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 ч1 / 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

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И СВЯЗИ НА КРИТИЧЕСКИХ БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ
Р.А. оглы Хасаев, В.Н. Аверкин, А.Ю. Филев 11

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ НАПОЛНИТЕЛИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА
О.А. Нечаева, Д.А. Мищенков 16

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ТЕХНОЛОГИИ, БАРЬЕРЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ
В.В. Кушинов, Б.В. Каргин 19

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БУРОВЫХ ДОЛОТ В РОССИИ
Д.А. Павлов, А.Д. Бурков, Б.В. Каргин 24

ИЗМЕНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ОБУСТРОЙСТВУ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК В УСЛОВИЯХ ЯДЕРНОЙ ЗИМЫ В ЧАСТИ РАЗРАБОТКИ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК В ВИДЕ РАДИОИЗОТОПНОГО ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО
Ринат Ертаевич Айткалиев, Рагим Ариф Оглы Хасаев, Александр Анатольевич Стрельников 31

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЕМ КАК МЕТОД ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА
О.А. Нечаева, Д.А. Мищенков 41

АВТОМАТИЗАЦИЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ: ПУТЬ К БЕЗОПАСНОСТИ, СКОРОСТИ И ПРЕДСКАЗУЕМОСТИ БУРЕНИЯ
Хассан Факих, Рагим Ариф Оглы Хасаев 44

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА БУРОВОГО РАСТВОРА
Хассан Факих, Рагим Ариф Оглы Хасаев 47

РАЗВИТИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ: ПРЕИМУЩЕСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ ВЗД И РУС
А.Н. Ованканян, Б.В. Каргин, В.Н. Аверкин, С.Ю. Милькова 52

СОДЕРЖАНИЕ

АКТУАЛЬНОСТЬ РОЛИ БУРОВОГО СУПЕРВАЙЗИНГА В РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ЭВОЛЮЦИЯ ОБЯЗАННОСТЕЙ И КОМПЕТЕНЦИЙ
М.А. Ладанов, Б.В. Каргин, П.В. Нечаев, С.Ю. Милькова 54

МОДЕЛЬ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦЕНТРАТОРОВ ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН
Д.О. Явкин, Б.В. Каргин, В.Н. Аверкин, С.Ю. Милькова 60

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ПРИ ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН
Д.О. Явкин, Б.В. Каргин, В.Н. Аверкин, С.Ю. Милькова 64

ШИРИНА ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ПОГЛОЩЕНИЯ ПРИ НЕПОЛНОЙ ПРОЕКТНОЙ ЗАПИСИ
В.С. Захаров, В.А. Капитонов 68

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ
И.Н. Леонов, В.А.Капитонов, к.т.н. 76

ВЛИЯНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
И.А. Борисов, В.А. Капитонов. 83

НОРМИРОВАНИЕ ВРЕМЕНИ ОТКРЫТОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА ПО ЦИРКУЛЯЦИОННЫМ ЧАСАМ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА
А.Я. Давлетов, В.А. Капитонов 91

НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОБЕСПЕЧЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ
Р.С. Глазков 96

ВЛИЯНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА СВЯЗИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА РЕЙСОВУЮ СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
С.В. Яшин, А.А. Подъячев 102

СОХРАНЕНИЕ РЕЖИМА ЗАДАВКИ ВСПЕНИВАЮЩЕЙСЯ ЖИДКОСТИ «ПОЛИАЭРОГЕЛЬ» ПРИ ПЕРЕХОДЕ ОТ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН
К.Б.О. Мустафазаде, А.Г. Бочкарев 107

СОДЕРЖАНИЕ

ЛОКАЛЬНОСТЬ ЭЛЕКТРОРАЗРЯДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЦЕНА ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА
С.С. Демин, А.Г. Бочкарев *113*

ВЛИЯНИЕ ОСМОТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА РАЗУПРОЧНЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД
Л.В. Ермолаева *118*

НАКЛОННЫЙ СТВОЛ КАК ЗОНА РИСКА ОЧИСТКИ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ
А.С. Лисицкий, М.Е. Коваль *122*

