля отечественного оборудования составляет не более 30%. Ключевые проблемы — обработка сейсмических данных, полевое сопровождение и динамическое моделирование [4]. В сегменте MWD/LWD сохраняется острая зависимость: полноценных отечественных альтернатив до сих пор нет. В шельфовых проектах высокая зависимость от импортных плавучих буровых установок и подводных систем добычи. В сегменте IT и цифровизации «Газпром нефть» удалось заменить более 80% решений, однако сохраняется риск «цифрового железного занавеса» и нехватка отраслевых архитекторов [7].

Сравнительная характеристика источников технологий показывает четыре основных варианта. Собственные разработки РФ обеспечивают технологический суверенитет и отсутствие санкционных рисков, но требуют длительных сроков НИОКР и достаточного финансирования; риск — отставание от мирового уровня на

5–10 лет. Китайские аналоги доступны и относительно дешевы, но «не всегда дают нужный результат» и создают новую технологическую зависимость. Параллельный импорт сохраняет доступ к западным технологиям, но характеризуется высокой стоимостью, сложностью логистики и риском отказа в гарантийном обслуживании. Обратный инжиниринг позволяет воссоздать образцы 5–10-летней давности, но отстаёт от текущего мирового уровня и несёт правовые риски [4].

Таблица 3.4. Сравнительная характеристика источников технологий для нефтесервиса РФ

Источник технологий	Преимущества	Недостатки	Риски
Собственные разработки РФ	Технологический суверенитет, отсутствие санкционных рисков	Длительные сроки НИОКР, недостаток финансирования	Отставание от мирового уровня на 5–10 лет
Китайские аналоги	Доступность, относительно низкая цена	«Не всегда дают нужный результат», менее производительные характеристики	Новая технологическая зависимость, риск вторичных санкций
Параллельный импорт	Сохранение доступа к западным технологиям	Высокая стоимость, сложность логистики, риск отказа в гарантийном обслуживании	Вторичные санкции, отказ поставщика
Обратный инжиниринг	Воссоздание образцов 5–10-летней давности	Отставание от текущего мирового уровня	Правовые риски, неполное воспроизведение технологий

По мнению современных авторов, занимающихся исследованиями в области импортозамещения, по сути происходит китайское западозамещение, когда необходимое наукоёмкое оборудование приобретается у поставщиков из КНР. При этом российские производители оборудования и программного обеспечения испытывают трудности с привлечением финансирования [3; 6].

Финансовая поддержка импортозамещения осуществляется через Фонд развития промышленности, льготное финансирование НИОКР, долгосрочные договоры и гарантированные сроки оплаты. В Самарской области с 2015 года Фонд

развития промышленности поддержал 55 проектов предприятий на сумму более 29,3 млрд рублей, только в 2025 году одобрено финансирование 10 проектов на 6,8 млрд рублей. Примерами грантовой поддержки являются: ООО «Хромос Инжиниринг» получил грант 200 млн рублей на налаживание выпуска хроматографов; АО «РУМО» — грант 250 млн рублей на создание производства газомотокомпрессоров МКС 12.

Для оценки стратегической устойчивости нефтесервисного сектора предлагается система индикаторов, основанная на модели «Паспорт стратегической устойчивости», разработанной Нелиным А.К.. Модель предполагает отказ от единого интегрального индекса в пользу оценки по блокам, что позволяет получить более реалистичную картину, не усредняющую «слабые звенья». Модель включает шесть блоков: финансово-экономический, производственно-технологический, логистический и рыночный, кадровый, институционально-геополитический, экологический.

Таблица 1. Система индикаторов стратегической устойчивости нефтесервисного сектора

Блок	Индикаторы	Целевое значение	Критический порог
Производственно-технологический	Доля критического импорта в CAPEX/OPEX	Снижение на 10–15% в год	Отсутствие отечественных альтернатив
	Индекс технологической зрелости	Серийное производство РУС, MWD/LWD	Локализованная сборка
	Доля ТРИЗ в добыче	Свыше 30% (текущая), к 2030 г. — до 80%	Форсированное истощение запасов
Институционально-геополитический	Индекс зависимости от недружественных стран	Снижение	Сохранение критической зависимости
	Индекс диверсификации технологических партнёров	Рост	Замена западных на китайских

Блок	Индикаторы	Целевое значение	Критический порог
	Время реакции на санкции	Минимизация	Задержка платежей и логистики
Кадровый	Индекс старения инженерного штата	Снижение среднего возраста	Критическое старение
	Доля специалистов на стыке нефтегаза и IT	Рост	Дефицит отраслевых архитекторов
Финансово-экономический	Рентабельность нефтесервисных компаний	Восстановление	Снижение прибыли на 19–81%
	Цена безубыточности добычи	Менее 35 долл./барр.	Более 50 долл./барр.

Производственно-технологический блок включает такие индикаторы, как доля критического импорта в CAPEX/OPEX (целевое значение — снижение на 10–15% в год), индекс технологической зрелости (целевое значение — серийное производство РУС и MWD/LWD), доля ТРИЗ в добыче (текущая — свыше 30%, к 2030 году — до 80%). Институционально-геополитический блок включает индекс зависимости от недружественных стран, индекс диверсификации технологических партнёров и время реакции на санкции. Кадровый блок — индекс старения инженерного штата и долю специалистов на стыке нефтегаза и IT. Финансово-экономический блок — рентабельность нефтесервисных компаний и цену безубыточности добычи.

Паспорт использует принцип управления по наихудшему показателю (принцип «слабого звена»). Для каждого блока рассчитывается индекс запаса прочности (ИЗП) по формуле:

ИЗПi = (фактическое значение – критический порог) / (целевое значение – критический порог) × 100%

При ИЗП = 100% — соответствие целевому ориентиру, при ИЗП = 0% — достижение критического порога, при ИЗП < 0% — нахождение в зоне критического риска.

Общая оценка устойчивости предприятия определяется как **минимальный ИЗП по всем шести блокам**. Например, если финансовый блок имеет ИЗП = 80%, производственно-технологический ИЗП = 20%, логистический ИЗП = 60%, кадровый ИЗП = 40%, институциональный ИЗП = 50%, экологический ИЗП = 70%, то общая оценка составит **20%** (по технологическому блоку). Это означает, что даже при удовлетворительных финансовых показателях предприятие находится в зоне высокого риска из-за технологической зависимости [2].

Проведённый анализ позволяет сформулировать следующие выводы. Импортозамещение в нефтесервисном секторе прошло первый этап — точечную замену импортного оборудования. Однако для достижения стратегической устойчивости необходим переход к системному формированию собственного технологического цикла, включающего НИОКР, серийное производство, сервисную поддержку и кадровую базу [1]. Наиболее критичными сегментами остаются РУС, MWD/LWD и шельфовые решения. Запасов импортного оборудования хватит на 2–3 года, что создаёт риск снижения добычи на 20% к 2030 году [4]. Существующие институциональные механизмы (Координационный совет, ФРП, балльная система локализации) создают фундаментальную базу, но требуют расширения и синхронизации с нефтегазовыми компаниями [5; 8]. Предложенная система индикаторов позволяет количественно оценить стратегическую устойчивость и выявить «слабые звенья» без их усреднения [2].

Таким образом, импортозамещение в нефтесервисном секторе является необходимым, но недостаточным условием стратегической устойчивости нефтегазовой отрасли. Устойчивость достигается только при переходе от точечной замены импортного оборудования к системному формированию собственного технологического цикла, включающего НИОКР, серийное производство, сервисную поддержку и кадровую базу [1].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пельменёва А.А. Импортонезависимость и технологический суверенитет в нефтегазовом комплексе РФ в условиях санкций: автореф. дис. … д-ра экон. наук. — М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2026. — 40 с.
2. Нелин А.К. Стратегии обеспечения экономической устойчивости промышленного нефтегазового предприятия в условиях технологической и геополитической турбулентности // Human Progress. — 2026. — Т. 12, вып. 2.
3. Роман Тойб: Нефтесервис РФ в 2025 году вырос на 4% и готовится к фазе зрелого развития в 2026-м // Агентство нефтегазовой информации. — 2025.
4. Российский ТЭК выдержал удар санкций. В чем секрет устойчивости? // Lenta.ru. — 2025. — 14 июля.
5. Нефтегазовая отрасль требует опережающей подготовки кадров и синхронизации усилий по локализации оборудования – М. Борщев // Совет Федерации ФС РФ. — 2025. — 21 ноября.
6. Азиева Р.Х. Эффективность политики импортозамещения в нефтегазовой отрасли РФ на современном этапе // Экономика и управление. — 2022. — № 208. — С. 16–22.
7. Импортозамещение в ТЭК-2025: результаты, технологические проекты компаний, эффективность господдержки // Lenta.ru. — 2025.

8. На общественном обсуждении проект постановления Правительства, ужесточающий требования к локализации производства оборудования для нефтегазовой отрасли // Техэксперт. — 2025. — 7 апреля.

УДК 005.334

ESG-ТРАНСФОРМАЦИЯ НА ПРИМЕРЕ СОВРЕМЕННОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Р.Ю. Бурков

Научный руководитель: Гаранина М.П., к.э.н., доцент

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» г. Самара, Россия

Аннотация. В статье рассмотрена роль адаптации предприятия ТЭК в современной экономической среде в условиях меняющихся бизнес-моделей и внешнего воздействия на различные аспекты деятельности при переработке нефтепродуктов.

Ключевые слова: ESG-трансформация, адаптация, переход, энергоэффективность, экологическая безопасность.

Современная экономическая среда характеризуется высокой степенью неопределенности, волатильностью рынков и изменением глобальных цепочек поставок. Для промышленных гигантов, таких как нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), это означает необходимость фундаментальной перестройки бизнес - моделей.

Ключевым инструментом такой адаптации становится концепция устойчивого развития ESG. *ESG* (Environmental, Social, Governance) — это набор принципов, которые помогают оценить, насколько компания ответственна перед окружающей средой, обществом и своими сотрудниками, а также насколько прозрачно и этично она управляется. Проще говоря, это подход к ведению бизнеса, который учитывает не только финансовые показатели, но и влияние компании на природу, людей и внутренние процессы [1]

Однако в 2025 году подход к ней кардинально изменился. Если ранее ESG часто воспринимался как маркетинговый инструмент для западных партнеров, то сегодня это прагматичная управленческая логика, интегрированная во все процессы компании.

Рассмотрим механизмы обеспечения гибкости и устойчивости Куйбышевского нефтеперерабатывающего завода (АО «КНПЗ») через призму ESG-трансформации, опираясь на российский опыт других крупных Компаний.

В России завершился этап деклараций. С 2021 по 2024 год сформировалась национальная система стандартов («мягкое право», рекомендуемые к применению в деятельности нормативы и требования), которая к 2025 году стала основой корпоративного управления:

- ЭКГ-рейтинг (Экология–Кадры–Государство): ГОСТ Р 71198–2023, оценивающий социальную ответственность и благонадежность предприятия.

- КПД-рейтинг (Корпоративная поддержка демографии): оценка вклада предприятия в семейную политику, демографическую политику Государства.

- СОКБ (Стандарт общественного капитала бизнеса): 89 метрик, объединяющих экологию, управление и социум. [2]

Важнейший сдвиг парадигмы: ESG больше не является функцией отдельного департамента. Она распределена между PR (репутация), GR (отношения с властью), HR (удержание кадров) и стратегическим управлением. [3]

Для АО «КНПЗ» гибкость начинается с основных технологических процессов, действующих и строящихся технологических установок в рамках модернизации предприятия. Традиционная модель переработки нефти сталкивается с вызовами энергоперехода и изменения структуры потребления топлива.

Согласно исследованиям, ESG-трансформация нефтегазового комплекса требует реконфигурации энергопроизводственных циклов [4]. Это включает:

В первую очередь:

Углубление переработки: переход от выпуска низкомаржинальных темных нефтепродуктов к продукции высокого передела (полимеры, компоненты для химии).

Энергоэффективность: модернизация установок АВТ-4, АВТ-5 гидроочистки дизельного топлива и каталитического крекинга для снижения удельного расхода энергии на тонну сырья. Данная модернизация подразумевает строительство и внедрение в эксплуатацию новых автоматических узлов учета как сырой нефти, так и готовых нефтепродуктов таких как бензин класса Евро-4, Евро-5, летнего и зимнего дизельного топлива, сжиженных углеводородных газов. Также модернизируются узлы ввода присадок в компоненты производства, что повышает увеличить производительность и качество выпускаемых продуктов. Введение в эксплуатацию установки МТБЭ (метилтретбутилового эфира) позволило отказаться от дорогостоящих иностранных присадок, способствовало импортозамещению в условиях оказываемого санкционного давления.

Цифровизацию процессов: внедрение предиктивной аналитики для снижения простоев оборудования, своевременного анализа и прогноза возможных аварий и происшествий, правильной работы технологического оборудования и обеспечения своевременного и качественного ремонта.

Например: Программа модернизации активов крупных предприятий нефтеперабатывающей и нефтехимической промышленности Самарской области предполагает инвестиции объемом более 400 млн. рублей только в ключевые площадки (Новокуйбышевский НПЗ, Куйбышевский НПЗ, Новокуйбышевский завод масел и присадок), что позволяет снизить воздействие на окружающую среду до 45%.

Для АО «КНПЗ» экология — самый капиталоемкий блок. Трансформация здесь идет по пути создания замкнутых водооборотных циклов и систем улавливания выбросов.

1. - Модернизация установки БОВ-3 (блока оборотного водоснабжения), а также строительство нового блока БОВ-4 проведенная на АО «КНПЗ» позволила значительно увеличить эффективность комплекса очистных сооружений максимально снизить сброс загрязненных стоков в открытые водоемы и увеличить энергоотдачу действующих технологических установок, что напрямую влияет на производительность объемы и качество выпускаемой продукции.
2. - Снижение углеродного следа: интеграция установок производства водорода и использование возобновляемых источников энергии для собственных нужд завода.

Это уже не вопрос имиджа, а условие доступа к государственному финансированию, так как рейтинги напрямую влияют на деловую репутацию.

Одной из главных проблем промышленности в 2025 году остается дефицит рабочих специальностей (потребность выросла на 17%). Молодежь выбирает работодателя не только по зарплате, но и по ценностям.

Устойчивость НПЗ теперь зависит от его способности быть привлекательным работодателем:

3. - Программы переобучения персонала под новые цифровые технологии.
4. - Корпоративное волонтерство и безопасность труда (HSE).

Гибкость невозможна без качественного корпоративного управления. В условиях санкционного давления и экономической турбулентности (прогноз роста ВВП РФ ~1.7%) менеджмент НПЗ вынужден искать мультиэффекты.

Одна инициатива должна решать несколько задач одновременно.

Адаптация НПЗ к новой реальности — это переход от линейной модели «добыча-переработка-сбыт» к экосистемной. Устойчивость современного завода базируется на триаде:

1. Технологическая гибкость: способность быстро менять корзину продуктов вслед за рынком.
2. Экологический императив: минимизация рисков аварий и штрафов через глубокую модернизацию («Биосфера», очистка газов).
3. Социальный капитал: удержание квалифицированных кадров через интеграцию в стратегические цели развития предприятия.

ESG с 2025 году перестает быть «надстройкой». Это новая рациональность, позволяющая промышленному предприятию сохранять конкурентоспособность в эпоху перемен. [5]

Именно такой комплексный подход позволит заводам не просто выживать, а становиться драйверами технологического суверенитета и экономического роста страны. Именно из этих трёх факторов создаёт фундамент для долгосрочного успеха и лидерства.

ЛИТЕРАТУРА / ИСТОЧНИКИ

1. ESG в России в 2025 году: трансформация повестки, вызовы и новая управленческая логика // Журнал EcoStandard Journal.
2. Быстров А.В., Талатин Е.А. ESG-трансформация нефтегазового комплекса России: инструменты стратегического управления... // Экономика высокотехнологичных производств. – 2025.
3. Tursynova B. ESG-трансформация нефтегазовых предприятий как фактор экологической и социально-экономической стабильности.
4. ESG в России в 2025 году: трансформация повестки, вызовы и новая управленческая логика
5. ESG-трансформация нефтегазового комплекса России: инструменты стратегического управления и реконфигурация энергопроизводственных циклов - Быстров А.В., Талатин Е.А. / Экономика высокотехнологичных производств / № 3, 2025 - Первое экономическое издательство –4dea8317-10bd-40b1-b878-83e770e19810

УДК 338.45

АНАЛИЗ И ВОЗМОЖНОСТИ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Е.С. Поротькин к.э.н., В.В. Быстрова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: evg.porotkin@mail.ru, by5trovavika@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются основные риски, сопутствующие цифровой трансформации предприятий нефтегазовой отрасли РФ. В рамках исследования проведён анализ текущего уровня использования цифровых технологий и практики внедрения решений крупнейшими компаниями отрасли, выявлены и систематизированы основные риски с оценкой вероятности их возникновения. По результатам проведенного анализа предложен комплекс мероприятий по минимизации рисков и сделан вывод по основным аспектам управления рисками цифровой трансформации.

Ключевые слова: цифровая трансформация, нефтегазовая отрасль, минимизация рисков, внедрение цифровых технологий.

Введение. Развитие нефтегазового сектора сегодня напрямую зависит от внедрения цифровых решений. Санкционное давление и курс на технологическую независимость вынуждают компании искать внутренние резервы, превращая цифровизацию в базовое условие сохранения устойчивости бизнеса [1]. Переход к сложным системам предоставляет много новых возможностей, но он связан с серьезными финансовыми рисками. Промышленные предприятия нередко вкладывают значительные средства, не получая ожидаемой отдачи, так как проекты сталкиваются с экономической невыгодностью тиражирования или с технической невозможностью интегрировать новое программное обеспечение со старой инфраструктурой [2]. В связи с этим возникает задача, которая заключается в определении способов снижения рисков при внедрении цифровых технологий.

Актуальность. Актуальность определяется необходимостью повышения эффективности цифровой трансформации нефтегазовой отрасли, где сохраняются риски, которые препятствуют достижению плановых результатов.

Цель исследования. Выявить, систематизировать и предложить комплекс мероприятий по минимизации основных рисков цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли РФ.

Результаты исследования. В качестве отправной точки исследования было выделено базовое понятие цифровой трансформации. Цифровая трансформация является фундаментальным переосмыслением бизнес-модели и стратегии компании с использованием цифровых технологий в качестве ключевого драйвера изменений. Акцент внедрения цифровых технологий в изучаемой отрасли смещен в сторону импортозамещения и внедрения технологий по управлению производственными активами и данными. Наиболее обсуждаемыми в 2025 году решениями выделены искусственный интеллект, большие данные и интернет вещей, по результатам агрегации материалов отраслевых источников.

Анализ данных Росстата за 2024-2025 годы показывает, что в сегменте добычи нефти и природного газа число организаций, использующих цифровые технологии,

сократилось с 411 до 396. Аналогичная тенденция наблюдается и в переработке, показатель снизился со 191 до 189 компаний в производстве кокса и нефтепродуктов. По отдельным направлениям фиксируется более заметное падение, число пользователей технологий интернета вещей в добыче сократилось с 62 до 61, а в переработке с 29 до 22. Использование больших данных также снизилось по обоим направлениям (таблица 1).

Таблица 1 – Динамика числа организаций отрасли, использовавших цифровые технологии в 2024 и 2025 году

Показатель	Добыча нефти и природного газа		Абсолютн. отклонение, +/-	Производство кокса и нефтепродуктов		Абсолютн. отклонение, +/-
	2024 год	2025 год		2024 год	2025 год	
Число орг-ций, использующих цифр. тех-гии, всего	411	396	-15	191	189	-2
Интернет	385	365	-20	186	184	-2
Тех-гии сбора, обработки и анализа больших данных	33	30	-3	22	18	-4
Искусственный интеллект (ИИ)	20	16	-4	17	14	-3
Интернет вещей	62	61	-1	29	22	-7
Промышленные роботы	4	4	0	13	14	1
Аддитивные технологии	5	6	1	6	6	0
Цифровой двойник	28	23	-5	12	17	5
Электронный документооборот	364	355	-9	179	179	0

Источник: составлено авторами по материалам [3].

Подобная динамика может свидетельствовать о двух процессах. С одной стороны, часть предприятий приостанавливает реализацию цифровых проектов, столкнувшись со сложностями интеграции и экономической неэффективностью. С другой стороны, сокращение числа пользователей отражает консолидацию отрасли, при которой малые и средние компании уходят с рынка, а их цифровые контуры переходят к более крупным игрокам. При этом в переработке наблюдается рост по отдельным направлениям, увеличилось с 13 до 14 число организаций, использующих промышленных роботов, а цифровые двойники используются в 17 компаниях в отчетном периоде при 12 в предшествующем году [3].

Анализ долевого распределения организаций по производству кокса и нефтепродуктов, использующих цифровые технологии, демонстрирует существенный цифровой разрыв. Базовые решения, такие как Интернет и электронный документооборот, охватывают 97,3% и 94,7% компаний соответственно в 2025 году. Показатели более сложных технологий же снижаются, интернет вещей используют лишь 11,6% организаций, против 15,1% в 2024 году, а использование искусственного интеллекта опустилось до отметки 7,4% в 2025 году. Также и по ряду других направлений наблюдается отрицательная динамика, но тем не менее по отдельным технологиям зафиксирован рост, увеличилось использование цифровых двойников и промышленных роботов (рисунок 1). Указанная динамика подтверждает, что переход к интеллектуальным системам в отрасли сопряжен с серьезными рисками и высокой капиталоемкостью, что ограничивает масштабное внедрение продвинутых решений.