АНАЛИЗ ВЫНОСА ШЛАМА ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ
А.В. Бежский, С.Н. Парфенова, С.Ю. Милькова *127*

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН КАТЕГОРИИ КР-6: ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ
Д.С. Калугин, Б.В. Каргин *132*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ СЖИГАНИЯ И ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СЛАНЦЕВ
В.Н. Аверкин, И.М. Васин, Э.Ш. Аскеров *139*

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННОГО КОЛЛЕКТОРА, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕВЕРНОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ
Н.М. Максимкина *145*

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА НА СКВАЖИНАХ УТЁВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
И.В. Стародумов, А.М. Зиновьев *152*

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТОНКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ: ПРОБЛЕМЫ, РЕШЕНИЯ И КРИТЕРИИ ВЫБОРА СТРАТЕГИИ
Д.О. Выволокин, А.М. Зиновьев *155*

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИМЕР РАСЧЕТА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, ОСНАЩЕННОЙ ЦЕНТРОБЕЖНЫМ НАСОСОМ С ВЕНТИЛЬНЫМ ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ
Ф.А. Сабадаш, Ю.А. Агеева, А.В. Стариков *158*

ЗАКОНОМЕРНОСТИ САМООРГАНИЗАЦИИ БЕТАИНОВЫХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ В ВЯЗКОУПРУГИЕ МИЦЕЛЛЯРНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ЖИДКОСТЕЙ ГРП
А.Р. Хамиди, И.И. Маннанов, В.М. Фомина, В.В. Андрияшин, М.А. Варфоломеев *166*

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ ППД И ПОГЛОЩЕНИЯ ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич *177*

РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПЕРСПЕКТИВНОГО ОБУСТРОЙСТВА СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич *180*

АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Н.Ю. Хохлова., Ю.П. Борисевич *186*

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Ю.П Борисевич, Н.Ю. Хохлова *192*

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ШУНГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова *195*

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ ППД ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Н.Ю Хохлова, Ю.П. Борисевич Ю.П., Г.З. Краснова *199*

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ТАНАНЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич., Г.З. Краснова *207*

СОДЕРЖАНИЕ

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

АЛГОРИТМ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ МОНИТОРИНГОМ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА С ПРОВЕРКОЙ КАЧЕСТВА ПАРАМЕТРОВ
М.В. Арабский *212*

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
М.В. Арабский, В.В. Саратова, Э.И. Хайретдинов *216*

МОДЕРНИЗАЦИЯ КАМЕРЫ ПРИЕМА СОД В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДРЕНИРОВАНИЯ НЕФТИ
А.А. Жуков, М.А. Юдко *221*

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ШЕСТИКОНТУРНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПОДШИПНИКОМ НАГНЕТАТЕЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ПГРЕГАТА
Г.А. Крылов, Ю.А. Агеева, А.В. Стариков *223*

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ
А.А. Жуков, М.А. Юдко *231*

ТЕХНОЛОГИИ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

АНАЛИЗ АНТИКОРРОЗИОННЫХ СВОЙСТВ КВАЗИКРИСТАЛЛОВ AL-CU-FE
К.В. Парфенов, И.Д. Ибатуллин, С.Н. Парфенова, Н.Д. Сычев, А.А. Березин. *235*

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФАЗОВОГО СОСТАВА НА КОРРОЗИЮ КВАЗИКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ СПЛАВОВ AL-CU-FE
К.В. Парфенов, И.Д. Ибатуллин, С.Н. Парфенова, Н.Д. Сычев, А.А. Березин. *244*

МИРОВОЙ РЫНОК КИНЕТИЧЕСКИХ ПЛИТОК И ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
К.В. Парфенов *253*

РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ КИНЕТИЧЕСКОЙ ПЛИТКИ ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ПЕШЕХОДНОГО ДВИЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ ДЛЯ ГОРОДСКОЙ И НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ
К.В. Парфенов *260*

СОДЕРЖАНИЕ

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

РАСЧЕТ УСТАЛОСТНОЙ ПРОЧНОСТИ ШЛИЦЕВЫХ ВАЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ
И.А. Кокорев 266