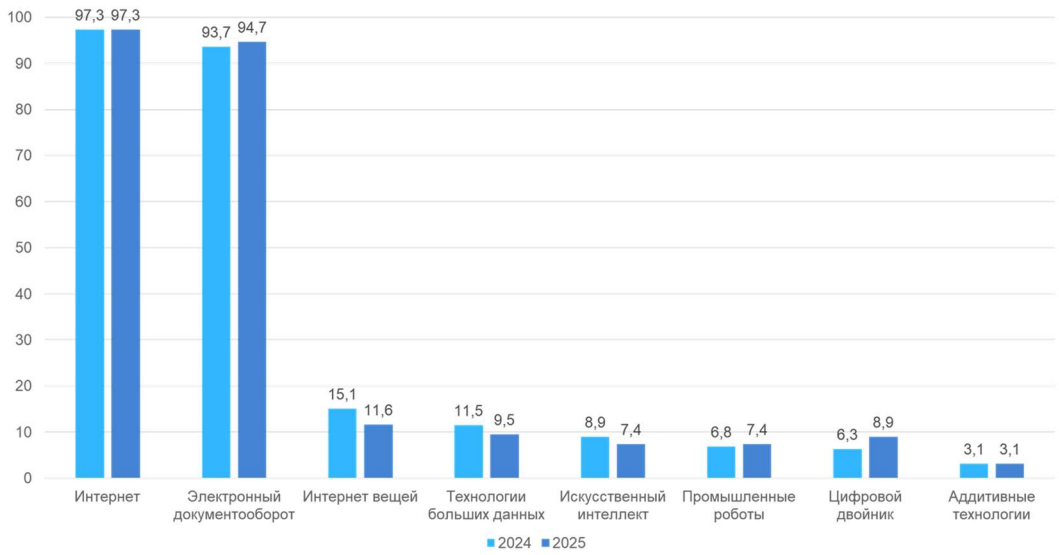


Рисунок 1 – Доля организаций по производству кокса и нефтепродуктов, использовавших цифровые технологии в 2024–2025 гг., в процентах от общего числа организаций

Источник: составлено авторами по материалам [3].

Вместе с тем лидеры отрасли активно внедряют собственные и отечественные разработки. Крупнейшие компании используют когнитивных геологов, цифровые двойники, автономную робототехнику и системы компьютерного зрения. Цифровые решения все чаще применяются для обеспечения промышленной безопасности и

охраны труда на опасных производственных объектах [4]. Несмотря на это часть изученных решений находится лишь на стадии пилотного внедрения или ограниченного использования. Как было отмечено в исследованиях, посвящённых стратегированию цифровой трансформации нефтегазовых предприятий, переход к продвинутым технологиям требует системной перестройки бизнес-процессов и не всегда завершается масштабированием успешных пилотов на всю компанию [5]. Даже крупнейшие игроки сталкиваются с невозможностью тиражирования всех проектов и поэтому часть из них остаётся на уровне отдельных установок или активов. Конкретные примеры подобных ситуаций, которые иллюстрируют разрыв между ожидаемыми и фактическими результатами внедрения, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Примеры неэффективного внедрения цифровых проектов в отрасли

Название компании	Внедряемая технология	Ожидаемый результат	Реальный результат
ПАО «ЛУКОЙЛ»	Цифровой двойник АВТ (Пермский НПЗ).	Создание цифрового двойника установки АВТ для подготовки высококвалифицированных кадров и повышения безопасности на производстве.	Ограниченное внедрение. Созданный в 2020 году цифровой двойник остался на уровне локального учебного тренажёра для техникума и не был масштабирован на другие образовательные учреждения или корпоративные центры подготовки кадров.
ПАО «НК «Роснефть»	Масштабный переход с зарубежного софта (SAP) на отечественные ERP-решения.	Быстрое импортозамещение базовых контуров управления, унификация бизнес-процессов на дочерних предприятиях.	Затягивание сроков перехода. Из-за большой сложности процессов компания вынуждена замораживать переходы и точечно расширять использование старых SAP-шаблонов.
ПАО «Газпром нефть»	Проект «Умная каска». Программно-аппаратный комплекс с датчиками Private LTE.	Масштабное развёртывание на всех месторождениях для мониторинга персонала.	Масштабирование остановлено. Развёртывание Private LTE/5G-сетей на всех месторождениях оказалось экономически неподъёмным. Технологию связи заменили на более дешёвые радиометки, а от идеи «умных касок» с ИИ на большинстве объектов отказались в пользу точечного использования только на заводах СПГ.

Источник: составлено авторами по материалам [6,7,8].

По результатам анализа были выявлены и систематизированы ключевые риски цифровой трансформации в отрасли. Для наглядного представления их распределения

по степени вероятности возникновения риски были сгруппированы в три категории, представленные на рисунке 2.



Рисунок 2 – Группировка основных рисков цифровой трансформации нефтегазовой отрасли по вероятности возникновения

Источник: составлено авторами.

Представленная группировка указывает на принадлежность основной массы рисков к категории средней вероятности, так как они реализуются примерно в половине проектов. Подобный результат делает задачу их минимизации системной и требует комплекса взаимосвязанных мероприятий.

В процессе дальнейшего исследования был разработан комплекс решений по минимизации рисков цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли РФ:

- Переход к контрактам с оплатой за эффект в качестве возможности снижения рисков экономической нецелесообразности и неопределённости возврата инвестиций, за счет получения вознаграждения поставщиком только по достижению измеримого результата.

- Создание внутреннего венчурного фонда, предусмотренное как перспектива быстрого тестирования гипотез, благодаря которой успешные проекты будут масштабироваться, а неуспешные закрываться без существенных потерь, что в свою очередь снизит риск нецелесообразности масштабирования.

- Формирование центра компетенций по управлению цифровыми изменениями в организационной плоскости позволит проводить диагностику готовности процессов, обучать персонал и управлять сопротивлением.

- Система управления рисками на каждом этапе проекта существенно снизит вероятность реализации риска технологической незрелости внедряемых разработок. Контрольные рубежи в такой системе обеспечат своевременную остановку неэффективного проекта до того, как затраты станут необратимыми.

- Разграничение прав доступа и изоляции производственных сегментов сети (IT и OT), предоставление доступа по принципу наименьших привилегий и внедрение многофакторной аутентификации в комплексе сделает возможным ограничение масштаба потенциального ущерба от кибератак и повышение общей устойчивости

инфраструктуры. Кроме этого, подобное решение сформирует доверие к внедряемым цифровым технологиям, положительно повлияв на их дальнейшее масштабирование.

Выводы. Таким образом, исследование продемонстрировало, что цифровая трансформация нефтегазовой отрасли сопряжена с комплексом рисков, от экономической нецелесообразности масштабирования до сложности интеграции с устаревшей инфраструктурой. Данные риски не являются непреодолимыми, а значит комплексное применение предложенных решений позволит снизить вероятность их возникновения и сформировать устойчивую основу для перехода отрасли к полноценной среде автономного управления производственными активами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пороткин, Е. С. Проблемы и перспективы обеспечения российских нефтегазовых компаний технологическим оборудованием в условиях санкционного давления и цифровизации / Е. С. Пороткин // Общество: политика, экономика, право. – 2023. – № 12(125). – С. 142-147. – DOI 10.24158/pep.2023.12.17. – EDN HGSMBB.
2. Наумов, Д.В. Цифровая трансформация промышленных предприятий: экономический аспект / Д.В. Наумов // Теоретическая экономика. - 2025 - №9. - С.80-93. - URL: https://theoreticaleconomy.ru/temp/d4674999c972d4c20719b198654f3346.pdf (дата обращения: 22.10.2026)
3. Сведения об использовании цифровых технологий и производстве связанных с ними товаров и услуг (итоги статнаблюдения по ф. № 3-информ) [Электронный ресурс]. - URL: https://rosstat.gov.ru/statistics/science (дата обращения: 22.10.2026)
4. Пороткин, Е. С. Роль цифровизации в обеспечении промышленной безопасности и охраны труда предприятий нефтегазового комплекса / Е. С. Пороткин, Д. Е. Овчинников, Е. В. Франк // Естественно-гуманитарные исследования. – 2026. – № 1(63). – С. 371-376. – EDN OGETQB.
5. Бекетова, О. Н. Стратегирование цифровой трансформации нефтегазовых предприятий комплекса / О. Н. Бекетова // Стратегирование: теория и практика. – 2023. – Т. 3. № 4. – С. 428-440. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/strategirovanie-tsifrovoy-transformatsii-neftegazovyh-predpriyatiy/viewer (дата обращения: 24.10.2026)
6. Вильде, О. Цифровая безопасность в действии: каски-наблюдатели, датчики медицинских показателей, виртуальный учитель / О. Вильде // Сибирская нефть. – 2019. - URL: https://up-pro.ru/library/information_systems/automation_production/bezopasnost-cyfrovaja/#modal-registration#1 (дата обращения: 24.10.2026)
7. А. Кондаков Комплекс для техникума / Кондаков А. // Пермская нефть. – 2020. - № 11 (532). – с. 4. - URL: https://permneft-portal.ru/upload/iblock/96c/96c7e21596a0d47bfad36e9bb55a4624.pdf (дата обращения: 24.10.2026)
8. В. Новый Попали в SAPство: в «Роснефти» могут расширить применение софта немецкого вендора / Новый В. // Forbes. – 2026. - URL: https://www.forbes.ru/tekhnologii/564128-popali-v-sapstvo-v-rosnefti-mogut-rassirit-primenenie-softa-nemeckogo-vendora?ysclid=mvp71r5bb803326006 (дата обращения: 25.10.2026)
9. Наука. Технологии. Инновации: 2026: краткий статистический сборник / Л. М. Гохберг, М. Я. Бочаров, К. А. Дитковский, М. Н. Коцемир и др.; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». - М.: ИСИЭЗ ВШЭ, 2026.

10. Индикаторы инновационной деятельности: 2025: статистический сборник / В. В. Власова, Л. М. Гохберг, Г. А. Грачева, К. А. Дитковский и др.; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». - М.: ИСИЭЗ ВШЭ, 2025.

УДК 622.276:658.58

ПЕРЕХОД ТОИР НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА К ОБСЛУЖИВАНИЮ ПО СОСТОЯНИЮ НА БАЗЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА

Ф.И. Ильин, О.Ф. Вильгута

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: fedr.ilin@gmail.com

Аннотация. В статье обоснован переход предприятий нефтегазового комплекса от планово-предупредительного ремонта к обслуживанию по фактическому состоянию. Авторы исходят из того, что результат зависит не от наличия цифровых платформ, а от трёх обстоятельств: величина убытков от отказа оборудования и избыточных ремонтов, видимость состояния парка и готовность служб работать по-новому. Предложены показатели, по которым переход можно считать оправданным, и шкала зрелости системы технического обслуживания и ремонта (ТОиР). Наблюдаемость обеспечивает цифровой двойник платформы «Интегра 4D-Планета Земля», а средство цветовой идентификации «Интегра-Эксперт» получает в статье новую метрику — долю работоспособного парка вместо привычной оценки угроз. Приведены отраслевые данные о достижимом эффекте и оговорены ограничения подхода.
Ключевые слова: ремонт, оборудование НГК, обслуживание по фактическому состоянию, предиктивная аналитика, цифровой двойник, надёжность оборудования, коэффициент готовности, «Интегра 4D-Планета Земля», «Интегра-Эксперт».

Оборудование нефтегазового комплекса не останавливается. Высокое давление, высокие температуры, среда, в которой коррозия и риск взрыва — обычное дело. Остановка магистрального насоса или компрессора стоит недополученной выручки и сорванных обязательств; авария стоит дороже. Существенная часть парка давно выработала нормативный ресурс. Поддержание работоспособности перестало быть вспомогательной функцией — от него зависит экономическая устойчивость предприятия.

Планируют работу по планово-предупредительному ремонту (ППР): межремонтные интервалы задают нормативы и инструкции изготовителей. Ремонтным службам так удобно, загрузка известна заранее. Конкретному агрегату от этого не легче — его фактическое состояние никто не спрашивает. Потери идут с двух сторон. Исправную машину разбирают, тратят запчасти, а при сборке рискуют внести новый дефект. Зарождающаяся неисправность тем временем остаётся незамеченной, и отказ приходит внезапно: решение принимали по календарю, а не по параметрам.

Парк оборудования НГК неоднороден: насосные и компрессорные агрегаты, погружное оборудование скважин, трубопроводы и запорная арматура, теплообменники, резервуары, энергетическое хозяйство, средства КИПиА. У каждого

типа своя статистика отказов и свой регламент. Цена ошибки видна по отраслевой статистике: за 2017–2021 гг. на объектах нефтегазовой отрасли произошло около 260 аварий, а экономический ущерб вырос с 1,08 млрд руб. в 2017 г. до 6,85 млрд руб. в 2020 г. и составил 2,63 млрд руб. в 2021 г. [1]. В технических причинах преобладают разрушение и неисправность оборудования из-за коррозионного износа, потеря герметичности и нарушения при ремонтных работах [1] — последнее прямо связано с организацией ТОиР.

Обслуживание по фактическому состоянию снимает обе причины. Но это смена организационного механизма, а не установка программы. Поэтому переход требует обоснования — и не в формате презентации.

Рамку задают документы. ГОСТ 18322-2016 разводит техническое обслуживание и ремонт, ГОСТ Р 27.002-2015 вводит показатели безотказности, долговечности, ремонтопригодности и готовности. Дальше идут Федеральный закон № 116-ФЗ и федеральные нормы и правила Ростехнадзора. Рядом — № 256-ФЗ о безопасности объектов топливно-энергетического комплекса и № 187-ФЗ о критической информационной инфраструктуре [2–6].

Стратегию выбирают по логике RCM (Reliability-Centered Maintenance — обслуживание, ориентированное на надёжность): вид работ диктуют последствия отказа, а не конструкция узла [7]. Дополняет её анализ видов и последствий отказов (FMEA). Предиктивное обслуживание удобно раскладывать на уровни: сбор данных, обработка, диагностика причины дефекта, прогноз остаточного ресурса. Каждый следующий держится на предыдущем. Цифровые двойники за это время прошли путь от связки «физический объект — виртуальный образ — канал данных» до рабочих моделей, которые обновляются в темпе реального времени [8].

Отраслевые примеры показывают, что эффект достижим. В металлургии неисправности ловят на ранней стадии экспертными правилами и детекторами аномалий, а устранение встраивают в план ремонтов. Доля выявляемых событий дошла до 65 % при цели 85 %; предотвращённые финансовые риски оценивают в несколько миллиардов рублей. Разработчики вибродиагностики говорят о росте её эффективности на 20–30 % за счёт нейросетевых моделей и отдельно оговаривают: цифры подтверждены НИР. Системы обнаружения утечек видят отверстие от 1 % расхода, срабатывают за две минуты и определяют место с точностью около 300 м [9–12].

Для нефтегазового комплекса эти результаты придётся пересчитать. Производство непрерывное, требования промышленной безопасности жёстче.

В публикациях методический аппарат, определяющий условия обоснованности перехода для конкретного предприятия, не сформирован. Технические работы описывают датчики и алгоритмы, экономические — величину эффекта; связующее звено отсутствует. Вторая проблема — правила индикации: разработанные для систем безопасности, они не переносятся на показатели надёжности, поскольку отсутствие происшествия и наличие ресурса — разные величины.

Этот пробел и определил постановку задачи. Цель работы — обосновать переход системы ТОиР предприятия нефтегазового комплекса к обслуживанию по фактическому состоянию. Нужно собрать показатели и критерии обоснованности, определить условия наблюдаемости парка и роль цифрового двойника, предложить способ индикации состояния на базе средства «Интегра-Эксперт» и оценить ограничения.

Объект исследования — системы ТОиР технологического оборудования предприятий отрасли. Предмет — методы обоснования и организации перехода. Использованы анализ и синтез, классификация, сравнение, экспертные оценки.

Начинать логично с критериев. Без них выбор платформы превращается во вкусовое решение.

Переход обоснован, когда сходятся три условия. Потери от внеплановых отказов и лишних ремонтов должны устойчиво перекрывать затраты на информационную инфраструктуру и переделку регламентов. Состояние оборудования должно быть видно настолько, чтобы отличить зарождающийся дефект от обычного разброса параметра. Службы должны быть готовы: есть ответственные, работает процедура реакции на отклонение, персонал понимает, что делать с данными. Не выполняется хотя бы одно условие — проект превращается в формальную установку программного обеспечения.

Количественно переход описывают семь показателей: коэффициент технической готовности, доля внеплановых работ, средняя наработка на отказ, среднее время восстановления [3], доля дефектов, пойманных на ранней стадии, удельная стоимость ТОиР на единицу наработки и общая эффективность оборудования (OEE). Первые два показывают структуру потерь, третий и четвёртый — потенциал перехода, последние — результат. Единых нормативов отрасль не имеет. Пороги выставляет экспертная процедура, отдельно по каждой категории критичности. Уровни зрелости складываются в шкалу поэтапного перехода (таблица 1).

Таблица 1 – Уровни зрелости системы ТОиР

Уровень	Содержание	Источник данных	Индикатор
0. Реактивный	Ремонт после потери работоспособности	Журнал отказов	Доля внеплановых работ
1. Регламентный (ППР)	Работы через фиксированные интервалы	Нормативы, паспорта	Исполнение графика ТО
2. «Умный ППР»	Корректировка графиков по диагностике	Обходы, виброконтроль	Доля скорректированных работ
3. По состоянию	Решение по измеряемым параметрам	Датчики, АСУ ТП	Коэффициент готовности
4. Предиктивный	Прогноз остаточного ресурса	Цифровой двойник, модели	Горизонт и точность прогноза

Критерии отвечают на вопрос, нужен ли переход. Следующий — чем его обеспечить. Без наблюдаемости принимать решения не из чего.

Наблюдаемость даёт цифровой двойник — модель объекта, которая живёт на данных и связана с физическим оборудованием. Платформа «Интегра 4D-Планета Земля» работает с четырьмя измерениями: оборудование, датчик, камера и событие привязаны к координатам и ко времени. Отклонение параметра сразу соотносится с узлом, местом и моментом; картина перед событием восстанавливается. Двойник

строят на трёхмерных и BIM-моделях, ортофотопланах и проектной документации. Платформа идёт под отечественными операционными системами и входит в реестр российского программного обеспечения. Для объектов критической информационной инфраструктуры это принципиально [13].

В архитектуре четыре уровня. Поле — датчики, КИПиА, вибрационная диагностика, волоконно-оптический мониторинг температуры и деформаций трубопроводов. Интеграция — сбор в едином времени, архив, многофакторное подтверждение событий. Модель — координатно-временная модель и паспортные характеристики. Приложения — прогнозные модели, рабочие места, мобильный клиент, заявка на ремонт.

От диспетчеризации двойник отличается прослеживаемостью. Диспетчеризация скажет, что параметр вышел за предел. Двойник покажет, к какой машине он относится, что с ней делали раньше и что происходило рядом.

Данные собраны. Но руководителю от этого не легче, пока он листает десятки экранов. Показать состояние парка целиком, за секунды, — отдельная задача. Её решает средство цветовой идентификации «Интегра-Эксперт» (виджет круговой диаграммы). Оно входит в платформу, зарегистрировано в реестре российского программного обеспечения (№ 35190 от 15.09.2026) и превращает поток разрозненных сигналов в одну картинку [14, 15].

Диаграмма многоуровневая. В центре сводный статус, дальше концентрические секторы — направления, зоны, системы; число уровней программно не ограничено. Цветов четыре: норма, внимание, опасность, угроза. Сектор верхнего уровня окрашивается по наихудшему показателю подчинённых элементов, по порогу срабатываний или по взвешенной сумме. Не отреагировал оператор — включается эскалация на уровень выше. Рабочее место собирается как тонкий клиент, в том числе на телефоне или планшете.

В контуре безопасности цвет означает угрозу. Для ТОиР метрику приходится переопределять — здесь и лежит методическая часть работы. Сектор получает не домен безопасности, а функциональную подсистему парка: насосное и компрессорное оборудование, трубопроводы и арматуру, энергетическое хозяйство, КИПиА, противопожарные системы. Значение сектора — взвешенная доля работоспособных единиц, вес задаёт категория критичности. В центре — интегральный коэффициент технической готовности (таблица 2).

Таблица 2 – Градации средства «Интегра-Эксперт» в контуре надёжности

Статус	Порог, % работоспособного парка	Управленческое действие
Норма	более 80	Плановые работы по графику, мониторинг параметров
Внимание	65–80	Внеплановая диагностика, проверка просроченных ТО
Опасность	50–65	Приоритетный ремонт, ограничение режима работы
Угроза	менее 50	Вывод из эксплуатации, аварийная заявка

Калибровка — отдельный вопрос. В контуре безопасности жёлтый значит «отклонение от регламента поведения». В контуре надёжности он должен загораться и тогда, когда обслуживание просто просрочено, а отказов ещё нет. Индикатор обязан замечать накопленное отставание, а не только случившееся событие. Пороги ставят по категориям критичности: потерять два магистральных насоса недопустимо, а такое же снижение по вспомогательным механизмам критичным не будет. Так метод цветовой идентификации переходит из безопасности в надёжность — с другой метрикой и другой логикой порогов [15].

На практике аппарат пригодится при обосновании инвестиций в цифровизацию ТОиР, в технико-экономическом обосновании проектов и в показателях результативности службы главного механика. Критерии помогают отличить случай, когда переход нужен, от случая, когда достаточно привести в порядок регламентные работы. Индикация парка в одном окне сокращает время реакции руководителя и выводит отставание в обслуживании на верхний уровень. Там его уже не спрятать.

Ограничения упираются в данные. Недостоверные паспорта и журналы ремонтов, разбросанные по подразделениям, обесценивают модель. Без статистики отказов пороги не откалибровать. Персонал, которого наказывают за отказы, начнёт прятать ранние признаки неисправностей. Значит, мотивацию надо привязывать к своевременности их выявления, а не к их отсутствию. Ложные срабатывания прогнозных моделей разрушают доверие, если пороги не уточнены по фактическим данным.

Остаются риски другого рода: зависимость от одного поставщика и требования информационной безопасности на объектах критической инфраструктуры.

Что получается в итоге. Переход к обслуживанию по фактическому состоянию оправдан, когда сходятся структура потерь, наблюдаемость состояния и готовность служб. Нет хотя бы одного слагаемого — проект останется формальным. Проверить это позволяет набор из семи показателей: коэффициент готовности, доля внеплановых работ, наработка на отказ, время восстановления, доля раннего выявления дефектов, удельная стоимость ТОиР, OEE.

Наблюдаемость обеспечивает цифровой двойник «Интегра 4D-Планета Земля»: параметр привязан к оборудованию, месту и времени, и цепочка от датчика до заявки на ремонт прослеживается целиком. Метод цветовой идентификации из средства «Интегра-Эксперт» перенесён в контур надёжности: сектор — подсистема парка, метрика — взвешенная доля работоспособного оборудования, центр — коэффициент готовности, просроченное обслуживание — отдельный сигнал.

Отраслевые данные подтверждают, что эффект достижим. Но в нефтегазовом комплексе перенос требует калибровки порогов по собственной статистике и движения через «умный ППР».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Полякова С.А., Ильичёв С.С. Анализ аварийности на объектах нефтегазовой отрасли России // Молодой учёный. – 2022. – № 16 (411). – С. 115–117.
2. ГОСТ 18322-2016. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2017.
3. ГОСТ Р 27.002-2015. Надёжность в технике. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2016.

4. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изм. и доп.).
5. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса: федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ (с изм. и доп.).
6. О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации: федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ.
7. Moubray J. Reliability-Centered Maintenance. – 2nd ed. – New York: Industrial Press, 1997. – 423 p.
8. Grieves M., Vickers J. Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems // Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems. – Cham: Springer, 2017. – P. 85–113.
9. Опыт построения системы мониторинга и диагностики оборудования: презентация ПАО «Северсталь». – [Б. м., б. г.].
10. Предиктивная аналитика: материалы для заказчиков. – [Б. м.]: Siemens, [б. г.].
11. Предиктивная диагностика оборудования: презентация компании «Лиман-Тех». – [Б. м., б. г.].
12. Обнаружение утечек и незаконных врезок в трубопроводах: презентация СОУ «Ликнет». – [Б. м.], 2025.
13. Интеграционная платформа «Интегра 4D-Планета Земля» [Электронный ресурс] // Консорциум «Интегра-С». – URL: https://integra-s.ru/integratsionnaia-platforma (дата обращения: 20.10.2026).
14. Средство цветовой идентификации состояния системы «Интегра-Эксперт» в составе интеграционной платформы «Интегра 4D-Планета Земля»: техническое описание RU.АБСЛ.11.05.001. – М.: ООО «Интегра-С», 2026.
15. Патент Российской Федерации № 2824435 C1. Способ цветовой идентификации состояния системы и межуровневой эскалации. – М.: Роспатент, 2025.

УДК 338.45

ЭКОНОМИКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

А.А. Бобялкина

Научный руководитель: к.э.н., доцент Е.С. Поротькин

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: arinabobalkina@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается экономическая роль рационального использования попутного нефтяного газа на примере ПАО «Сургутнефтегаз». В работе обобщены основные направления использования газа и выполнена сценарная оценка потенциального экономического эффекта. Показано, что результат определяется не только предотвращёнными платежами, но и стоимостью получаемой продукции, затратами на сбор и подготовку газа, капитальными вложениями и условиями реализации.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, экологическая эффективность, факельное сжигание, экономический эффект, нефтегазовая отрасль, «Сургутнефтегаз».

Введение. Попутный нефтяной газ (ПНГ) образуется при добыче нефти и представляет собой смесь углеводородов, которую можно использовать для выработки электроэнергии, переработки в товарные компоненты или поддержания пластового давления. Его факельное сжигание приводит к потере потенциально полезного ресурса и сопровождается выбросами загрязняющих веществ и парниковых газов. По данным компании, уровень полезного использования ПНГ составил 99,29% в 2023 году, 99,16% в 2024 году и 98,76% в 2025 году [1].

Актуальность. Актуальность исследования обусловлена тем, что рациональное использование попутного нефтяного газа одновременно относится к экологическим и экономическим задачам нефтедобычи. Факельное сжигание означает утрату части энергетического и сырьевого потенциала добываемого газа и приводит к выбросам в атмосферу. По данным Всемирного банка, в 2025 году в мире было сожжено на факелах около 167 млрд м³ газа; оценочная стоимость этого объёма составила 54 млрд долларов США [2]. Эти глобальные оценки показывают масштаб неиспользованного ресурса, однако не могут напрямую переноситься на финансовые результаты отдельной российской компании.

Цель исследования. Цель исследования – оценить влияние на экологические и экономические результаты ПАО «Сургутнефтегаз» повышения уровня полезного использования попутного нефтяного газа. Для достижения цели поставлены задачи: раскрыть значение ПНГ как производственного ресурса; описать корпоративную практику его использования; рассмотреть регуляторные стимулы; выполнить сценарный расчёт объёма газа, дополнительно вовлекаемого в хозяйственный оборот, и обозначить ограничения денежной оценки.

Объект исследования – деятельность ПАО «Сургутнефтегаз» в сфере добычи углеводородов и обращения с ПНГ. Предмет исследования – экономические механизмы, связывающие природоохранные мероприятия с использованием ресурсов и снижением потенциальных расходов. Использованы методы анализа и сопоставления опубликованных данных, расчёта относительных показателей и сценарного моделирования.

Информационной базой проведения исследования являются материалы Всемирного банка по мониторингу факельного сжигания, корпоративные экологические отчёты ПАО «Сургутнефтегаз» и нормативные документы Российской Федерации [1-4]. Всемирный банк оценивает мировые масштабы сжигания с использованием спутниковых данных; компания раскрывает сведения об использовании ПНГ и природоохранных мероприятиях; нормативные акты определяют требования к обращению с газом и загрязнению атмосферного воздуха. Эти источники позволяют рассмотреть проблему на уровне отраслевых тенденций, корпоративных показателей и государственного регулирования.

Результаты исследования. Попутный нефтяной газ – смесь газообразных углеводородов и сопутствующих компонентов, выделяющаяся вместе с нефтью при её добыче. В его составе могут присутствовать метан, этан, пропан, бутаны и другие компоненты. После сбора и подготовки газ может направляться на газоперерабатывающие установки, использоваться как топливо для собственных энергетических нужд или закачиваться обратно в пласт. Выбор направления зависит

от состава газа, удалённости месторождения, наличия трубопроводов, перерабатывающих мощностей и спроса на продукцию.

ПАО «Сургутнефтегаз» - одна из крупных российских нефтяных компаний, ведущая добычу углеводородов и осуществляющая связанные с ней производственные операции. Компания обладает развитой инфраструктурой для рационального использования ПНГ: на её объектах действуют компрессорные станции и установки подготовки газа, а также малые энергетические объекты. Газ используется на газоперерабатывающих предприятиях, для собственных производственных нужд и для закачки в нефтеносные горизонты с целью поддержания пластового давления [1].

Данные компании показывают устойчиво высокий уровень использования ПНГ. В 2025 году на мероприятия по строительству и техническому перевооружению объектов использования ПНГ было направлено 10% общего объёма капитальных вложений в строительство природоохранных объектов. В корпоративной таблице по охране атмосферного воздуха также приведены расходы на строительство природоохранных объектов: 4,0 млрд руб. в 2023 году, 2,3 млрд руб. в 2024 году и 0,2 млрд руб. в 2025 году (табл. 1) [1]. Эти суммы относятся к строительству объектов охраны атмосферного воздуха в целом и не должны трактоваться как исключительно инвестиции в инфраструктуру ПНГ.

Таблица 1 – Динамика показателей ПАО «Сургутнефтегаз», связанных с использованием ПНГ

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025
Уровень полезного использования ПНГ, %	99,44	н.д.	99,29	99,16	98,76
Строительство объектов охраны атмосферного воздуха, млрд руб.	н.д.	н.д.	4,0	2,3	0,2

Примечание: составлено автором на основе [1, 5].

По данным ПАО «Сургутнефтегаз», уровень полезного использования ПНГ составил 99,44% в 2021 году, 99,29% в 2023 году, 99,16% в 2024 году и 98,76% в 2025 году [1, 5]. В 2025 году показатель снизился на 0,40 процентного пункта по сравнению с 2024 годом и на 0,53 процентного пункта по сравнению с 2023 годом. При этом уровень использования остаётся высоким: доля газа, не отнесённого к полезно используемому, по арифметическому дополнению к показателю 2025 года составляет 1,24%. Этот остаток нельзя автоматически считать объёмом штатного факельного сжигания без проверки методики расчёта и корпоративных пояснений.

Государственное регулирование формирует дополнительный стимул к сокращению факельного сжигания. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 года № 7 было направлено на стимулирование сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ; его положения впоследствии изменялись, а отдельные нормы утратили силу [3]. Поэтому при анализе текущих обязательств нельзя ссылаться только на первоначальную редакцию этого постановления или представлять её как полностью действующий механизм. Конкретные платежи и санкции зависят от применимых норм законодательства, объёмов выбросов и обстоятельств нарушения.

К основным направлениям полезного использования ПНГ относятся:

1. Использование газа в энергетике. ПНГ после необходимой подготовки может применяться в газотурбинных и других энергетических установках для снабжения промысловых объектов. Экономический результат возникает за счёт замещения части покупной электроэнергии или иных видов топлива. Его величина зависит от КПД оборудования, стоимости альтернативной энергии, затрат на подготовку газа и расходов на обслуживание установок.

2. Переработка газа. При наличии соответствующих мощностей из ПНГ выделяют широкую фракцию лёгких углеводородов и другие компоненты, которые могут использоваться как сырьё для дальнейшего производства. Доходность определяется составом газа, глубиной переработки, выходом товарной продукции, ценами реализации и логистическими затратами.

3. Закачка газа в пласт. При технологической и геологической целесообразности ПНГ может использоваться для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи. Экономический результат в этом случае связан с возможным увеличением извлечения нефти, но требует отдельного инженерно-экономического расчёта: нельзя приравнивать весь объём закачанного газа к дополнительной добыче.

Корпоративные материалы «Сургутнефтегаза» подтверждают применение перечисленных подходов – использование ПНГ на газоперерабатывающих предприятиях, в собственном производстве и для закачки в нефтеносные горизонты [1]. Таким образом, экологическая инфраструктура обеспечивает не только снижение воздействия на окружающую среду, но и включение добываемого газа в производственные процессы.

При определении экономического эффекта от использования ПНГ необходимо руководствоваться такими параметрами, как абсолютный объём добычи ПНГ, состав газа, доли его использования по направлениям, себестоимость подготовки, капитальных и эксплуатационных затрат, а также цены на газ и продукты его переработки, которые не всегда доступны и раскрываются компанией. Тем не менее возможен прозрачный сценарный расчёт объёма ресурса, который дополнительно вовлекается в хозяйственный оборот при повышении уровня полезного использования.

Используя условный оценочный объём добычи ПНГ, равный 1 млрд м³ в год, можно определить, что при уровне 95% полезно используется 950 млн м³, а 50 млн м³ остаются вне полезного использования (табл. 2). При уровне 98,76% полезно используется 987,6 млн м³, а остаток составляет 12,4 млн м³. Разница в полезно используемом объёме равна 37,6 млн м³ на каждый 1 млрд м³ добычи.

Таблица 2 – Динамика показателей ПАО «Сургутнефтегаз», связанных с использованием ПНГ

Показатель для условной добычи 1 млрд м³ ПНГ	Уровень полезного использования		Отклонение в уровнях
	95%	98,76%	
Полезно используемый объём, млн м³	950,0	987,6	+37,6
Объём вне полезного использования, млн м³	50,0	12,4	−37,6

Таким образом, при переходе от 95% к 98,76% доля вне полезного использования сокращается с 5% до 1,24%, то есть на 3,76 процентного пункта. Относительное сокращение остатка составляет 75,2%.

Для перехода от объёма газа к экономическому результату необходима цена реализации или стоимость замещения альтернативного ресурса.

В общем виде валовой эффект от дополнительного объёма можно оценить по формуле:

$$Евал = \Delta V \times P, \quad (1)$$

где ΔV – дополнительно вовлечённый объём газа,

P – чистая стоимость единицы ресурса после необходимых затрат на подготовку и транспортировку.

Для оценки чистого эффекта из валового результата необходимо вычесть эксплуатационные расходы и годовую приведённую величину капитальных затрат.

В качестве внешнего ориентира Всемирный банк оценил стоимость 167 млрд м³ газа, сожжённого в мире в 2025 году, примерно в 54 млрд долларов США [2]. Простое деление даёт усреднённый ориентир около 323 долл. США на 1 тыс. м³. Если исключительно иллюстративно применить этот мировой агрегированный ориентир к 37,6 млн м³ дополнительного ресурса на каждый 1 млрд м³ добычи ПНГ, получится около 12,1 млн долларов США валовой ресурсной стоимости. Данная величина не является оценкой дополнительной потенциальной выручки ПАО «Сургутнефтегаза», т.к. показатель не учитывает российские цены, состав ПНГ, затраты на извлечение и подготовку, ограничения инфраструктуры и различия между видами газа. Он показывает лишь порядок величины для сценарного анализа, а не фактический финансовый результат.

Следовательно, наиболее корректный вывод состоит в том, что повышение полезного использования с 95% до 98,76% при условной добыче 1 млрд м³ позволяет дополнительно вовлечь 37,6 млн м³ газа в хозяйственный оборот. Денежная оценка требует подстановки фактических объёмов и экономических параметров компании. Для практического расчёта следует отдельно оценить три компонента: экономию на покупке электроэнергии или топлива, маржинальный доход от продуктов переработки и возможное изменение нефтедобычи при закачке газа, а затем вычесть затраты на инфраструктуру и эксплуатацию.

Влияние инвестиций в экологические проекты, связанные с улучшением использования ПНГ можно оценивать по следующим направлениям:

1. Снижение потенциальных расходов. Сокращение факельного сжигания может уменьшать риск расходов, связанных с несоблюдением природоохранных требований. Однако размер предотвращённых платежей нельзя определить только по проценту полезного использования ПНГ: необходимы фактические объёмы, применимые нормы, данные о выбросах и правовая квалификация конкретной ситуации. Поэтому регуляторный эффект следует рассчитывать отдельно от стоимости самого газа.

2. Получение полезной продукции и замещение ресурсов. Экономическая отдача возникает, когда ПНГ замещает покупные энергоресурсы либо после переработки становится сырьём для выпуска товарной продукции. При закачке газа в пласт результат проявляется через изменение технологических показателей и возможный дополнительный объём извлечённой нефти. Эти эффекты различаются по

природе, поэтому их следует рассчитывать раздельно, избегая двойного учёта одного и того же объёма газа.

3. Устойчивость производственной деятельности. Наличие инфраструктуры для сбора, подготовки и использования ПНГ повышает гибкость производственной системы и снижает зависимость от одного способа обращения с газом. Кроме того, сокращение выбросов может снижать экологические и репутационные риски. Долгосрочная эффективность инвестиций зависит от срока службы оборудования, загрузки мощностей, технических потерь, стоимости капитала и будущих требований регулирования.

Показатели компании ПАО «Сургутнефтегаз» подтверждают, что использование ПНГ поддерживается отдельной инфраструктурой и природоохранными вложениями. Вместе с тем снижение показателя с 99,29% в 2023 году до 98,76% в 2025 году указывает на необходимость анализировать не только уровень, но и его динамику, а также причины изменений. Сам по себе высокий процент не позволяет сделать вывод о росте финансовых результатов: для этого необходима связь экологического показателя с затратами, объёмами и доходами.

Выводы. Таким образом, проведённый анализ показывает, что рациональное использование попутного нефтяного газа может одновременно решать экологические и экономические задачи. Однако, для дальнейшего уточнения оценки необходимы абсолютные данные о добыче ПНГ, распределении газа по направлениям использования, стоимости подготовки и транспортировки, объёмах выработанной электроэнергии, выходе продуктов переработки и фактических капитальных затратах. При наличии таких данных можно рассчитать чистый экономический эффект и срок окупаемости природоохранных проектов. Обобщая вышесказанное, можно отметить – экологические инвестиции способны создавать экономическую ценность, если затраты на сбор и использование газа ниже совокупной стоимости получаемой продукции, замещаемых ресурсов и предотвращаемых расходов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ПАО «Сургутнефтегаз». Мероприятия по охране атмосферного воздуха. Электронный ресурс. URL: https://www.surgutneftegas.ru/en/responsibility/ecology/prirodookhrannye-meropriyatiya/meropriyatiya-po-okhrane-atmosfernogo-vozdukha/ (дата обращения: 30.10.2026).
2. World Bank. Global Gas Flaring Tracker Report, June 2026. Электронный ресурс. URL: https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/publication/2026-global-gas-flaring-tracker-report (дата обращения: 30.10.2026).
3. Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» (с учётом последующих изменений и отмены отдельных положений). Электронный ресурс. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_83792/ (дата обращения: 30.10.2026).
4. ПАО «Сургутнефтегаз». Годовые отчёты. Электронный ресурс. URL: https://www.surgutneftegas.ru/investors/essential_information/reporting/godovye-otchety/ (дата обращения: 30.10.2026).

5. ПАО «Сургутнефтегаз». Экологические отчёты. Электронный ресурс. URL: https://www.surgutneftegas.ru/responsibility/ecology/ekologicheskie-otchety/ (дата обращения: 30.10.2026).

УДК 65.011

НЕОЧЕВИДНЫЕ АСПЕКТЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Е.С. Поротькин к.э.н., М.Ю. Игнатенко

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail:evg.porotkin@mail.ru,ignatenko2001@list.ru

Аннотация. В статье анализируются неочевидные аспекты цифровизации нефтегазового комплекса. Исследуются негативные эффекты внедрения Индустрии 4.0: рост цифрового углеродного следа, уязвимость инфраструктуры к кибератакам и взломам, кадровый дефицит и сокращение рабочих мест, высокие финансовые затраты и региональный цифровой разрыв. Обоснована необходимость комплексной оценки системного влияния технологий для устойчивого развития отрасли, равномерного распределения и обучения их использованию.

Ключевые слова: нефтегазовыйкомплекс, цифровая трансформация, цифровой углеродный след, кибербезопасность, критическая информационная инфраструктура, кадровый дефицит, региональное цифровое неравенство, системные риски.

Введение. В современных научных публикациях цифровизация нефтегазового комплекса (НГК) чаще всего оценивается с точки зрения положительных результатов, таких как увеличение операционной эффективности, снижение затрат и повышение производительности труда. Однако с развитием концепции «Индустрия 4.0» и широким внедрением технологии больших данных (BigData), интернета вещей (IIoT) и искусственного интеллекта (ИИ) становятся всё более явными и менее заметные, но потенциально опасные последствия для этой отрасли [1].

Актуальность. Актуальность проведенного исследования обусловлена тем, что традиционно цифровизация преимущественно рассматривается как инструмент повышения эффективности деятельности предприятий нефтегазового комплекса. Однако неочевидным аспектом является усиление так называемого цифрового углеродного следа в результате роста потребления электрической энергии и увеличения выбросов парниковых газов, а также целый ряд других рисков и проблем, требующих внимание при осуществлении процессов внедрения цифровых технологий

Цель исследования. Цель исследования – определить неочевидные аспекты цифровизации нефтегазового комплекса и обосновать необходимость комплексной оценки системного влияния технологий для устойчивого развития отрасли.

Результаты исследования. Очевидными результатами цифровизации предприятий нефтегазовогокомплекса является повышение эффективности

использования всех видов ресурсов за счетоптимизации бизнес-процессов. Так, в использование таких инструментов, как «цифровые месторождения» позволяет оптимизировать режимы работы скважин, предотвратить простои, повысить нефтеотдачу, что особенно важно для «зрелых» месторождений [2]. Использование цифровых технологий открывает для компаний возможности повышения уровня организации и контроля проведения работ, что снижает число аварий и уровень производственного травматизма [3].

Одновременно с этим, процесс обучения нейросетей и поддержания постоянной и стабильной работы дата-центров для тысяч предприятий и скважин требует колоссальных затрат энергии. По существующим оценкам на сектор информационно-коммуникационных технологий уже приходится около 7% мирового потребления электроэнергии, а к 2030 году этот показатель может вырасти до 13% [4].