ОБЗОР СЕРИЙНЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ВАГОННЫХ ЗАМЕДЛИТЕЛЕЙ И ИХ ПРИМЕНИМОСТИ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПУТЯХ НЕОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ
Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов 272

ОБОРУДОВАНИЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ СЛИВНО-НАЛИВНОЙ ЭСТАКАДЫ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ОПЕРАЦИЯМ
Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов 277

ОБЗОР ПРИЧИН АВАРИЙ ПРИ СЛИВЕ И НАЛИВЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ
Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов 282

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ
Горелов И.И., Абайдуллин Р.И., Мельникова Д.А 290

АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ УДАРОВ
Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина 293

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА НЕФТИ
Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина 295

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ И ПРОДУКТОВ ЕЁ ПЕРЕРАБОТКИ
Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина 297

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ СРЕДСТВАМИ АВТОМАТИЗАЦИИ
Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова 299

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ ПРИ УЧЕТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ
Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова 301

СОДЕРЖАНИЕ

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ
Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова *303*

МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА УЧАСТКЕ НПС «ЗИМОВНИКИ»
Д.А. Мельникова, Н.И. Протасенко *305*

ДИСТАНЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ НА ПРИМЕРЕ НПС «ЗИМОВНИКИ»
Д.А. Мельникова, Н.И. Протасенко *307*

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕСМЕШЕНИЯ: ОБЗОР АРХИТЕКТУР И ПОДХОДОВ
Д.А. Мельникова, И.Е. Москаев *309*

ДИАГНОСТИКА И ПРЕДИКТИВНЫЙ МОНИТОРИНГ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПОЖАРОТУШЕНИЯ: ОБЗОР МЕТОДОВ
Д.А. Мельникова, И.Е. Москаев *312*

ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПО УРОВНЮ В РЕЗЕРВУАРЕ Р-3 ПАРКА КОМПАУНДИРОВАНИЯ
И.Ю Дорофеев..... *316*

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПО УРОВНЮ В СОКИНГ-ИСПАРИТЕЛЕ К-2
В.В. Букетов, Н.А. Сизова..... *319*

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

ФОРМИРОВАНИЕ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА НА БАЗЕ ИСПРАВИТЕЛЬНЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ ДЛЯ КРИТИЧЕСКИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК
Р.А.оглы Хасаев, Э.Ш. Аскеров, Д.Е. Краснов *323*

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И СВЯЗИ НА КРИТИЧЕСКИХ БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ

Р.А. оглы Хасаев, В.Н. Аверкин, А.Ю. Филев

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: *artemfilev112@gmail.com, rakhasaev@gmail.com*

Аннотация. В статье рассмотрена проблема обеспечения надежной связи и мониторинга на буровых установках, функционирующих в условиях потенциальных техногенных и внешних угроз, включая воздействие электромагнитных импульсов и выход из строя внешних источников энергоснабжения. Предложено использование метода сейсмоакустической эмиссии (САЭ) в качестве основы для создания автономных систем навигации при бурении и передачи аварийных сигналов. Описаны физические принципы регистрации упругих волн, формирующихся в процессе разрушения горной породы и металлоконструкций. Представлена структурная схема обработки сигналов, включающая этапы генерации, распространения, приема и цифрового декодирования.
Выполнен сравнительный анализ существующих систем связи (радиосистемы, проводные линии, SCADA) и обоснованы преимущества сейсмоакустического метода: невосприимчивость к электромагнитным помехам, независимость от традиционных каналов связи и полная энергетическая автономность. Показано, что единая аппаратная платформа САЭ позволяет одновременно решать задачи навигационного контроля и аварийной сигнализации в едином частотном диапазоне. Предложенный подход имеет особую значимость для объектов критической инфраструктуры, включая ядерно-опасные производства и стратегические буровые установки.
Ключевые слова: сейсмоакустическая эмиссия, буровая установка, навигация при бурении, аварийное оповещение, энергетическая автономность, ядерная безопасность, акустический канал связи, пьезоэлектрические датчики.