С проведением цифровизации и внедрением передовых технологий, таких как IIoT, ИИ или блокчейн возрастает рост риска кибератак на объекты НГК, особенно в условиях проведения специальной военной операции. Эти системы являются чрезвычайно важными для экономики России, а их дестабилизация может привести к сбоям в работе систем, физическим повреждениям оборудования и серьёзным экономическим последствиям. Ключевые угрозы информационной безопасности, выделяемые исследователями, обусловлены возникающими проблемами на уровне сети, используемых приложений и баз данных, а также на уровне персонала и используемых работниками мобильных устройств. При этом основными целями для осуществления атак на объекты критической информационной инфраструктуры являются: подключенные устройства, осуществляющие сбор данных, исполнительные устройства, программные логические контроллеры, автоматизированные системы управления и др. [5].

Кроме того, быстрое наращивание цифровых технологий в нефтегазовом комплексе может привести к сокращению рабочих мест, так как ИИ способен быстрее и точнее обнаруживать неполадки и ошибки в работе оборудования, в технологиях и рабочих процессах, чем человек [6].

Одновременно с этим, одним из основных препятствий на пути масштабной цифровизации предприятий НГКявляется потребность в значительных финансовых вложениях, требуемых для создания и поддержания инфраструктуры, используемой для внедрения современных цифровых инструментов. Так, по данным Международного энергетического агентства (IEA), расходы на внедрение цифровых технологий могут достигать до 30% совокупной величины затрат на проекты по модернизации объектов нефтегазового комплекса, что существенно ограничивает возможности для предприятий отрасли [7], в значительной степени зависящих от рыночной конъюнктуры и испытывающих дефицит свободных финансовых ресурсов.

Еще одним немаловажным фактором является то, что современные технологии предъявляют новые требования к сотрудникам – навыки работы с современными цифровыми инструментами анализа и интерпретации данных, корпоративными автоматизированными системами управления производственными и технологическими процессами. На сегодняшний день только 35% работников энергетического сектора экономики владеют необходимыми навыками для эффективного использования цифровых технологий в своей профессиональной деятельности [7]. Для нефтегазовых компаний это означает необходимость

скорейшей разработки и реализации корпоративных образовательных программ, способных ликвидировать существующий дефицит необходимых компетенций.

Кроме всего прочего, негативное влияние на формирование единой цифровой экосистемы на уровне страны тормозит существующий дисбаланс между регионами в уровне использования цифровых технологий. По оценкам Министерства энергетики РФ, цифровизация сельских районов на 45% отстает от уровня, существующего в мегаполисах, что приводит к цифровому неравенству отдельных регионов, отдаленных от центра. Следствием этого становится дефицит рабочей силы, т.к. активная часть населения переселяется в более развитые в цифровом отношении регионы [7].

Выводы. Таким образом, переход нефтегазового сектора на цифровые технологии имеет как положительные, так и отрицательные аспекты. С одной стороны, цифровизация является единственным способом разработки трудноизвлекаемых ресурсов и сохранения конкурентоспособности. С другой стороны, она несёт в себе скрытые угрозы: огромные затраты энергии, увеличение выбросов парниковых газов, высокая вероятность кибератак, а также сокращение рабочих мест. Чтобы обеспечить устойчивое развитие энергетического сектора в будущем, необходимо перейти от простого накопления цифровых технологий к оценке их системного влияния, равномерному распределению и обучению их использованию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рожков, А.А. Цифровизация как инновационно-технологический фактор развития отраслей ТЭК России (рубеж XX–XXI вв.) / А.А. Рожков, И.С. Соловенко – Москва: Уголь, 2025. - № 3. - С. 55 – 59. - URL: https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovizatsiya-kak-innovatsionno-tehnologicheskiy-faktor-razvitiya-otrasley-tek-rossii-rubezh-xx-xxi-vv (дата обращения: 01.06.2026)
2. Пороткин, Е. С. Роль цифровизации в обеспечении промышленной безопасности и охраны труда предприятий нефтегазового комплекса / Е. С. Пороткин, Д. Е. Овчинников, Е. В. Франк – Краснодар: Естественно-гуманитарные исследования, 2026. – № 1(63). – С. 371-376. – EDN OGETQB (дата обращения: 01.06.2026)
3. Чечина, О.С. Повышение технологического уровня разработки высокообводненных месторождений в контексте применения стратегии диверсификации и устойчивого развития предприятий нефтегазовой отрасли / О.С. Чечина, Е. С. Пороткин, Д. Е. Овчинников, А. А. Туканова - Краснодар: Естественно-гуманитарные исследования, 2026. - № 1(63). – С. 517-522. – EDN IPUFNG (дата обращения: 01.06.2026)
4. Янченко, Е.В. Цифровой углеродный след как внешняяэкстерналия цифровизации / Е.В. Янченко – Саратов: Вопросы инновационной экономики, 2025. – Т. 15, № 2. – С. 449-468. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovoy-uglerodnyy-sled-kak-vneshnyaya-eksternaliya-tsifrovizatsii (дата обращения: 01.06.2026)
5. Кисленко, С.Л. Киберфизическая модель современного энергетического сектора и актуальные проблемы информационной безопасности / С.Л. Кисленко – Москва: Lex Russia, 2025. – Т. 78, № 10. – С. 127-145. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/kiberfizicheskaya-model-sovremennogo-energeticheskogo-sektora-i-aktualnye-problemy-informatsionnoy-bezopasnosti (дата обращения: 01.06.2026)

6. Юрченко, Н.Ю. Управление рисками в условиях цифровизации топливно-энергетического комплекса / Н.Ю. Юрченко, Г.М. Гальчин – Москва: Инновации и инвестиции, 2025. – С. 624-626. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/upravlenie-riskami-v-usloviyah-tsifrovizatsii-toplivno-energeticheskogo-kompleksa (дата обращения: 01.06.2026)
7. Сивоха, Е.С. Влияние цифровизации на топливно-энергетический комплекс / Е.С. Сивоха, А.А. Жукова, В.В. Кузьмни – Тюмень: Научный лидер, 2025. - № 37. – URL: https://scilead.ru/article/9964-vliyanie-tsifrovizatsii-na-toplivno-energetic (дата обращения: 01.06.2026)

УДК 005.5

ИНТЕГРАЦИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА И ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ АВТОТРАНСПОРТНОГО ХОЗЯЙСТВА: СКВОЗНАЯ ПРОСЛЕЖИВАЕМОСТЬ АКТИВОВ И ПЕРСОНАЛА В НЕФТЕГАЗОВОМ БИЗНЕСЕ

А.В. Клюев, Д.Ю. Фраймович

Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых
г. Владимир, Россия
e-mail: klyevalex@mail.ru, fdu78@rambler.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу перехода крупных нефтегазовых компаний Российской Федерации от базовой телематики к интегрированным цифровым моделям автотранспортного хозяйства с применением элементов искусственного интеллекта. На фоне сокращения рынка крупнотоннажных грузовых автомобилей (HCV) на 54% в 2025 г. и структурных ограничений предложения цифровая прослеживаемость активов и персонала приобретает статус обязательного инструмента управления производственной логистикой. На примере проектов ПАО «Роснефть» («Восток Ойл») и ПАО «Газпром» (СПГ-парк) показано, как корпоративные телематические платформы обеспечивают сквозной контроль активов и допусков персонала в условиях Крайнего Севера.

Ключевые слова: цифровой двойник, предиктивное обслуживание, телематика, нефтегазовая логистика, КАМАЗ, прослеживаемость персонала

Введение

Автотранспортное хозяйство крупных нефтегазовых компаний Российской Федерации представляет собой парки от нескольких сотен до тысяч единиц техники, работающие в удалённых регионах с жёсткими требованиями к проходимости, морозостойкости и бесперебойности. В отличие от городской логистики, простой вахтового автобуса или ремонтной бригады на месторождении обходится на порядки дороже, а каждая поездка сопряжена с регуляторными требованиями промышленной безопасности.

В 2025 г. рынок крупнотоннажных грузовых автомобилей в Российской Федерации сократился на 54% – до 46905 единиц [1]. Предложение ограничено уходом европейских производителей, регуляторными мерами в отношении части китайских брендов и финансовыми трудностями КАМАЗ. Вследствие этого цифровая прослеживаемость активов и персонала приобретает статус обязательного инструмента, а не перспективной технологии.

В этих условиях интеграция искусственного интеллекта и цифровых моделей перестаёт быть инновационным проектом и становится способом компенсировать ограниченность парка и предсказуемо управлять его ресурсом. Цель статьи – показать, как сквозная прослеживаемость активов и персонала на базе цифровых моделей и элементов искусственного интеллекта трансформирует автотранспортное хозяйство нефтегазовых компаний и какие рыночные ограничения определяют скорость этой трансформации.

Актуальность, научная значимость и краткий обзор литературы.

Актуальность темы определяется совпадением трёх факторов. Во-первых, рынок грузовой техники демонстрирует существенное сокращение: сегмент HCV сократился на 54% [1], импорт новых грузовиков упал почти в десять раз [2]. Во-вторых, предложение ограничено: КАМАЗ завершил 2025 г. с чистым убытком 37 млрд руб. по РСБУ [3], МАЗ сократил продажи в России на 36% [2], а ввоз части китайской техники ограничен регуляторно [4]. В-третьих, парки нефтегазовых компаний достигли масштаба, при котором ручное управление допусками, маршрутами и обслуживанием становится источником издержек [5].

Научная значимость работы состоит в систематизации практик перехода от телематики к интегрированным цифровым моделям в специфическом контексте нефтегазовой логистики. В существующей литературе цифровые двойники и предиктивное обслуживание рассматриваются преимущественно в контексте городской логистики или дискретного производства; применение этих концепций к условиям удалённых месторождений с вахтовым режимом и повышенными требованиями к промышленной безопасности остаётся недостаточно изученным.

Обзор литературы включает работы, посвящённые цифровым двойникам в управлении активами, предиктивному обслуживанию на основе телематических данных и системам прослеживаемости персонала в промышленности. Зарубежные практики (Vivo Energy, ADNOC, Shell) демонстрируют, что переход к прогнозным моделям является общемировой тенденцией для компаний, эксплуатирующих крупную грузовую технику [6; 7; 8]. Однако российский нефтегазовый сектор сталкивается с дополнительными ограничениями (зависимостью от импортного программного обеспечения и сужением выбора поставщиков техники) определяющими специфику и темпы цифровизации.

Постановка задачи

Для достижения цели статьи решаются следующие задачи:

1. Выявить уровень зрелости корпоративных телематических платформ в нефтегазовых компаниях Российской Федерации и определить, какие функции они выполняют за пределами базового мониторинга.

2. Оценить структурные ограничения рынка грузовой техники 2025 г., влияющие на возможность обновления парков и, соответственно, на приоритеты цифровизации.

3. Определить направления цифровой прослеживаемости персонала (допуски, режим труда и отдыха, квалификация) и их значение для промышленной безопасности.

4. Сопоставить российские практики цифровизации автотранспортного хозяйства с зарубежными и сформулировать предложения по приоритизации цифровизации в условиях ограниченного выбора техники и программного обеспечения.

Границы исследования: крупные нефтегазовые компании Российской Федерации, эксплуатирующие парки от нескольких сотен до тысяч единиц техники; период – 2025-2026 г.г.; типы активов – специальная и дорожно-строительная техника, вахтовый пассажирский транспорт, седельные тягачи.

Теоретическая часть

1. Сквозная прослеживаемость активов.

GPS/ГЛОНАСС-мониторинг на сегодняшний день стал отраслевым стандартом. Крупные компании создают единую корпоративную телематическую платформу (ЕКТП), которая объединяет планирование, маршрутизацию, распределение заданий и отчётность в режиме реального времени.

Компания «РН-Ванкор» (проект «Восток Ойл») поставила около пяти тысяч единиц специальной и дорожно-строительной техники и создала Единый центр управления транспортом с использованием современных ИТ-решений [5]. ЕКТП контролирует работу автопарка на всех объектах проекта: обеспечивает планирование, маршрутизацию и подачу автомобилей, распределяет задания и готовит отчётность. Цифровое управление снижает производственные издержки и повышает эффективность парка в условиях Крайнего Севера, где отсутствуют альтернативы оперативному перераспределению техники.

Предиктивное обслуживание использует данные датчиков (температура, вибрация, расход топлива). Для нефтегазового сектора этот уровень критичен: выезд ремонтной бригады для устранения неисправности транспортного средства на удалённое месторождение означает часы простоя, стоимость которых несопоставима с городской логистикой. Цифровой профиль актива (история эксплуатации, ремонтов, запчастей) позволяет планировать замену парка и точнее рассчитывать стоимость владения.

2. Прослеживаемость персонала.

В нефтегазовом секторе прослеживаемость персонала означает не только определение местоположения водителя, но и подтверждение его права выполнять конкретную операцию. Цифровая интеграция позволяет автоматически сверять допуски и сроки медицинских осмотров с назначенными рейсами, контролировать режим труда и отдыха (особенно в вахтовых перевозках), выявлять признаки усталости по данным телематики (стиль вождения, отклонения от маршрута). Так, например, собственный СПГ-автопарк компании «Газпром гелий сервис» состоит из 273 седельных тягачей КАМАЗ, работающих на сжиженном природном газе; общий автопарк – около 1 000 единиц техники [9]. Совокупный пробег парка превысил 15 млн км [10]. При таком объёме ручной контроль допусков и режима работы становится

источником риска; цифровая прослеживаемость водителя и его квалификации встроена в операционный контур.

3. Практическая значимость, предложения и результаты внедрений.

Возможности цифровизации зависят от доступности техники и программного обеспечения. В 2025 г. рынок грузовых автомобилей характеризовался разнонаправленными тенденциями:

КАМАЗ сохранил доминирующее положение: 14 478 проданных HCV, доля 30,87% рынка [1]. Однако финансовые показатели критичны: чистый убыток 37 млрд руб. по РСБУ, валовая прибыль сократилась почти в 32 раза – до 757 млн руб. [3]. Компания остаётся базовым поставщиком шасси для спецтехники и вахтовых автобусов, но её способность обеспечивать сервис и запчасти в прежнем объёме ограничена.

МАЗ замкнул топ-5 с долей 7,2% [11], продажи в HCV-сегменте составили 3 385 единиц; по данным «Автостата», снижение продаж достигло 36% [2]. Для нефтегазового сектора это сужает альтернативы при обновлении парка тяжёлых шасси.

Автотранспортная техника, произведённая в Китае, перестала быть безусловной заменой. Доля китайских брендов в HCV-сегменте упала с 62,8% в 2024 г. до 46,5% в 2025 г. [1]. В июле 2025 г. Росстандарт отозвал одобрение типа транспортного средства у шести брендов (Dongfeng, Foton, FAW, Sitrak и др.) из-за нарушений обязательных требований [4]. Ввоз и реализация этих машин запрещены до устранения нарушений. Для компаний, успевших закупить китайскую технику, возникла проблема сервисной поддержки.

Импорт в целом сократился почти в десять раз: 7,9 тыс. новых грузовиков против 76,2 тыс. годом ранее [2]. Рынок сжался до уровня, при котором обновление парка «с нуля» становится всё менее доступным, а продление ресурса имеющейся техники – экономической необходимостью.

4. Предложения по приоритизации цифровизации.

Исходя из выявленных ограничений, целесообразно сформулировать следующие практические предложения для нефтегазовых компаний:

1. Приоритизация активов. В условиях ограниченного обновления парка цифровизации подлежат в первую очередь активы, задействованные в критических производственных цепочках: техника, обеспечивающая непрерывность добычи и транспортировки, а также вахтовый пассажирский транспорт. Для второй категории активов (вспомогательная техника, легковой транспорт) допустимо отложить интеграцию до стабилизации рынка.

2. Требования к телематике для старого парка. Поскольку значительная часть парка имеет возраст свыше 9 лет и ограниченную совместимость со встроенными цифровыми функциями [12], целесообразно использовать внешние датчики и аналитику стиля вождения на основе данных GPS/ГЛОНАСС, а не полагаться на штатную телеметрию. Это позволяет распространить прослеживаемость на технику, не оснащённую современными CAN-шинами.

3. Интеграция с отечественным программным обеспечением. Уход западных поставщиков TMS (SAP TM и др.) вынуждает переходить на российские решения. На этапе перехода рекомендуется сохранять совместимость форматов данных с ранее использовавшимися системами, чтобы избежать разрыва в истории эксплуатации активов и персонала.

4. Прослеживаемость допусков. В отличие от предиктивного обслуживания, требующего развитой датчиковой инфраструктуры, цифровой контроль допусков и сроков медицинских осмотров может быть реализован на базе существующих кадровых и диспетчерских систем с минимальными затратами. Это направление даёт быстрый эффект с точки зрения промышленной безопасности.

5. Результаты внедрений.

Работающие примеры подтверждают практическую значимость подхода. Единый центр управления транспортом «РН-Ванкор» (около 5 тыс. единиц техники) обеспечивает планирование, маршрутизацию и отчётность в реальном времени на всех объектах проекта [5]. СПГ-автопарк «Газпром гелий сервис» (273 тягача КАМАЗ, пробег свыше 15 млн км) демонстрирует масштаб, при котором ручной контроль допусков и режима работы становится источником риска [9; 10].

Иностранные практики подтверждают общемировой характер перехода к прогнозным моделям: ADNOC достигла повышения эффективности логистики на 15–20% за счёт ИИ-оптимизации маршрутов [7]; Shell применяет более ста ИИ-приложений, включая предиктивное обслуживание и цифровые двойники [8]; Vivo Energy развернула решение на основе цифровых двойников для прогнозирования отказов техники [6].

6. Ограничения и риски.

Цифровизация транспорта в нефтегазовом секторе сталкивается с двумя структурными ограничениями.

Во-первых, зависимость от импортного программного обеспечения: переход на отечественные TMS требует времени и ресурсов.

Во-вторых, техническая база: если парк укомплектован техникой с ограниченной сервисной поддержкой (китайские бренды с отозванным ОТТС, КАМАЗ в условиях финансового кризиса), цифровые модели помогают продлить ресурс, но не устраняют проблему физического старения.

Тем не менее тренд устойчив: ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром» уже создали работающие платформы, и их масштаб делает ручное управление неэффективным независимо от рыночной конъюнктуры.

Заключение.

Проведённый анализ показывает, что цифровизация автотранспортного хозяйства нефтегазовых компаний Российской Федерации прошла путь от GPS/ГЛОНАСС-мониторинга к единым корпоративным телематическим платформам. Обсуждение выявляет ключевое противоречие: потребность в цифровых моделях растёт, но техническая база для них сужается. Цифровые модели компенсируют дефицит техники (продление ресурса, предиктивное обслуживание, точный расчёт стоимости владения), но не устраняют физическое старение парка.

Основные выводы исследования:

1. Автотранспорт в нефтегазовых компаниях является не вспомогательным звеном, а условием непрерывности добычи; простой на месторождении несопоставим по стоимости с городской логистикой.

2. Крупные компании перешли от телематики к единым корпоративным платформам (ЕКТП), объединяющим планирование, маршрутизацию и отчётность в реальном времени.

3. Сквозная прослеживаемость персонала (допуски, медицинские осмотры, режим труда и отдыха) при масштабе парков в сотни и тысячи единиц возможна только в цифровом контуре.

4. Рынок грузовой техники в 2025 г. сжался (HCV – минус 54% [1], импорт – почти в десять раз [2]), что ограничивает обновление парков и повышает значение продления ресурса имеющейся техники.

5. КАМАЗ сохраняет доминирующее положение (30,87% HCV [1]), но финансовые показатели (убыток 37 млрд руб. [3]) ограничивают его сервисные возможности; МАЗ теряет позиции [2], китайская техника перестала быть безусловной заменой из-за регуляторных ограничений [4].

6. Зарубежные практики (Vivo Energy, ADNOC, Shell) подтверждают общемировой характер перехода к предиктивным моделям и цифровым двойникам [6; 7; 8]; российский нефтегазовый сектор следует той же траектории с иными темпами.

7. Основные ограничения цифровизации – зависимость от импортного программного обеспечения и физическое старение парка; цифровые модели смягчают, но не устраняют эти ограничения.

Ограничения исследования и направления дальнейшей работы.

Статья опирается на вторичные источники (отраслевая статистика, пресс-релизы, материалы деловой прессы) и не содержит собственных экспериментальных данных. Количественные эффекты внедрения ЕКТП в российских нефтегазовых компаниях (снижение простоев, экономия топлива, сокращение издержек) в открытых источниках не раскрываются. Дальнейшая работа может быть направлена на сбор и анализ таких данных по мере их публикации, а также на разработку методики оценки экономической эффективности цифровизации транспорта в условиях ограниченного обновления парка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Продажи новых крупнотоннажных грузовиков (HCV) в России в 2025 году и в декабре // Автостат. — 2026. — 16 янв. — URL: https://m.autostat.ru/press-releases/61614/ (дата обращения: 06.11.2026).
2. МАЗ вошел в топ-5 брендов на российском рынке грузовой техники // Office Life. — 2026. — 17 янв. — URL: https://officelife.by/news/68995-maz-voshel-v-top-5-brendov-na-rossiyskom-rynke-gruzovoy-tekhniki/ (дата обращения: 06.11.2026).
3. В 2025 году чистый убыток КамАЗа составил 37 млрд рублей // Коммерсантъ. — 2026. — 15 февр. — URL: https://www.kommersant.ru/doc/8440151 (дата обращения: 06.11.2026).
4. Росстандарт отозвал одобрение типа транспортного средства у шести китайских брендов грузовиков // Росстандарт : офиц. сайт. — 2025. — июль. — URL: https://www.rst.gov.ru/ (дата обращения: 06.11.2026).
5. «Роснефть» создала самую северную в стране сеть сервисных автоцентров // ПАО «НК «Роснефть» : офиц. сайт. — 2026. — 15 июля. — URL: https://www.rosneft.ru/press/news/ (дата обращения: 06.11.2026).
6. Vivo Energy lance VE-CEM : une solution numérique révolutionnaire pour maintenir le bon fonctionnement des flottes de véhicules et des équipements en Afrique [Vivo Energy

запускает VE-CEM: цифровое решение для обеспечения работоспособности парков транспортных средств и оборудования в Африке] // Vivo Energy. — 2025. — 11 sept. — URL: https://www.vivoenergy.com/en/node/4070 (дата обращения: 06.11.2026).
7. ADNOC targets 5M barrels per day with AI fleet efficiency gains // Riviera. — 2025. — 17 Dec. — URL: https://www.rivieramm.com/news-content-hub/adnoc-targets-5m-barrels-per-day-with-ai-fleet-efficiency-gains-87210 (дата обращения: 06.11.2026).
8. Enterprise AI at Shell // C3 AI. — 2022. — 22 Nov. — URL: https://c3.ai/customers/shell (дата обращения: 06.11.2026).
9. «Газпром гелий сервис» принял участие в работе выставки Российско-китайского экономического форума «АмурЭкспо» // ООО «Газпром гелий сервис» : офиц. сайт. — 2026. — 25 мая. — URL: https://helium.gazprom.ru/press/news/2026/05/429/ (дата обращения: 06.11.2026).
10. СПГ-автопарк «Газпром гелий сервис» вырос в 15 раз за пять лет // ООО «Газпром гелий сервис» : офиц. сайт. — 2026. — март. — URL: https://helium.gazprom.ru/press/news/2026/03/ (дата обращения: 06.11.2026).
11. МАЗ вошел в топ-5 брендов на российском рынке тяжелой грузовой техники по итогам 2025 года // Беларусь сегодня. — 2026. — 19 янв. — URL: https://www.sb.by/articles/maz-voshel-v-pyaterku-brendov-na-rossiyskom-rynke-tyazheloy-gruzovoy-tekhniki-po-itogam-2025-goda.html (дата обращения: 06.11.2026).
12. Китайцы не помогут: грузовой автопарк РФ продолжает стареть // За рулем. — 2025. — 5 сент. — URL: https://www.zr.ru/content/news/972324-kitajtsy-ne-pomogut-gruzovoj-a/ (дата обращения: 06.11.2026).
13. «Автостат» назвал средний возраст грузовиков в России // За рулем. — 2015. — 28 апр. — URL: https://www.zr.ru/content/news/781148-avtostat-nazval-srednij-vozrast-gruzovikov-v-rossii/ (дата обращения: 06.11.2026).
14. Продажи грузовиков «Камаза» в 2025 году выросли на 9% // Ведомости. — 2026. — 9 февр. — URL: https://www.vedomosti.ru/auto/news/2026/02/09/1174958-prodazhi-gruzovikov-kamaza (дата обращения: 06.11.2026).

УДК 331.104.2:004

ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ДИСЦИПЛИНОЙ ТРУДА В СОВРЕМЕННЫХ ОРГАНИЗАЦИЯХ: ОБЕСПЕЧЕНИЕ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Т.Ю. Красикова, Е.С. Поротькин

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: krasikovat@mail.ru, evg.porotkin@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены особенности управления дисциплиной труда в организациях с территориально распределенной структурой. Процедура привлечения к дисциплинарной ответственности разделена на этапы обнаружения проступка, расследования обстоятельств и издания приказа. На примере филиала, являющегося подразделением ведомственной охраны объектов топливно-

энергетического комплекса, показано влияние видеонаблюдения, видеорегистрации, систем мониторинга транспорта и электронного документооборота на каждый этап дисциплинарного процесса. Предложены условия правомерного и результативного применения цифровых средств контроля.

Ключевые слова: дисциплина труда, дисциплинарная ответственность, цифровизация, видеонаблюдение, электронный документооборот, ведомственная охрана, управление персоналом.

Введение

Дисциплина труда во все времена выступала необходимым условием организации совместного труда независимо от отрасли экономики, организационно-правовой формы и характера социально-экономических отношений. Законодательное определение дисциплины труда закреплено статьей 189 Трудового кодекса Российской Федерации, согласно которой она представляет собой обязательное для всех работников подчинение правилам поведения, определенным законодательством, коллективным договором, соглашениями, локальными нормативными актами и трудовым договором [1]. Дисциплина предполагает наличие корреспондирующих прав и обязанностей сторон. Работник подчиняется установленным правилам, тогда как работодатель, обладая дисциплинарной властью, обязан создавать условия для их соблюдения. Производственная дисциплина означает порядок на производстве, а работодатель несет ответственность за производственную дисциплину.

Актуальность и обзор литературы

Значение дисциплины труда проявляется в повышении производительности труда и эффективности производства, достижении высокого качества работы, снижении травматизма и несчастных случаев. Для организаций, осуществляющих охрану объектов топливно-энергетического комплекса, к перечисленному добавляется обеспечение защищенности охраняемых объектов, поскольку нарушение дисциплины работником охраны способно повлечь последствия, выходящие за пределы трудовых отношений [2]. Мендалиева, исследуя служебную дисциплину, подчеркивает: «Без соблюдения дисциплины невозможна законность. Средства укрепления и обеспечения законности являются и средствами укрепления дисциплины» [6].

Методы управления дисциплиной труда традиционно подразделяются на экономические, социально-психологические и правовые. В научной литературе сложились различные оценки их сравнительной результативности. Масилова и Нестерова приходят к выводу, что «резервы повышения эффективности управления дисциплиной труда следует искать в управлении мотивацией, вовлеченностью персонала в дела организации» [5]. С данным утверждением нельзя согласиться однозначно. Как известно из теории трудового права, до вступления в силу Трудового кодекса применялись три метода обеспечения дисциплины, а именно убеждение, поощрение и принуждение, из которых в настоящее время нормативно закреплены поощрение и принуждение.

Представляется, что метод принуждения, то есть привлечение работника, совершившего дисциплинарный проступок, к дисциплинарной ответственности, сохраняет значение как средство, способное наиболее быстро повысить уровень дисциплины. Его результативность зависит от строгого соблюдения материальных и процессуальных норм. Нарушения процедуры остаются распространенными. Это

свидетельствует о наличии системных проблем в правоприменении (в первую очередь, работодателями).

Постановка задачи

Активная цифровизация экономики, поддерживаемая стратегическими документами и государственными программами и становящаяся одним из ключевых факторов экономической эффективности предприятий [7], затрагивает в том числе сферу трудовых отношений. Средства видеофиксации, мониторинга и электронного документооборота создают новые возможности для обнаружения нарушений и оформления дисциплинарных материалов. Юсупова, рассматривая инструменты кадрового контроллинга, определяет: «Под методами контроля понимают систему инструментов воздействия на персонал» [8]. Целью исследования является выявление влияния цифровых средств на совершенствование управления дисциплиной труда. Достижение цели обусловило необходимость определения этапов процедуры привлечения к дисциплинарной ответственности, рассмотрения особенностей использования цифровых технологий на каждом этапе и оценки их результативности на примере конкретной организации. Методами исследования выступили анализ литературы и сравнение практики применения дисциплинарных взысканий до и после внедрения цифровых технологий.

Теоретическая часть

Трудовое законодательство различает общую и специальную дисциплинарную ответственность. Общая дисциплинарная ответственность применяется ко всем категориям работников, а перечень взысканий, установленный частью первой статьи 192 Трудового кодекса, включает замечание, выговор и увольнение по соответствующим основаниям и является закрытым [1]. Специальная ответственность предусматривается уставами и положениями о дисциплине для отдельных отраслей. Применение взысканий, не предусмотренных законом, не допускается.

Процесс привлечения к дисциплинарной ответственности условно разделяется на этапы обнаружения проступка, расследования обстоятельств и наказания. Обнаружение проступка осуществляется непосредственным руководителем либо в ходе проверок. При расследовании, проводимом в случае необходимости, истребуется письменное объяснение работника. Завершается процесс изданием приказа о применении взыскания и ознакомлением с ним работника в установленный срок. Каждый этап сопряжен с собственными рисками.

Применение цифровых средств наблюдения требует соблюдения установленного порядка. Кулагина указывает: «Для начала необходимо известить сотрудников до момента начала видеонаблюдения и предложить подписать дополнительное соглашение к трудовому договору до введения новых правил» [3]. Цели, порядок и сроки ведения видеонаблюдения, а также меры защиты полученных данных подлежат закреплению в локальном нормативном акте, с которым работники знакомятся под подпись. Соблюдение данных требований придает видеозаписи значение надлежащего доказательства при рассмотрении трудовых споров.

Электронный документооборот обеспечивает оперативность прохождения дисциплинарных материалов между территориально удаленными подразделениями. Важность нормативно-правового регулирования электронного документооборота в современной России заключается в упорядочении информационных ресурсов, что

позволит квалифицированно и оперативно осуществлять выполнение своих задач всеми субъектами. Для дисциплинарной процедуры особое значение имеет соблюдение месячного срока применения взыскания, исчисляемого со дня обнаружения проступка, и шестимесячного срока со дня его совершения [1]. В организациях с многоуровневой структурой информация о нарушении проходит несколько звеньев управления. Каждая задержка сокращает время, остающееся у работодателя для истребования объяснения и издания приказа. Электронное согласование проекта приказа и ознакомление с ним работника позволяют исключить потери времени на пересылку документов.

Практическая значимость и результаты внедрения

Объектом исследования выступает структурное подразделение организации – собственника Единой системы газоснабжения, являющееся подразделением ведомственной охраны. Численность персонала филиала составляет не менее 4 200 человек, деятельность осуществляется с декабря 2008 года, охраняемые объекты расположены в 24 субъектах Российской Федерации. Доля персонала, участвующего в непрерывной круглосуточной охране объектов топливно-энергетического комплекса, достигает 90 % общей численности. Охрана осуществляется с оружием на постах, при патрулировании по маршрутам и в группах реагирования на автомобилях. Для охранного персонала установлен суммированный учет рабочего времени с дежурствами продолжительностью не более 24 часов. Запрещены сон, просмотр видеофильмов и иные действия, снижающие бдительность.

В начале деятельности филиала из цифровых средств применялись лишь фотоаппараты. Для достижения внезапности проверок руководители охранных подразделений привлекались к работе в выходные дни и ночные часы, что увеличивало фонд оплаты труда и создавало риск нарушения их режима отдыха. Частота проверок не обеспечивала необходимого уровня дисциплины. Фиксировались сон на рабочем месте, просмотр видеофильмов вместо обхода, формальное заполнение учетной документации, неполное обследование объектов. Безнаказанность снижала авторитет руководителей. Куренной, оценивая практику применения дисциплинарных взысканий, отмечает: «Зато применение наказания (дисциплинарных взысканий) всегда являлись большой проблемой для работодателей» [4]. Вследствие территориальной удаленности руководителей, обнаруживающих проступки, от руководства, уполномоченного издавать приказы, складывались ситуации истечения месячного срока применения взыскания.

Для устранения указанных недостатков процесс привлечения к дисциплинарной ответственности был дополнительно урегулирован локальным нормативным актом, Регламентом привлечения к дисциплинарной ответственности, а в деятельность филиала последовательно внедрены видеокамеры на постах и маршрутах патрулирования, видеорегистраторы и системы мониторинга в автомобилях, система автоматизированного документооборота. В таблице 1 представлено распределение цифровых средств по этапам дисциплинарного процесса.

Таблица 1. Применение цифровых средств на этапах привлечения к дисциплинарной ответственности

Этап	Видео-камеры	Видео-регистраторы	Мониторинг транспорта	Фото-аппараты	САД
Обнаружение проступка	+	+	+	+	–
Расследование обстоятельств	+	+	+	+	–
Издание приказа	–	–	–	–	+

Использование видеокамер на предприятии позволяет руководству осуществлять максимально точный контроль над сотрудниками в рабочее время. Внедрение цифровых технологий обеспечило увеличение количества обнаруженных проступков за счет проверки работы дежурных смен путем просмотра видеозаписей. Число попыток избежать ответственности сократилось. Видео- и фотоматериалы способствуют признанию работником вины, исключают объяснения, отрицающие факт нарушения, и повышают долю проверок контрольных органов и судебных разбирательств, завершившихся в пользу работодателя. Мотивация к соблюдению дисциплины возросла у всего коллектива. Система автоматизированного документооборота в сочетании с Регламентом повысила оперативность подготовки и согласования дисциплинарных материалов, что исключило пропуск сроков применения взысканий. Отпала необходимость систематического привлечения руководителей к проверкам в ночное время и выходные дни.

Представляется целесообразным сопровождать внедрение цифровых средств контроля закреплением целей их применения в локальном нормативном акте, ознакомлением работников под подпись и использованием накопленных данных прежде всего для профилактики нарушений [3]. Чаще всего наблюдение устанавливается с целью обеспечения соблюдения трудовой дисциплины и фиксирования правонарушений. Сочетание объективной фиксации проступков с мерами морального стимулирования и вовлечения персонала позволяет учитывать и позицию сторонников мотивационного подхода [5].

Выводы

Использование цифровых технологий в управлении дисциплиной труда позволяет привлекать работников к ответственности на основании однозначно установленных фактов, обеспечивать справедливость дисциплинарных взысканий, экономить трудовые ресурсы руководителей, снижать риски признания взысканий необоснованными и незаконными, а также риски привлечения организации и ее должностных лиц к административной ответственности за нарушение трудового законодательства. Следует отметить, что наибольший эффект достигается при сочетании цифровых средств фиксации с регламентацией дисциплинарной процедуры и развитием мотивации работников к соблюдению дисциплины труда.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трудовой кодекс Российской Федерации : федер. закон от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 25.05.2026) [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. URL:

https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (дата обращения: 06.11.2026).
2. О ведомственной охране : федер. закон от 14.04.1999 № 77-ФЗ (ред. от 25.05.2026) [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22716/ (дата обращения: 06.11.2026).
3. Кулагина А.В. Наблюдение за поведением работников на рабочем месте (на примере видеонаблюдения) // Вопросы российской юстиции. 2022. № 22. С. 300–310.
4. Куренной А.М. Трудовая дисциплина и пределы хозяйской власти работодателя // Ежегодник трудового права. 2021. № 11. С. 89–100.
5. Масилова М.Г., Нестерова А.Ю. Современные подходы к управлению дисциплиной труда // Территория новых возможностей. Вестник Владивостокского государственного университета экономики и сервиса. 2018. № 2 (41). С. 80–91. DOI: 10.24866/VVSU/2073-3984/2018-2/080-091.
6. Мендалиева С.А., Баландина Н.В. Понятие и содержание служебной дисциплины в органах внутренних дел Российской Федерации // Вестник магистратуры. 2022. № 1-1 (124). С. 72–73.
7. Поротькин, Е. С. Роль цифровизации в обеспечении промышленной безопасности и охраны труда предприятий нефтегазового комплекса / Е. С. Поротькин, Д. Е. Овчинников, Е. В. Франк // Естественно-гуманитарные исследования. – 2026. – № 1(63). – С. 371-376. – EDN OGETQB.
8. Юсупова С.М., Милованов Д.И. Контроль персонала в кадровом контроллинге // Гуманитарный научный журнал. 2022. № 1. С. 45–51.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Чинков Евгений Сергеевич

«Самарский государственный технический университет»
г. Самара, Россия
e-mail: ChinkovEvgeny@yandex.ru

Аннотация. В статье анализируются методические подходы к оценке эффективности стратегии развития предприятия топливно-энергетического комплекса. Финансовый, стоимостной, целевой и многокритериальный подходы сопоставляются с учетом отраслевой специфики: капиталоемкости, продолжительных инвестиционных циклов и требований к надежности энергоснабжения. При этом специально разграничиваются текущие результаты деятельности и долгосрочные эффекты стратегических решений - такое различение задает логику последующего анализа. Предлагаемая двухконтурная схема оценки объединяет две группы индикаторов - показатели достижения стратегических целей и показатели устойчивости полученных результатов. Благодаря этому становится возможным учитывать не только экономическую отдачу, но и способность предприятия сохранять достигнутые позиции при изменении внешних условий.

Ключевые слова: стратегия развития, эффективность, топливно-энергетический комплекс, swot-анализ, метод сценарного планирования, gap-анализ, силы м. портера pest- анализ, устойчивость предприятия.

METHODOLOGICAL APPROACHES TO ASSESSING THE EFFECTIVENESS OF A DEVELOPMENT STRATEGY FOR A FUEL AND ENERGY COMPLEX ENTERPRISE: A COMPARATIVE ANALYSIS

Chinkov Evgeny Sergeyevich
Samara State Technical University
Samara, Russia
e-mail: ChinkovEvgeny@yandex.ru

Abstract. This article analyzes methodological approaches to assessing the effectiveness of a development strategy for an enterprise within the fuel and energy complex. Financial, value-based, goal-oriented, and multi-criteria approaches are compared, taking into account industry-specific characteristics such as capital intensity, long investment cycles, and requirements for energy supply reliability. A distinction is drawn between current operational results and the long-term effects of strategic decisions; this distinction establishes the logic for the subsequent analysis. The proposed dual-loop assessment framework integrates two groups of indicators: those measuring the achievement of strategic goals and those measuring the sustainability of the results obtained. This approach makes it possible to consider not only economic returns but also the enterprise's ability to maintain its achieved position amidst changing external conditions.

Keywords: development strategy, effectiveness, fuel and energy complex, SWOT analysis, scenario planning method, gap analysis, M. Porter's forces, PEST analysis, enterprise resilience.

Развитие предприятий топливно-энергетического комплекса определяется высокой капиталоемкостью проектов, продолжительными сроками их окупаемости и жесткими требованиями к надежности энергоснабжения. По этой причине стратегия развития должна согласовывать экономические цели с задачами модернизации и поддержания устойчивости предприятия - именно такое сочетание задает отраслевую специфику стратегического выбора. Оценивать ее результативность необходимо не только по текущим финансовым показателям, но и по степени достижения долгосрочных ориентиров; иначе значимая часть последствий стратегических решений остается вне анализа. Цель исследования - сопоставить методические подходы к такой оценке и установить возможности их применения с учетом специфики ТЭК.

Различия в трактовке стратегии предопределяют и различия в способах ее оценки. В подходе А. Чендлера основное внимание сосредоточено на долгосрочных целях, действиях и распределении ресурсов [11]. Такое понимание, как представляется, требует проверять, в какой мере достигнутые результаты соответствуют намеченным ориентирам и оправдывают произведенные затраты - именно здесь формируется логика оценивания. И. Ансофф рассматривает стратегию как систему правил принятия решений [1]. Тогда оценка должна охватывать не только итоговые показатели, но и обоснованность решений, принимаемых при изменении условий деятельности.

Концепция Г. Минцберга расширяет понимание стратегии, объединяя пять аспектов: план, приём, устойчивый образ действий, позицию и перспективу [8]. Для процедур оценки это означает необходимость учитывать расхождения между первоначальным замыслом и фактически сложившимся направлением развития - иначе значимая часть стратегической динамики не будет зафиксирована. При этом корректировка плана сама по себе не свидетельствует о неэффективности стратегии; она может выступать обоснованной реакцией на изменение рынка, технологий или доступности ресурсов.

В настоящем исследовании стратегия развития понимается как система долгосрочных целей и согласованных решений по использованию ресурсов, направленных на изменение положения предприятия.

При этом требуется разграничивать результативность и эффективность: первая характеризует достижение целей, вторая - соотношение полученных результатов и ресурсов, затраченных на их достижение. Устойчивость, в свою очередь, отражает способность предприятия сохранять работоспособность и выполнять обязательства при неблагоприятных воздействиях.

Для предприятия ТЭК эти характеристики не всегда изменяются в одном направлении. Так, сокращение расходов на ремонт может улучшить финансовый результат текущего периода, но одновременно увеличить риск отказов оборудования - краткосрочный выигрыш в этом случае сопровождается ростом эксплуатационной уязвимости. Напротив, реализация программы модернизации способна временно снизить свободный денежный поток, создавая предпосылки для сокращения потерь и

эксплуатационных затрат. По этой причине оценка стратегии должна различать подобные ситуации [3].

В настоящем исследовании стратегия развития трактуется как система долгосрочных целей и согласованных решений по использованию ресурсов предприятия. При ее оценке необходимо разграничивать результативность и эффективность: результативность показывает степень достижения целей, а эффективность - соотношение результатов и затраченных ресурсов. Выполнение плана само по себе еще не подтверждает рациональность выбранной стратегии, поскольку достигнутый итог должен соотноситься с объемом использованных средств и характером принятых решений.

В представленном обзоре выделяются три основных подхода к оценке эффективности стратегии: по результатам экономической деятельности, через критерии оценки стратегии и по степени достижения целей [4]. Их сравнительная характеристика приведена в таблице 1 - именно она позволяет сопоставить различия в логике анализа и в составе применяемых показателей.