За последние несколько лет политическая обстановка во всём мире стала очень напряженной. Число военных конфликтов растёт. Не исключено, что наша страна также может подвергнуться агрессией из вне. В первую очередь в таких ситуация может пострадать нефтедобывающая промышленность. Любое прерывание производственных процессов на таких объектах, вызванное сбоями в системах связи и контроля, чревато возникновением неконтролируемых аварийных ситуаций, что ставит под угрозу не только персонал буровой бригады, но и в последствии энергетическую, национальную и экономическую безопасность государства. Эта задача приобретает особую актуальность для Самарской области, являющейся одной из ведущих областей в объеме добычи полезных ископаемых.

Помимо разрушительного действия ударной волны и теплового излучения, свойственного ядерному взрыву существует еще один крайне опасный фактор для электронного оборудования – электромагнитные импульсы. Подобные импульсы способны вывести из строя незащищённые средства связи. Если нарушится логистика и прекратиться подача энергии и связи из-за внешнего воздействия, то буровые площадки не будут работать. Радиопередатчики, проводные линии или цифровые

промышленные программы уязвимы перед Электромагнитными импульсами. Следовательно, опасности такого вида остановят весь производственный процесс (управлять объектом и передавать информацию будет невозможно). Чтобы ликвидировать недостатки, мы предлагаем применить метод сейсмоакустической эмиссии (САЭ). В основе нашего проекта лежат базовые законы физики, касающиеся того, как упругие волны движутся в твердых телах. Эта технология открывает путь к разработке абсолютно автономных систем, которые используют сами части конструкции буровой установки, то есть металлические детали, бетонные фундаменты или горные породы — в качестве каналов для передачи информации.

Это позволяет нам одновременно решить две важные задачи: обеспечить контроль навигации при бурении и создать надежную систему аварийного оповещения, которая будет работать даже тогда, когда все привычные способы связи выйдут из строя.

Трехмерный вариант вывода траектории забоя, который можно увидеть на рис. 1

Представляет собой рабочий вариант траектории забоя при САЭ. На рис. 2. Показаны данные датчиков, засекающие колебания на забое. По графику видно, что данные точные и своевременные.

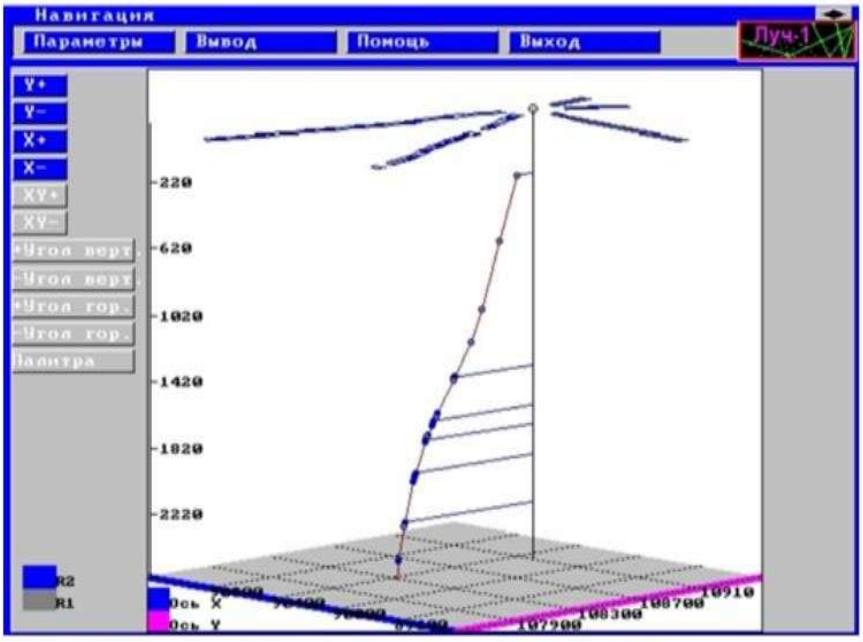


Рисунок 1: Трехмерный вариант вывода траектории забоя