Таблица 1 - Сравнение подходов к оценке эффективности стратегии предприятия ТЭК

Подход	Содержание оценки	Преимущества	Ограничения
По результатам экономической деятельности	Анализ прибыли, рентабельности, денежных потоков и использования ресурсов	Позволяет оценить экономическую отдачу и финансовые возможности предприятия	Не всегда отделяет влияние стратегии от изменения цен, тарифов и других внешних условий
Через критерии оценки стратегии	Проверка согласованности, реализуемости, соответствия внешней среде и приемлемости для заинтересованных сторон	Помогает выявить недостатки до реализации стратегических решений	Требует обоснованных критериев; качественные оценки могут зависеть от экспертных суждений
По степени достижения целей	Сопоставление плановых и фактических результатов	Обеспечивает прозрачный контроль выполнения стратегии	Зависит от качества постановки целей и не показывает, какой ценой они достигнуты

Первый подход необходим для определения экономической отдачи от стратегии. Однако финансовые результаты предприятия ТЭК существенно зависят от условий деятельности: например, увеличение прибыли вследствие роста цен на продукцию не обязательно свидетельствует об улучшении производственных процессов. По этой причине положительную динамику следует сопоставлять с изменениями затрат, объёмов выпуска и внешней конъюнктуры - без такого сопоставления оценка теряет аналитическую точность.

Критериальный подход позволяет проверить, соответствует ли стратегия ресурсам предприятия и условиям ее реализации. В работах, рассмотренных в исходном обзоре, используются критерии согласованности, реализуемости,

приемлемости для заинтересованных сторон и формирования конкурентных преимуществ [4]. Для предприятия ТЭК такая проверка должна учитывать доступность финансирования, оборудования, технологий и квалифицированного персонала - иначе оценка реализуемости будет неполной; при этом состав ограничений следует соотносить с отраслевой спецификой.

Целевой подход ориентирован на выполнение намеченных показателей. Его преимущество состоит в непосредственной связи оценки с содержанием стратегии, однако достижение заниженных или утративших актуальность целей может формировать ошибочное представление об успешности развития - показательно, что сам факт выполнения плана еще не гарантирует содержательной результативности. По этой причине плановые ориентиры необходимо периодически проверять, не подменяя такую проверку их корректировкой под уже полученный результат.

Рассмотренные подходы решают разные задачи. Их совместное применение позволяет оценить экономическую отдачу, обоснованность решений и исполнение стратегических намерений - тем самым анализ охватывает и результаты деятельности, и качество самой стратегии. На практике такое сочетание особенно значимо для предприятия ТЭК, где последствия стратегического выбора проявляются неодновременно и зависят от комплекса внутренних и внешних условий.

Финансовый анализ обеспечивает оценку ресурсных возможностей предприятия и экономических последствий реализации стратегии. Внешний анализ опирается преимущественно на открытую отчетность, тогда как внутренний использует также данные управленческого учета. Это позволяет рассматривать отдельные подразделения, инвестиционные проекты и направления деятельности - иначе говоря, переносить оценку с уровня компании на уровень ее внутренних объектов (при наличии необходимой информации). Горизонтальный анализ показывает изменение выручки, прибыли, активов и обязательств за несколько периодов. Вертикальный анализ раскрывает структуру активов, капитала, доходов и расходов; сравнительный, в свою очередь, выявляет отклонения от плана и различия с сопоставимыми предприятиями. Коэффициентный анализ характеризует рентабельность, ликвидность, финансовую устойчивость и оборачиваемость, а факторный помогает объяснить причины изменения итоговых показателей - тем самым фиксируются не только результаты, но и источники их формирования [2].

Для предприятия ТЭК эти методы важно применять с учетом инвестиционного цикла. Ввод новых мощностей может временно снизить рентабельность активов, поскольку стоимость оборудования уже отражена в отчетности, а проектная загрузка еще не достигнута. И увеличение долговой нагрузки требует содержательной оценки: необходимо учитывать назначение заимствований, стоимость финансирования и будущие денежные поступления - отдельный коэффициент не дает достаточных оснований для вывода об эффективности стратегии.

Финансовую диагностику дополняют инструменты стратегического анализа: SWOT-анализ сопоставляет внутренние возможности предприятия с внешними угрозами и перспективами; PEST-анализ, а при включении правовых и экологических факторов - PESTEL-анализ, выявляет изменения условий реализации стратегии. GAP-анализ определяет разрыв между текущим или прогнозируемым состоянием и стратегической целью, а сценарный анализ проверяет последствия возможного

изменения спроса, стоимости ресурсов, сроков поставок и условий финансирования [6].

Модель пяти конкурентных сил М. Портера раскрывает влияние конкурентной среды, поставщиков и покупателей; матрица БКГ помогает сопоставлять бизнес-направления по темпам роста рынка и относительной доле рынка [9].

Выбор инструмента зависит от задачи и сегмента ТЭК. Например, модель Портера требует адаптации к регулируемым видам деятельности, а матрица БКГ не учитывает полностью инфраструктурную роль отдельных направлений и технологические связи между ними.

KPI обеспечивают регулярный контроль стратегических ориентиров, а бенчмаркинг позволяет сопоставлять результаты и управленческие практики с опытом аналогичных предприятий. Опросы потребителей могут дополнять оценку качества обслуживания и надежности поставок; однако перечисленные инструменты не следует использовать как несвязанный набор исследований. Их результаты должны соотноситься с конкретными целями стратегии - только при таком условии аналитические процедуры образуют единую систему оценки [3].

Основой объединения финансовых и нефинансовых индикаторов может служить система сбалансированных показателей Р. Каплана и Д. Нортона. Она переводит стратегические цели в измеримые показатели по четырем направлениям: финансы, клиенты, внутренние бизнес-процессы, обучение и развитие [7].

Для предприятия ТЭК предлагается организовать оценку по двум контурам (Таблица 2).

Таблица 2 - Двухконтурная оценка стратегии предприятия ТЭК на основе ССП

Направление ССП	Первый контур: достижение целей	Второй контур: устойчивость результатов
Финансы	Выполнение целевых показателей рентабельности, снижение удельных затрат, получение запланированной отдачи от инвестиций	Достаточность денежного потока для обслуживания долга, ремонта и продолжения инвестиционной программы
Клиенты	Выполнение договорных обязательств, достижение целевого уровня удовлетворённости потребителей	Устойчивость отношений с потребителями, отсутствие критической зависимости от отдельных покупателей
Внутренние бизнес-процессы	Выполнение программы модернизации, сокращение потерь и внеплановых простоев	Техническое состояние оборудования, обеспеченность ремонтов ресурсами, соблюдение требований безопасности
Обучение и развитие	Выполнение программы подготовки персонала, освоение необходимых технологий и компетенций	Сохранение квалифицированных работников, наличие кадрового резерва, снижение зависимости от отдельных специалистов

Перечень показателей уточняется применительно к конкретному предприятию. Для электросетевой организации существенны непрерывность электроснабжения и состояние сети, а для добывающего предприятия - ресурсная обеспеченность и

работоспособность производственной инфраструктуры. При этом каждый показатель должен иметь понятную связь со стратегической целью и доступный источник данных: без такой привязки индикатор не может использоваться как средство содержательной оценки.

Практическое применение схемы начинается с отбора ограниченного набора показателей по четырем направлениям ССП. Для показателей достижения целей устанавливаются плановые значения и сроки выполнения, тогда как для показателей устойчивости определяются приемлемые уровни; обязательные требования безопасности и надежности фиксируются отдельно. Такая последовательность задает структуру оценки - сначала определяются ориентиры, затем выделяются условия их сохранения.

Далее фактические результаты сопоставляются с установленными ориентирами. Существенные отклонения рассматриваются с помощью финансового, факторного и GAP-анализа, а SWOT и PESTEL помогают уточнить внутренние и внешние причины изменений. Сценарный анализ, в свою очередь, позволяет проверить, сохраняются ли условия дальнейшего развития - то есть оценить устойчивость выявленных тенденций при возможном изменении среды.

Такой порядок позволяет различать ситуации, которые при оценке только по выполнению плана выглядят одинаково. Например, снижение затрат может быть достигнуто благодаря повышению энергоэффективности либо сокращению необходимых ремонтных работ; в обоих случаях финансовый результат улучшится, но последствия для предприятия будут различаться. Аналогично выполнение программы обучения не гарантирует укрепления кадрового потенциала - это происходит в тех случаях, когда подготовленные специалисты покидают организацию.

Итоговая оценка формируется без сведения всех показателей к единому числу. Возможны три основных вывода: стратегические цели достигнуты, условия сохранения результатов обеспечены; цели достигнуты, но выявлены риски, ослабляющие устойчивость результатов; цели не достигнуты либо достигнуты частично, требуется анализ причин и корректировка решений. Нарушения обязательных требований безопасности и надежности рассматриваются отдельно - их нельзя компенсировать ростом прибыли или перевыполнением производственного плана.

Предлагаемый элемент заключается в отраслевой адаптации ССП посредством двухконтурного рассмотрения каждого из ее направлений. Авторское предложение состоит в разграничении выполнения стратегических ориентиров и сохранения финансовой, производственной, клиентской и кадровой основы развития; именно это разграничение образует содержательное ядро предлагаемой схемы. Поскольку ССП уже объединяет итоговые показатели и факторы их достижения, отличие предложенной схемы следует связывать с порядком оценки и его наполнением для предприятия ТЭК, а не с самим сочетанием финансовых и нефинансовых индикаторов.

Предложенная двухконтурная схема сохраняет четыре направления ССП. Внутри каждого из них она разграничивает достижение целей и устойчивость результатов, что позволяет выявлять ситуации, при которых выполнение стратегического плана сопровождается ослаблением основы дальнейшего развития.

Следующим этапом исследования должна стать апробация схемы на данных конкретного предприятия ТЭК - с уточнением состава показателей и условий их интерпретации; именно такая проверка позволит соотнести предложенную модель с особенностями практического применения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ансов, И. Стратегическое управление / И. Ансов. – Москва: Экономика, 1989.
2. Гаврилова, С. А. Финансовый анализ: учебник и практикум для вузов / С. А. Гаврилова [и др.]. – 2-е изд., перераб, и доп. – Москва: Litres, 2024.
3. Галиев, А. В. Оценка эффективности стратегического развития энергетических компаний: магистерская диссертация / А. В. Галиев. – 2025.
4. Дмитриева, Д. М. Обоснование комплексного подхода к оценке эффективности стратегии развития интегрированной горной компании / Д. М. Дмитриева, Т. В. Пономаренко // Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики: материалы 10-й Международной конференции по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики. – Тула: ТулГУ, 2014. – Т. 1. – С. 391–395.
5. Ерина, Е. Основы анализа и диагностики финансового состояния предприятия / Е. Ерина. – Москва: Litres, 2024.
6. Жемчугов, А. М. Стратегия развития предприятия / А. М. Жемчугов, М. К. Жемчугов // Проблемы экономики и менеджмента. – 2021. – № 12 (64).
7. Каплан, Р. С. Сбалансированная система показателей. От стратегии к действию: пер. с англ. / Р. С. Каплан, Д. П. Нортон. – Москва: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2003.
8. Минцберг, Г. Структура в кулаке: создание эффективной организации / Г. Минцберг. – Санкт-Петербург: Питер, 2002. – 512 с.
9. Портер, М. Международная конкуренция: пер. с англ. / М. Портер; под ред. и с предисл. В. Д. Щетинина. – Москва: Международные отношения, 2023. – 896 с.
10. Портер, М. Теория и методология стратегического управления по критерию конкурентной устойчивости / М. Портер. – Москва: Litres, 2023.
11. Chandler, Alfred D., Jr. Strategy and Structure: Chapters in the History of the American Industrial Enterprise / A. D. Chandler Jr. – 1962.
12. Campbell, D. Business Strategy: An Introduction / D. Campbell, J. Stonehouse, B. Houston. – Oxford: Butterworth-Heinemann, 1999. – 333 p.

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ КАК НАПРАВЛЕНИЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК

Чинков Евгений Сергеевич

«Самарский государственный технический университет»
г. Самара, Россия
e-mail: ChinkovEvgeny@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена цифровой трансформации как ключевому направлению совершенствования стратегии развития предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

Актуальность исследования определяется тем, что традиционные стратегии развития энергетических компаний, сосредоточенные главным образом на наращивании производственных мощностей и экстенсивном расширении ресурсной базы, в условиях цифровой экономики уже не формируют устойчивых конкурентных преимуществ. На основе анализа теоретических подходов и практики цифровизации предприятий ТЭК обоснована необходимость иного перехода - от «поддерживающей» цифровизации отдельных бизнес-процессов к включению цифровой составляющей в корпоративную стратегию.

Автор предлагает собственную трактовку цифровой трансформации стратегии: как непрерывного процесса переосмысления бизнес-модели предприятия ТЭК под воздействием цифровых технологий, а также подход к оценке ее эффективности - с учетом не только прямых экономических, но и стратегических эффектов. Практическая значимость работы связана с возможностью использования предложенных положений при разработке и корректировке стратегий развития предприятий ТЭК.

Ключевые слова: цифровая трансформация, стратегия развития, топливно-энергетический комплекс, цифровизация экономики, управление, экономическая эффективность, устойчивое развитие, цифровые технологии, энергетическое предприятие.

DIGITAL TRANSFORMATION AS A DIRECTION FOR IMPROVING THE DEVELOPMENT STRATEGY OF FUEL AND ENERGY SECTOR ENTERPRISES

Chinkov Evgeny Sergeyevich
Samara State Technical University
Samara, Russia
e-mail: ChinkovEvgeny@yandex.ru

Abstract. This article focuses on digital transformation as a key avenue for enhancing the development strategies of enterprises within the fuel and energy sector (FES).

The relevance of this research stems from the fact that traditional development strategies for energy companies – which primarily emphasize increasing production capacity and the extensive expansion of resource bases – no longer generate sustainable competitive advantages in the context of a digital economy. Based on an analysis of theoretical

approaches and the practical implementation of digitalization within FES enterprises, the study substantiates the need for a shift: moving beyond the «supportive» digitalization of isolated business processes toward the full integration of a digital component into corporate strategy.

The author proposes a specific interpretation of digital transformation in the context of strategy – viewing it as a continuous process of rethinking an FES enterprise's business model under the influence of digital technologies – and suggests an approach for evaluating its effectiveness that accounts for both direct economic outcomes and broader strategic impacts. The practical significance of this work lies in the potential application of these findings for the development and adjustment of growth strategies for enterprises in the fuel and energy sector.

Keywords: digital transformation, development strategy, fuel and energy sector, digitalization of the economy, management, economic efficiency sustainable development, digital technologies, energy enterprise.

Развитие предприятий топливно-энергетического комплекса связано с высокой капиталоемкостью проектов. Для таких организаций характерны длительные сроки окупаемости и повышенные требования к надежности и безопасности производства, что заметно усложняет выбор долгосрочных ориентиров и задает особую логику стратегического управления. По этой причине стратегические решения в ТЭК следует оценивать не только по текущим финансовым результатам, но и по их воздействию на состояние инфраструктуры и устойчивость предприятия в долгосрочной перспективе - именно этот аспект определяет качество развития. При этом инфраструктурный контур - с учетом производственных ограничений - становится обязательным элементом анализа.

Цифровые технологии расширяют возможности мониторинга производственных активов, анализа данных и прогнозирования. Но само по себе внедрение цифрового решения не гарантирует совершенствования стратегии, поскольку локальная автоматизация отдельной операции еще не означает изменения управленческой логики компании. Если технология автоматизирует конкретную операцию, однако ее результаты не учитываются при планировании и принятии решений, получаемый эффект может остаться локальным - без перехода на уровень стратегических изменений. И здесь связь данных и управления - ключевое условие практического результата.

Цель статьи - рассмотреть, каким образом цифровые технологии могут быть включены в стратегическое управление предприятиями ТЭК. Для решения этой задачи обобщены подходы к цифровой трансформации отрасли; кроме того, предложена схема использования данных при выявлении рисков, корректировке стратегии и оценке результатов. Показательно, что данная схема рассматривается не как вспомогательный инструмент, а как элемент стратегического процесса, обеспечивающий согласование информации, управленческих решений и оценки достигнутых эффектов.

Исследования цифровой трансформации ТЭК охватывают несколько направлений. Е. С. Балашова и К. С. Майорова рассматривают развитие цифровой энергетики, интеллектуальных сетей и новых форм взаимодействия с потребителями; при этом их работа подчеркивает, что цифровизация меняет не только технологии, но

и процессы управления и организации деятельности предприятий [1]. В данном случае предмет анализа - не отдельные технические новации, а более широкий сдвиг в способах координации, принятия решений и выстраивания отношений с потребителем.

К. А. Аминов и Ю. В. Ляндау анализируют информационную инфраструктуру и цифровые платформы в нефтегазовом комплексе. На примере производственных систем эти авторы показывают роль объединения данных и их использования для управления процессами [2], а О. В. Байкова и Е. О. Громыко рассматривают технологические и экономические эффекты цифровой трансформации - включая оптимизацию производства и снижение рисков [3].

Н. Е. Булетова, Т. А. Золотько и Е. В. Клейтман, в свою очередь, обращают внимание на различия в потенциале цифровизации отраслей и регионов, связанные, в частности, с доступностью инвестиций, технологий и квалифицированных кадров [4].

В совокупности названные исследования показывают, что цифровые решения способны влиять на производственные процессы и результаты деятельности. Но при таком выводе сохраняется важный вопрос: каким образом полученные данные должны участвовать в формировании и корректировке стратегии конкретного предприятия? Здесь возникает методическая задача - связать массивы данных с процедурами стратегического выбора, чтобы информационный эффект преобразовывался в управленческий результат.

В классических подходах стратегия связывается с долгосрочными целями и распределением ресурсов [5], правилами принятия решений [6], а также с фактически складывающимся направлением развития организации [7]. Применительно к цифровой трансформации это означает следующее: ее следует оценивать не только по факту внедрения технологии, но и по тому, помогает ли она достигать стратегических целей и своевременно пересматривать решения. Иначе говоря, критерий оценки - не сама цифровизация, а ее участие в достижении долгосрочных ориентиров компании.

Для увязки цифровых решений со стратегией предлагается использовать цифровой контур стратегической адаптивности предприятия ТЭК. Под ним понимается последовательность действий, которая соединяет сбор производственных и экономических данных с анализом отклонений, принятием управленческих решений и последующей оценкой их результатов. Иначе говоря, контур - это логика управленческого цикла, в которой данные становятся основанием для корректировки стратегического курса.

Контур включает четыре этапа: сбор и подготовка данных; выявление отклонений и рисков; анализ и принятие решений; корректировка стратегии и обратная связь. На первом этапе определяются необходимые показатели, источники информации и ответственность за ее качество, на втором - фактические данные сопоставляются с целевыми значениями, причем отдельно рассматриваются риски для надежности и безопасности. Далее устанавливаются причины отклонений, оцениваются возможные сценарии и варианты действий; после этого, при необходимости, пересматриваются приоритеты, сроки и распределение ресурсов, а затем оцениваются последствия решения.

Такой подход позволяет рассматривать цифровые технологии не как отдельный перечень внедрений, а как информационную основу стратегического управления. Например, мониторинг оборудования приобретает стратегическое значение тогда,

когда его результаты учитываются при планировании ремонтов, модернизации и инвестиций, поскольку именно в этом случае данные переходят из операционного уровня в управленческий. Здесь цифровой эффект - не автономный результат технологии, а ресурс для изменения решений.

При оценке цифровых инициатив целесообразно учитывать три вопроса: с какой стратегической целью связано решение; используются ли его результаты при принятии управленческих решений; как оно влияет на устойчивость и безопасность предприятия. Такой способ анализа позволяет разграничить сам факт внедрения технологии и ее вклад в развитие организации, а также, как представляется, точнее определить место конкретного инструмента в системе стратегических приоритетов. И в этом случае оценка - это сопоставление цифрового решения с целями компании.

Особенно важно не ограничивать оценку краткосрочными финансовыми показателями. Снижение расходов может быть связано с более точным планированием обслуживания оборудования, однако оно способно возникнуть и вследствие переноса необходимых ремонтов, что требует различать внешне сходные, но стратегически неодинаковые результаты. В первом случае цифровое решение может поддерживать устойчивость производств а, во втором - повысить будущие риски. По этой причине экономический эффект следует рассматривать вместе с состоянием производственных активов и надежностью процессов; иначе оценка утрачивает стратегическую полноту.

Предложенная схема не заменяет стратегическое управление предприятия и не требует сводить все показатели к единому числу. Она помогает выстроить связь между данными, целями и решениями, а также своевременно выявлять ситуации, при которых выполнение краткосрочного плана ослабляет условия долгосрочного развития. Примечательно, что схема - при сохранении автономии управленческого выбора - задает порядок анализа, в котором информационные сигналы рассматриваются не изолированно, а в соотнесении с устойчивостью предприятия.

Цифровая трансформация создает для предприятий ТЭК возможности совершенствовать мониторинг, анализ и управление производственными процессами. Но ее стратегическое значение определяется не количеством внедренных технологий, а тем, используются ли их результаты при оценке рисков, выборе приоритетов и корректировке решений, поскольку именно это показывает степень включенности цифровых инструментов в систему управления. При таком подходе цифровизация - не совокупность технических нововведений, а способ повышения качества стратегического выбора.

Предложенный цифровой контур стратегической адаптивности объединяет сбор данных, анализ отклонений, принятие решений и оценку результатов. Его применение позволяет рассматривать цифровые инициативы в связи с долгосрочными целями, устойчивостью и безопасностью предприятия, а также, по нашему мнению, отделять локальный операционный эффект от изменений, значимых для стратегического развития. В результате контур - при опоре на последовательность управленческих действий - задает основу для согласования данных и решений.

Дальнейшая работа предполагает проверку подхода на данных конкретного предприятия ТЭК. Кроме того, требуется уточнение показателей с учетом особенностей его деятельности, чтобы предлагаемый инструментарий учитывал

отраслевую специфику, структуру активов и характер принимаемых управленческих решений. И здесь эмпирическая проверка - необходимый этап последующей разработки подхода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Балашова, Е. С. Цифровая трансформация сектора энергетики. Международный опыт. Российская перспектива / Е. С. Балашова, К. С. Майорова. – 2021. – № 3. – С. 255.
2. Аминов, К. А. Цифровая трансформация нефтегазового комплекса как способ повышения эффективности производственных процессов в топливно-энергетическом секторе / К. А. Аминов, Ю. В. Ляндау // Инновации и инвестиции. – 2023. – № 1. – С. 258–261.
3. Байкова, О. В. Эффекты цифровой трансформации в нефтегазовом комплексе / О. В. Байкова, Е. О. Громыко // Вестник университета. – 2021. – № 6. – С. 77–81.
4. Булетова, Н. Е. Цифровая трансформация как условие существования и развития бизнеса: современные модели и отраслевые особенности / Н. Е. Булетова, Т. А. Золотько, Е. В. Клейтман // Вопросы инновационной экономики. – 2024. – Т. 14, № 2. – С. 555–570.
5. Chandler, Alfred D., Jr. Strategy and Structure: Chapters in the History of the American Industrial Enterprise / A. D. Chandler Jr. – 1962.
6. Ансофф, И. Стратегическое управление / И. Ансофф. – Москва: Экономика, 1989.
7. Минцберг, Г. Структура в кулаке: создание эффективной организации / Г. Минцберг. – Санкт-Петербург: Питер, 2002.

ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

УДК 331.4

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОИСШЕСТВИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ПРОЦЕССЕ ТРУДОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЧЕЛОВЕКА

М.А. Кривова

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. Разработана модель формирования происшествий при эксплуатации технологического оборудования нефтегазового комплекса. Модель настроена с использованием структурной схемы управления. Произведена количественная оценка вероятности возникновения происшествий.

Ключевые слова: происшествие, модель, структурная схема, технологическое оборудование, информация, потенциальная опасность, вероятность, ошибка человека, сбой оборудования.

Деятельность персонала на объектах нефтегазового комплекса — от геологоразведки и бурения скважин до добычи, транспортировки и переработки углеводородов — сопряжена с постоянным риском возникновения масштабных аварий, инцидентов и несчастных случаев.

Распределение причин несчастных случаев в нефтегазовом комплексе представлен на рисунке 1.

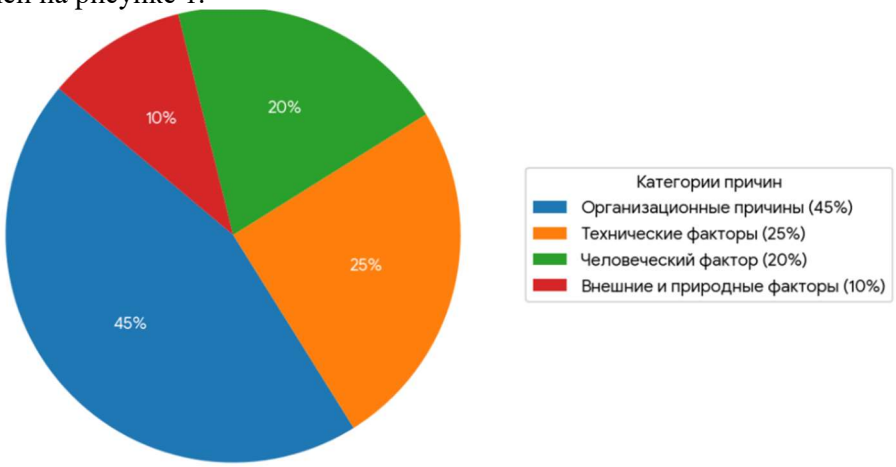


Рисунок 1. Распределение причин несчастных случаев в нефтегазовом комплексе

Происшествия происходят в результате ошибочных действий человека и (или) сбоев в работе оборудования, которым он управляет. Снизить или устранить происшествия возможно, если построить модель его возникновения и провести анализ ее функционирования.

Концепция моделирования нештатных ситуаций строится на оценке результативности выполнения оперативных задач на каждом этапе и напрямую зависит от параметров возникшего сбоя. Данный комплекс включает в себя

мониторинг и интерпретацию данных о текущем состоянии технологического цикла, систематизацию и классификацию поступающих сведений, фиксацию нарушений регламентированного режима, а также определение целесообразности и формата корректирующих действий. Кроме того, этот процесс охватывает поиск возможных сценариев по локализации сбоев, выбор оптимального из них по критерию результативности, утверждение и выполнение решений для стабилизации работы. С целью детального изучения указанных процедур сформирована структурная схема взаимодействия человека-оператора с технологическими объектами (рис .2).

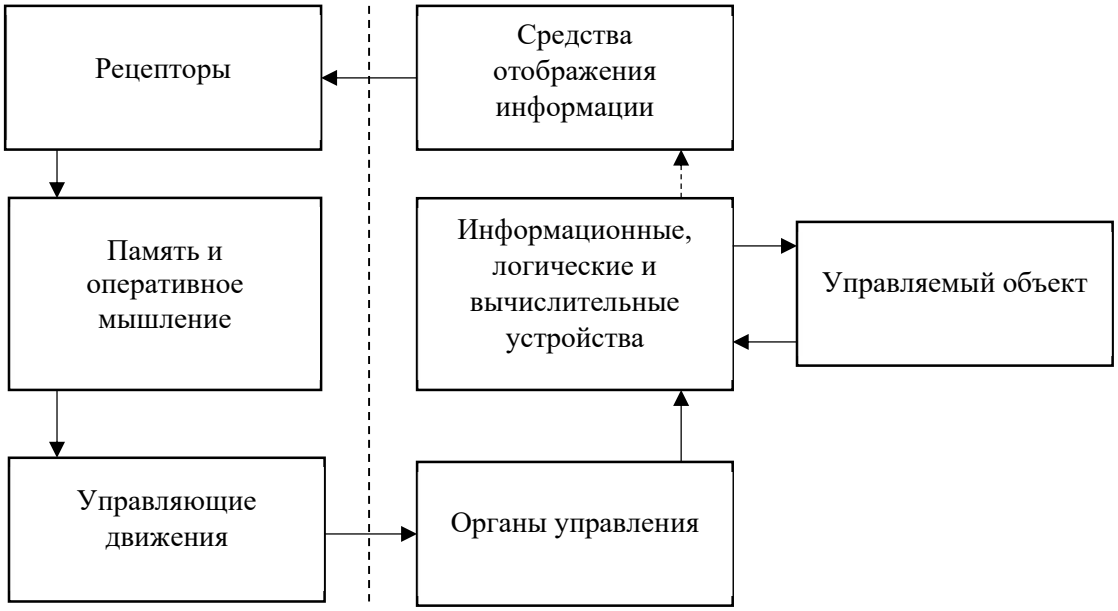


Рисунок 2. Структурная съема управления человеком технологическим оборудованием

Изменения в состоянии оборудования поступают в информационно логические. Вычислительные и другие устройства, обеспечивающие заданную степень автоматизации управления. После соответствующей обработки она предъявляется человеку на средствах ее отображения. Человек воспринимает не непосредственное оборудование, а некоторый имитирующий его образ, называемый информационной моделью. Под информационной моделью понимается множество сигналов, несущих человеку информацию об оборудовании и организационных в соответствии с определенной системой правил [2].

Информационная модель с необходимой полнотой и точностью отображается состояние оборудования. Она должна соответствовать возможности человека по приему и обработке информации, его психологическим качествам и свойствам. На основе информационной модели в сознании человека формируется образ состояния оборудования, который обычно называют концептуальной моделью.

Фактические параметры работы технических средств не всегда совпадают со сведениями, которые фиксирует оператор, причем данное расхождение может

остаться незамеченным. На этапе приема и анализа данных формируются четыре базовых сценария, составляющих полную группу несовместимых событий:

- адекватное отражение: реальные показатели полностью соответствуют принимаемым сигналам и безошибочно интерпретируются персоналом.
- компенсированное восприятие: несмотря на различие между фактическим состоянием и входящими данными, специалист корректно оценивает и обрабатывает скрытую суть процессов.
- субъективное искажение: при объективном равенстве двух типов информации сотрудник допускает ошибки на стадиях считывания, верификации или дешифровки.
- кумулятивное искажение: исходное несоответствие технологических данных усугубляется дополнительными операторскими ошибками в ходе их осмысления и декодирования.

Три последних сценария генерируют деструктивные возмущения, дестабилизирующие функционирование всего эргатического комплекса («человек — машина») [3].

Дестабилизация системных процессов обычно приводит к одному из двух исходов: восстановлению эксплуатационных параметров (в полном или ограниченном объеме) либо упущенному времени, когда устранить внешнее воздействие и его опасные проявления уже невозможно.

Обнаружив отклонения от нормы, дежурный персонал сталкивается с необходимостью оперативного вмешательства для корректировки ситуации. Выбор стратегии поведения в данном случае базируется на индивидуальной оценке угрозы и психофизиологических возможностях человека. К ключевым внутренним факторам относятся качество обработки информации, динамика мышления, прогностические способности, мотивация и владение инструкциями по ликвидации аварий. Опираясь на этот комплекс качеств, оператор формирует «оптимальный» для себя план действий. Результат этой деятельности может быть как безошибочным, так и деструктивным, причем уклонение от принятия мер также рассматривается как управленческая ошибка.

Если принятое решение и действия являются верными, то они приводят человеко-машинную систему в состояние равновесия за счет адаптации к возникшему возмущению.

Отказы основного оборудования нефтегазовых производств и агрессивное влияние рабочих сред формируют предпосылки для развития аварийных ситуаций. Развитие подобных инцидентов инициирует опасные события, приводя к потере герметичности или непосредственному контакту персонала с незащищенными элементами эргатической системы «человек – машина». Вероятность усиления угрозы напрямую зависит от эксплуатационной надежности узлов промысловых объектов, эффективности противоаварийной защиты (ПАЗ), а также готовности операторов к локализации нештатных ситуаций. При неблагоприятном сценарии данные факторы трансформируются в промышленные аварии, сопровождающиеся травмированием работников.

Авария или несчастный случай будет определяться спецификой опасной ситуации –потенциально опасным производственным фактором и элементами

системы, которые оказались в опасной зоне и подверглись воздействию. При низком потенциале опасного фактора и воздействия его на элементы технологического оборудования нефтегазовой отрасли и рабочую среду, возможны поломки или авария сопровождающиеся загрязнением окружающей среды [4].

При воздействии производственных опасностей на людей возможны их гибель или травмирование. В тех случаях, когда существует жесткая связь между выходом из строя одних компонентов системы «человек – машина» и безотказность функционирования других, а также при очень больших энергетических потенциалах опасного фактора, происшествие носит тяжёлый характер, сопровождающейся гибелью людей и серьезными повреждениями технологического оборудования. Часто одни события влекут за собой возникновение других.

Характер возникновения и развития предпосылок к происшествиям соответствует закономерностям их возникновения. Разработанная модель учитывает достаточно большое количество факторов, большинство из которых имеет не четко определённую природу. Поэтому возникает задача количественной оценки происшествий.

В первом приближении упрощенная схема его возникновения может быть представлена в виде произведения двух случайных событий – отказ защитных средств и (или) ошибка в действиях работающих по ликвидации причин и последствий его появления.

$$P_{\text{пр}} = 1 - P_m(t) \cdot P_{\text{h}}(t), \tag{1}$$

где $P_{\text{пр}}$ – вероятность возможного возникновения происшествия;

$P_m(t)$ – вероятность безотказной работы защитных средств в дискретной момент времени t проведения технологического процесса.

$P_{\text{h}}(t)$ – вероятность безошибочного выполнения работающих действий по ликвидации опасной ситуации.

Значение $P_m(t)$ может быть определённо известными методами расчета надежности техники с помощью вероятностей безотказной работы отдельных защитных средств, их общего количества и способа соединения в структурной схеме. При параллельном соединении

$$P_m(t) = \prod_{k=0}^{Ч} [1 - P_m^{(k)}(t)]. \tag{2}$$

при последовательном соединении – перемножением $P_m^{(k)}$

Вероятность безошибочной работы можно вычислять как на уровне отдельной операции, так и на уровне алгоритма в целом.

Для типовых, часто повторяющихся операций в качестве показателя безошибочности можно использовать интенсивность ошибок. Этот показатель определяют, как правило, в расчете на одну выполненную операцию (алгоритм). По статистическим данным [5, 6]

$$p_j = \frac{N_j - n_{0шj}}{N_j};\ \lambda_j = \frac{n_{0шj}}{N_j T_j}, \quad (3)$$

где p_j – вероятность безошибочного выполнения операций j-го вида;

λ_j – интенсивность ошибок, допущенных при выполнении операций j-го вида;

N_j, $n_{0ошj}$ – общее число выполненных операций j-го вида и допущенное при этом число ошибок;

T_j – среднее время выполнения операции j-го вида.

Зная интенсивность ошибок λj при выполнении различных операций и алгоритмов работы человека, можно найти вероятность безошибочного выполнения этого алгоритма [5]:

$$P_h(t) = \prod_{j=1}^{r} p_j^k j \approx e^{-\sum_{j=1}^{r} \lambda_j T_j k_j} = e^{-\sum_{j=1}^{r} (1-p_j) k_j} \quad (4)$$

где k_j – число выполненных операций j-го вида;

r – число различных видов операций (j = 1,2,…,r).

Рассмотренный метод моделирования позволил уточнить представление закономерностях возникновения и предупреждения происшествий и решить задачу априорной количественной оценки уровня безопасности технологических процессов. Применение предложенного подхода может быть положено в основу совершенствования системы обеспечения безопасности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кривова, М. А. Организация управления профессиональными рисками / М. А. Кривова, Д. А. Мельникова, Г. Н. Яговкин // Охрана и экономика труда. – 2016. – № 1(22). – С. 24-30.
2. Кривова М.А., Яговкин Г.Н. Возникновение происшествий при осуществлении человеком деятельности по управлению технологическим процессом. Академический вестник ELPIT. 2024. Т. 9. № 4 (30). С. 26-34.
3. Человеческий фактор в проблемах безопасности / [Махутов Н. А. и др.]. — Москва : Знание, 2008. — 687 с. : ил., табл. : 24 см — (Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты).
4. Туркин А.В., Береза И.Г., Туркин В.А. Использование метода имитационного моделирования при анализе аварийной ситуации «перелив танкера». Эксплуатация морского транспорта. 2011. № 4. С. 67-70
5. Кривова М.А. Моделирование элементов технологической системы с целью совершенствования ее безопасности. Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2025. Т. 27. № 2 (124). С. 124-131.
6. Фугелова, Т. А. Инженерная психология : учебное пособие для вузов / Т. А. Фугелова. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2024. — 316 с.

УДК 614.8.084

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

В.Е. Соколов, Л.В. Сорокина

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

Аннотация. Стремительное развитие газодобывающей и газоперерабатывающей промышленности предъявляет повышенные требования к соблюдению мер пожарной безопасности. Газоперерабатывающие предприятия характеризуются высокой степенью риска возгорания и взрыва, что обязует руководителей организаций разрабатывать эффективные механизмы контроля и мониторинга пожарной безопасности. Вопросам выявления потенциальных источников пожара и адекватного реагирования на возникающие угрозы посвящены многочисленные научные труды и практические рекомендации.

Настоящая статья рассматривает современные методы контроля и мониторинга пожарной безопасности на газоперерабатывающих предприятиях, выделяя наиболее значимые этапы и средства их реализации.

Ключевые слова: пожарная безопасность, газоперерабатывающее предприятие, методы контроля, мониторинг, профилактика пожаров, системы оповещения, огнестойкое оборудование, план эвакуации, системы пожаротушения, специальные подразделения, сертификация, аудит, инструктажи, сигнализация, датчики дыма, тревожные кнопки, огнетушители, переносные средства тушения, газоанализаторы, автоматические системы пожаротушения, нормативные документы, правила технической эксплуатации, аварийные выходы, ответственность должностных лиц.

Поддержание должного уровня пожарной безопасности на газоперерабатывающих предприятиях — одна из главных составляющих общей культуры производства. В настоящее время существуют нормативные правовые акты и международные стандарты, устанавливающие четкие требования к защите объектов от огня и максимальному снижению рисков гибели людей и материальных ценностей.

Практически каждое современное газоперерабатывающее предприятие располагает специальными подразделениями и средствами контроля и мониторинга пожарной безопасности, состоящими из целого спектра мероприятий и технических средств, таких как:

Системы пожаротушения;

- Установки пожарной сигнализации;
- Огнезащитные покрытия;
- Противодымные устройства;
- Сигнализационные извещатели и детекторы;
- Эвакуационные планы и маршруты;
- Мероприятия по обучению и подготовке персонала.

Тем не менее остается актуальным вопрос выбора наиболее эффективных и экономически оправданных методов контроля и мониторинга пожарной безопасности с учетом конкретной специфики предприятия.

Методы контроля и мониторинга пожарной безопасности

1. Внутренняя инспекция и самодиагностика

Данный метод предусматривает самостоятельное выявление нарушений правил пожарной безопасности сотрудниками предприятия путем визуального осмотра помещений, проверки оборудования и коммуникационных линий. В рамках внутренней инспекции особое внимание уделяется состоянию электрооборудования, наличию легковоспламеняющихся материалов и исполнению профилактических мероприятий.

2. Внешний контроль и независимая экспертиза

Внешнюю экспертизу осуществляют специализированные организации, аккредитованные государством, которые оценивают состояние пожарной безопасности объекта и выдают заключение о соответствии установленным требованиям. Независимый аудит полезен для выявления скрытых недостатков и выработки рекомендаций по устранению выявленных несоответствий.

3. Мониторинг систем пожарной сигнализации и дымоотведения

Периодический мониторинг состояния систем пожарной сигнализации и противодымных вентиляторов важен для предотвращения ложных срабатываний и своевременного обнаружения очагов возгорания. Специализированные датчики фиксируют малейшие признаки появления дыма или тепла, передавая сигналы на центральный пункт управления.

4. Автоматизированные системы пожаротушения

Установки автоматического пожаротушения представляют собой одну из самых действенных форм борьбы с огнем. Они запускаются самостоятельно сразу же после выявления очага возгорания и подавляют пламя на начальной стадии, минимизируя материальный ущерб и защищая жизнь людей.

5. Обучение персонала правилам пожарной безопасности

Ежегодные курсы и инструктажи для сотрудников предприятия важны для формирования необходимого уровня компетенции в вопросах пожарной безопасности. Владение правилами поведения в экстремальных ситуациях и умение пользоваться первичными средствами пожаротушения становятся залогом быстрой локализации возникшего пожара и спасения человеческих жизней.

Современные тенденции в развитии систем контроля и мониторинга

Сегодня активно развиваются информационно-коммуникационные технологии, предназначенные для обеспечения высокого уровня пожарной безопасности. Появились новые типы чувствительных датчиков, распознающие частицы горения на молекулярном уровне, разработаны автоматизированные комплексы, способные управлять всеми аспектами пожаробезопасности одновременно.

Кроме того, растет популярность специальных симуляторов, имитирующих реальные пожары, которые позволяют сотрудникам научиться правильным действиям в условиях чрезвычайной ситуации.

Подводя итог, отметим, что разработка и внедрение современных методов контроля и мониторинга пожарной безопасности на газоперерабатывающих предприятиях представляет собой важный элемент укрепления национальной

безопасности и устойчивого социально-экономического развития страны. Несмотря на достигнутые успехи, сохраняются серьезные проблемы, требующие дополнительного научного осмысления и практических решений. Только постоянное обновление и модернизация систем контроля и мониторинга обеспечат необходимое повышение уровня пожарной безопасности и сохранение человеческих жизней.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильченко А.А., Данилов В.А. Современные проблемы пожарной безопасности предприятий газоперерабатывающей промышленности. Научные ведомости Белгородского университета. Серия: Экономика. Информатика. 2021. № 3. С. 23–30.
2. Гончаренко И.Н., Леонтьев Ю.А. Нормативно-методическое регулирование пожарной безопасности на газоперерабатывающих предприятиях. Журнал научных публикаций аспирантов и докторантов. 2022. № 4. С. 145–152.
3. Грачев А.А., Смирнов В.В. Автоматизированные системы контроля и мониторинга пожарной безопасности на предприятиях нефтегазового комплекса. Проблемы безопасности и защиты населения в условиях чрезвычайных ситуаций. 2023. № 1. С. 45–53.
4. Государственные стандарты Российской Федерации. ГОСТ Р 53325—2012. Техника пожарная. Автономные установки пожаротушения порошковые. Общие технические требования. Методы испытаний.
5. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Приказ от 12 февраля 2021 г. № 62 «Об утверждении порядка проведения независимой оценки риска возникновения аварий на опасных производственных объектах».
6. Руководящие документы Министерства энергетики Российской Федерации. Правила технической эксплуатации газоперерабатывающих предприятий. РД 153-39-018-96.
7. Никитин Д.А., Романюк С.В. Опыт организации контроля и мониторинга пожарной безопасности на одном из крупнейших газоперерабатывающих предприятий России. Наука и образование: электронное научное издание. 2022. № 10. С. 65–74.
8. Шестаков А.В., Белозёров В.А. Причины пожаров на газоперерабатывающих предприятиях и меры по их профилактике. Безопасность труда в промышленности. 2023. № 2. С. 34–41.

УДК 614.8.084

ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ПРЕДПРИЯТИИ: ПРИЧИНЫ, ПОСЛЕДСТВИЯ И МЕРЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

М.И. Мамонова, Л.В. Сорокина

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

Аннотация. Настоящая статья посвящена изучению чрезвычайных ситуаций (ЧС), возникающих на предприятиях нефтегазовой отрасли, выявлению основных причин их появления, оценке последствий и разработке эффективных мер по снижению вероятности возникновения ЧС. Рассматриваются специфические характеристики производств, приводящие к повышенной опасности, а также организационно-технические мероприятия, направленные на повышение уровня промышленной безопасности.

Ключевые слова: чрезвычайные ситуации, уровень риска, персонал нефтегазовых предприятий.

Производства нефтегазовой отрасли относятся к числу объектов повышенного риска ввиду сложной технологической структуры, большого количества взрывоопасных веществ и потенциально опасных технологических процессов. Регулярные случаи техногенных аварий подчеркивают необходимость разработки специальных мер предупреждения ЧС и детального изучения предпосылок возникновения таких событий.

Проблематика исследования обусловлена растущими объемами переработки углеводородов, модернизацией и реконструкцией промышленных мощностей, ростом технической оснащённости и увеличением масштабов влияния антропогенного фактора на окружающую среду. Основная цель работы заключается в анализе природы и закономерностей возникновения ЧС, а также формировании стратегии их предотвращения и снижения ущерба.

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций

Основными причинами возникновения ЧС на объектах нефтегазовой отрасли являются:

- Нарушение технологического режима эксплуатации оборудования и коммуникаций.
- Некорректное проектирование, строительство и монтаж конструкций.
- Износ технических устройств и элементов конструкции.
- Несоблюдение требований охраны труда и промышленной безопасности.
- Непредсказуемость природных явлений (землетрясения, наводнения).
- Недобросовестное отношение персонала к исполнению должностных обязанностей.

Каждый фактор оказывает различное воздействие на вероятность аварии, однако зачастую именно сочетание двух-трех обстоятельств становится катализатором крупного происшествия.

Последствия чрезвычайных ситуаций

Последствия крупных аварий и ЧС представляют серьезную угрозу жизни и здоровью людей, наносят значительный экономический ущерб предприятию и приводят к экологической деградации территории. Среди главных негативных эффектов выделяются:

- Гибель и травмы персонала и населения прилегающих территорий.
- Повреждения зданий, сооружений и инженерных сетей.
- Утечка токсичных веществ, загрязняющих почву, воду и воздух.
- Рост расходов на ликвидацию последствий аварий.
- Потеря имиджа и конкурентоспособности компании.

Оценивая масштабы потенциального вреда, важно учитывать как непосредственный материальный ущерб, так и косвенные потери, включая ухудшение экологического фона региона и нарушение ритмов хозяйственной деятельности окружающих субъектов экономики.

Мероприятия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций

Предупреждение ЧС должно включать ряд последовательных этапов:

Проектирование, экспертиза и сертификация оборудования и материалов.

Контроль за состоянием оборудования и качеством проводимых работ.

Периодические проверки технического состояния установок и резервуаров.

Своевременное устранение дефектов и повреждений.

Подготовка персонала и проведение регулярных тренировок по действиям в ЧС.

Создание планов локализации и ликвидации последствий аварий.

Мероприятия направлены на повышение надежности оборудования, укрепление контроля за соблюдением регламентов и норм безопасности, организацию грамотного взаимодействия подразделений предприятия в критических ситуациях.

Проведенное исследование позволяет сделать вывод о значимости комплексного подхода к решению вопросов предупреждения и ликвидации ЧС на предприятиях нефтегазовой отрасли. Необходимо дальнейшее изучение опыта зарубежных стран, использование лучших практик, автоматизация мониторинга состояния производственно-технического комплекса и улучшение координации всех участников производственного процесса.

Регулярное обновление нормативно-правовой базы, внедрение новейших достижений науки и техники в области промышленной безопасности способствуют достижению целей стабильного функционирования отрасли и минимизации негативного воздействия ЧС на персонал и природную среду.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями).
2. Волков Б.С. Проблемы обеспечения безопасности нефтеперерабатывающих заводов. Сборник статей, 2020.
3. Яцунская Л.А. Оценка риска аварийных ситуаций на объектах нефтегазовой отрасли. Журнал промышленного строительства, 2021.
4. ГОСТ Р 22.0.02-2020 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения».

УДК 614.8.084

МЕТОДИКА ОРГАНИЗАЦИИ ВНУТРЕННЕГО РАССЛЕДОВАНИЯ АВАРИЙ НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ КАК ЭЛЕМЕНТ СИСТЕМЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Л.В. Сорокина, Д.К. Адыков

Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук Л.В. Сорокина
СамГТУ, г. Самара, Россия

Аннотация. Рассматриваются методические аспекты организации внутреннего расследования аварий и инцидентов на нефтеперерабатывающих заводах. Обоснована роль внутреннего расследования как ключевого элемента системы управления промышленной безопасностью опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли. Предложена структурированная методика проведения внутреннего расследования, включающая этапы подготовки, сбора и анализа данных, выявления коренных причин и разработки корректирующих мероприятий.

Ключевые слова: внутреннее расследование, нефтеперерабатывающий завод, опасный производственный объект, промышленная безопасность, коренные причины, инциденты, пожарная безопасность.

Нефтеперерабатывающая отрасль Российской Федерации характеризуется высокой степенью технологической сложности и потенциальной опасностью производственных процессов. Нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) относятся к категории опасных производственных объектов (ОПО) I и II классов опасности, где обращаются значительные объемы легковоспламеняющихся жидкостей, горючих газов и других опасных веществ [1]. Статистика Ростехнадзора свидетельствует о том, что, несмотря на принимаемые меры, уровень аварийности на объектах нефтегазового комплекса остается неудовлетворительным. Основными видами происшествий являются пожары и взрывы, связанные с разгерметизацией оборудования, нарушениями технологического регламента и человеческим фактором [2].

В этих условиях особое значение приобретает система внутреннего расследования происшествий, которая позволяет не только установить непосредственные причины аварий, но и выявить системные недостатки в организации производственных процессов и управлении рисками. В отличие от официального технического расследования, проводимого государственными надзорными органами, внутреннее расследование имеет превентивную направленность и фокусируется на выявлении коренных (системных) причин происшествий, а не на установлении виновных лиц. Однако на практике многие предприятия нефтегазовой отрасли не уделяют достаточного внимания организации внутреннего расследования, ограничиваясь формальным выполнением требований законодательства.

Специфика НПЗ определяет особые требования к организации внутреннего расследования. Технологическая сложность производства требует привлечения экспертов различных специальностей: технологов, механиков, энергетиков, специалистов КИПиА. Высокий риск катастрофических последствий обуславливает

приоритет расследования даже незначительных инцидентов и так называемых «почти промахов». Непрерывность производства диктует необходимость проведения расследования без остановки технологического процесса, а взаимосвязанность технологических установок требует комплексного анализа влияния инцидента на смежные производства [3].

Разработанная методика включает пять взаимосвязанных этапов. Первый этап - немедленные действия и стабилизация ситуации: локализация и ликвидация последствий происшествия, оказание помощи пострадавшим, сохранение места происшествия путем фото- и видеофиксации, ограждение зоны, уведомление руководства и создание комиссии по расследованию, идентификация и опрос очевидцев. Второй этап - формирование комиссии и планирование расследования. В состав комиссии рекомендуется включать представителя руководства предприятия (председателя комиссии), специалиста службы охраны труда и промышленной безопасности, главного технолога или начальника производственно-технического отдела, главного механика, представителя подразделения, где произошло происшествие, а при необходимости - привлеченных экспертов. Срок формирования комиссии - не позднее 24 часов с момента происшествия.

Третий этап - сбор и документирование информации. Методы сбора данных включают изучение документации (технологических регламентов, журналов смены, нарядов-допусков, протоколов проверок знаний, результатов инструментального контроля), опрос участников и свидетелей путем проведения индивидуальных бесед по структурированному опроснику в течение первых 48 часов, инспекцию места происшествия с детальным обследованием оборудования, отбором проб, фото- и видеофиксацией, а также анализ данных систем автоматизированного контроля: изучение трендов технологических параметров, записей систем аварийного останова, данных распределенных систем управления.

Четвертый этап - анализ причин и фактов. Для анализа причин происшествий на НПЗ рекомендуется применять комбинацию методов. Метод «5 почему» позволяет последовательно выявить причинно-следственные связи для достижения коренной причины. Диаграмма Исикавы обеспечивает классификацию факторов по категориям: персонал, оборудование, материалы, методы, среда. Метод дерева причин представляет собой дедуктивный анализ, позволяющий установить логические связи между отказом системы и первопричинами. Метод барьерного анализа оценивает эффективность защитных барьеров (технических, административных, человеческих), которые не сработали или отсутствовали. При этом важно разделять непосредственные причины (небезопасные действия и небезопасные условия) и коренные причины (недостатки системы управления: неадекватные процедуры, недостаточное обучение, дефицит ресурсов, слабая культура безопасности) [4].

Пятый этап - разработка и реализация корректирующих мероприятий. Мероприятия должны соответствовать принципу SMART и включать технические меры (модернизация оборудования, установка дополнительных средств защиты, совершенствование систем автоматизации), организационные меры (пересмотр инструкций и регламентов, изменение организационной структуры, совершенствование процедур допуска к работам), кадровые меры (дополнительное обучение персонала, аттестация, изменение системы мотивации), а также меры по

повышению культуры безопасности (проведение кампаний по информированию, вовлечение персонала в программы безопасности, лидерство руководства). Контроль выполнения мероприятий осуществляется через систему отслеживания с периодичностью проверки не реже одного раза в месяц до полного закрытия.

Пожары и взрывы составляют до 70% всех крупных аварий на нефтеперерабатывающих заводах [2]. Расследование таких происшествий имеет специфику: пожар уничтожает материальные свидетельства, что требует особого внимания к опросу очевидцев и анализу данных систем автоматического контроля; необходимо привлечение специализированных экспертов в области пожарной безопасности, взрывотехники, материаловедения; требуется отбор и анализ образцов материалов, остатков горючих веществ, исследование металлоконструкций на предмет усталостных разрушений; применяется компьютерное моделирование развития пожара и взрыва для проверки гипотез [5].

Эффективность внутреннего расследования достигается только при его интеграции в общую систему управления промышленной безопасностью (СУПБ) предприятия. Результаты расследования используются для актуализации реестра опасностей и оценки рисков ОПО. Обязательно рассмотрение случаев происшествий на производственных совещаниях, инструктажах, тренингах, создание базы данных инцидентов для предотвращения их повторения. Вводятся показатели эффективности расследования: среднее время завершения расследования, процент выполненных корректирующих мероприятий в срок, количество повторных инцидентов аналогичного типа, глубина анализа (процент расследований с выявлением коренных причин). Проводится ежегодный анализ эффективности процесса внутреннего расследования и бенчмаркинг с лучшими отраслевыми практиками [3].

Таким образом, внутреннее расследование аварий и инцидентов является критически важным элементом системы управления промышленной безопасностью нефтеперерабатывающих заводов. Эффективная организация расследования позволяет перейти от реактивного подхода к проактивному управлению рисками. Ключевым фактором успеха является фокус на выявлении коренных (системных) причин, а не поиске виновных, что требует создания культуры «справедливости», когда персонал не боится сообщать об ошибках и инцидентах. Внедрение предложенной методики на предприятиях нефтегазовой отрасли будет способствовать снижению уровня аварийности, предотвращению пожаров и взрывов, сохранению жизни и здоровья персонала, а также минимизации экономических потерь и экологического ущерба.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Ежегодный доклад Ростехнадзора о состоянии промышленной безопасности в Российской Федерации. М., 2023.
3. Бабкин В.А., Сидоров В.И. Управление промышленной безопасностью на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса. М.: Недра, 2023. 384 с.
4. Левашов С.П. Технология аналитического расследования причин несчастных случаев и инцидентов // Безопасность труда в промышленности. 2012. № 11. С. 79–81.

5. Булавка Ю.А., Смиловенко О.О., Сташевич Е.В. Анализ инцидентов на нефтеперерабатывающем предприятии // Вестник Командно-инженерного института МЧС Республики Беларусь. 2012. № 2(16). С. 122–128.

УДК 658.382.3:614.8

ИССЛЕДОВАНИЕ РИСКОВ В СФЕРЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ: КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД

Д.В. Вавилова, Д.В. Коноваленко, К.В. Парфенов

Научный руководитель – Кац Н.Г., к.т.н., доцент

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: kparfenovv@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются известные методики исследования рисков в области промышленной безопасности.

Ключевые слова: промышленная безопасность, методы исследования рисков.

Актуальность темы обусловлена необходимостью минимизации техногенных угроз на современных производственных объектах, где любая ошибка может привести к катастрофическим последствиям. Целью данной работы является систематизация основных подходов к расчету рисков в промышленной безопасности. В ходе исследования будут рассмотрены ключевые методологии, варьирующиеся от экспертных оценок до сложных математических моделей, позволяющих прогнозировать вероятность возникновения аварийных ситуаций и масштаб их потенциального ущерба.

Промышленная безопасность - это краеугольный камень устойчивого развития любого предприятия, работающего с потенциально опасными производствами. Недооценка рисков может привести к катастрофическим последствиям: от человеческих жертв и экологических катастроф до значительных финансовых потерь и репутационного ущерба. Поэтому эффективное исследование и расчет рисков являются неотъемлемой частью системы управления промышленной безопасностью. В контексте промышленной безопасности, риск определяется как вероятность возникновения опасного события и тяжесть его последствий**.** Опасное событие - это любое происшествие, которое может привести к травмам, заболеваниям, повреждению имущества, окружающей среды или остановке производственного процесса.

Основная цель исследования рисков в промышленной безопасности - это предотвращение или минимизация вероятности возникновения опасных событий и снижение тяжести их последствий [2]. Достижение этой цели включает в себя: идентификацию потенциальных опасностей**,** оценку вероятности возникновения опасных событий, оценку тяжести последствий, ранжирование рисков, разработку и внедрение мер по управлению рисками, мониторинг и пересмотр рисков.

Существует множество методов исследования рисков, которые можно разделить на качественные, количественные и полуколичественные методы. Выбор конкретного метода зависит от сложности производства, доступности данных и требуемой точности [5].

Качественные методы исследования рисков основаны на экспертных оценках и не требуют точных числовых данных. Они полезны на начальных этапах анализа, когда необходимо быстро выявить основные угрозы. Анализ видов и последствий отказов (FMEA - Failure Mode and Effects Analysis): систематический метод, направленный на выявление потенциальных видов отказов компонентов, систем или процессов, а также их причин и последствий. Анализ опасностей и работоспособности (HAZOP - Hazard and Operability Study): структурированный и систематический метод анализа, используемый для выявления потенциальных опасностей и проблем работоспособности в промышленных процессах. Он основан на применении "руководящих слов" (например, "нет", "больше", "меньше", "часть", "обратный") к параметрам процесса. Анализ дерева отказов (FTA - Fault Tree Analysis**):** метод, используемый для определения причин конкретного нежелательного события (верхнего события). Он строится в виде дерева, где верхнее событие является корневым узлом, а нижележащие узлы представляют собой базовые события или подсистемы, которые могут привести к верхнему событию. Анализ дерева событий (ETA - Event Tree Analysis): метод, используемый для анализа последствий определенного начального события. Он строится в виде дерева, где начальное событие является корневым узлом, а ветви представляют собой различные сценарии развития событий и их вероятности. Контрольные листы (Checklists): простые списки вопросов или пунктов, которые помогают систематически проверить наличие определенных опасностей или соответствие требованиям безопасности. Экспертные опросы и мозговые штурмы: сбор мнений и идей от опытных специалистов для выявления потенциальных рисков.

Количественные методы исследования рисков используют статистические данные и математические модели для получения числовых оценок рисков [5]. Они позволяют более точно определить уровень риска и обосновать выбор мер по его снижению. Вероятностный анализ безопасности (PSA - Probabilistic Safety Assessment): комплексный подход, который использует статистические данные и модели для оценки вероятности возникновения опасных событий и их последствий. PSA часто применяется в атомной энергетике, химической промышленности и других отраслях с высоким уровнем риска. Анализ частоты событий: оценка частоты возникновения определенных опасных событий на основе исторических данных. Анализ последствий: моделирование и оценка масштаба ущерба (например, количество пострадавших, объем выбросов, финансовый ущерб) в случае возникновения опасного события. Моделирование распространения опасных веществ: использование математических моделей для прогнозирования зон поражения при авариях с выбросом токсичных или взрывоопасных веществ. Анализ надежности систем: оценка вероятности безотказной работы отдельных компонентов и систем в целом.

Полуколичественные методы исследования рисков сочетают в себе элементы качественных и количественных подходов, позволяя получить более детализированную оценку рисков, чем чисто качественные методы, но без

необходимости сбора большого объема точных статистических данных [5]. Матричный метод оценки рисков: позволяет ранжировать риски путем сопоставления вероятности возникновения опасного события и тяжести его последствий в виде матрицы. Каждому пересечению присваивается определенный уровень риска (например, низкий, средний, высокий). Метод балльной оценки: каждому фактору, влияющему на риск (например, вероятность, тяжесть последствий, возможность обнаружения), присваивается определенное количество баллов. Суммирование баллов позволяет получить общую оценку риска. Метод "Что если?" (What-if analysis): эксперты задают вопросы типа "Что если произойдет такое-то событие?" и анализируют возможные последствия и меры по их предотвращению. Этот метод может быть как качественным, так и полуколичественным, если к последствиям и вероятностям применяются балльные оценки.

Расчет рисков является ключевым этапом исследования. Он позволяет получить числовые показатели, которые служат основой для принятия управленческих решений [6]. Основные подходы к расчету рисков включают в себя расчет индивидуального, социального, экономического и экологического рисков. Оценка вероятности причинения вреда здоровью конкретному человеку в результате воздействия опасного фактора.

Для более сложных расчетов используются статистические методы, теории вероятностей, методы моделирования и имитационного анализа. Например, при использовании дерева отказов, вероятность верхнего события рассчитывается путем комбинирования вероятностей базовых событий с учетом логических связей (И, ИЛИ).

Регулярное и систематическое исследование и расчет рисков в сфере промышленной безопасности не являются формальной процедурой, а представляют собой жизненно важный инструмент для обеспечения устойчивой и безопасной работы предприятия. Этот процесс позволяет принимать обоснованные управленческие решения. Результаты анализа рисков служат основой для распределения ресурсов, выбора приоритетных направлений деятельности и разработки стратегий снижения угроз. Выявление потенциальных опасностей на ранних стадиях позволяет принять превентивные меры, минимизируя вероятность их реализации. Предотвращение аварий и инцидентов напрямую влияет на сокращение расходов, связанных с ремонтом оборудования, остановкой производства, выплатой компенсаций и штрафов.

Исследование и расчет рисков должны быть интегрированы в общую систему управления промышленной безопасностью предприятия [7]. Это означает, что результаты анализа рисков должны быть доступны всем заинтересованным сторонам. Меры по снижению рисков должны быть включены в планы работ и производственные процессы. Необходимо регулярно проводить переоценку рисков. В связи с изменениями в технологических процессах, оборудовании, законодательстве или после возникновения инцидентов. Должна быть налажена система обратной связи для сбора информации о новых опасностях и эффективности принятых мер.

С развитием технологий и появлением новых методов анализа, исследование рисков в промышленной безопасности становится все более точным и комплексным. Среди современных тенденций можно выделить: использование цифровых

технологий, развитие методов машинного обучения и искусственного интеллекта, акцент на человеческий фактор и интеграция с другими системами управления.

Подводя итог, можно утверждать, что выбор конкретного способа расчета рисков зависит от сложности объекта и полноты исходной информации. Интеграция качественных и количественных методов позволяет создать комплексную систему мониторинга, которая не только фиксирует текущие угрозы, но и предотвращает их развитие на ранних стадиях. Эффективное управление рисками является залогом не только предотвращения аварий и катастроф, но и обеспечения долгосрочной устойчивости, конкурентоспособности и социальной ответственности любого промышленного предприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 12.0.010-2009. Система стандартов безопасности труда. Оценка уровней профессионального риска. Общие требования.
2. ГОСТ Р 51898-2002. Средства обеспечения промышленной безопасности. Термины и определения.
3. РД 03-418-01. Правила проведения анализа опасностей и оценки риска на опасных производственных объектах.
4. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".
5. Анализ опасностей и оценка риска в промышленной безопасности: учебное пособие / под ред. В. А. Ацюковского. – М.: ИНФРА-М, 2018.
6. Безопасность технологических процессов и производств. Оценка риска: учебник / под ред. В. А. Котельникова. – М.: Академия, 2017.
7. Кузнецов В. В. Промышленная безопасность: учебник. – М.: Юрайт, 2019.

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 12 Мб

Федеральное государственное бюджетное

Образовательное учреждение высшего образования

«Самарский государственный технический университет»

443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус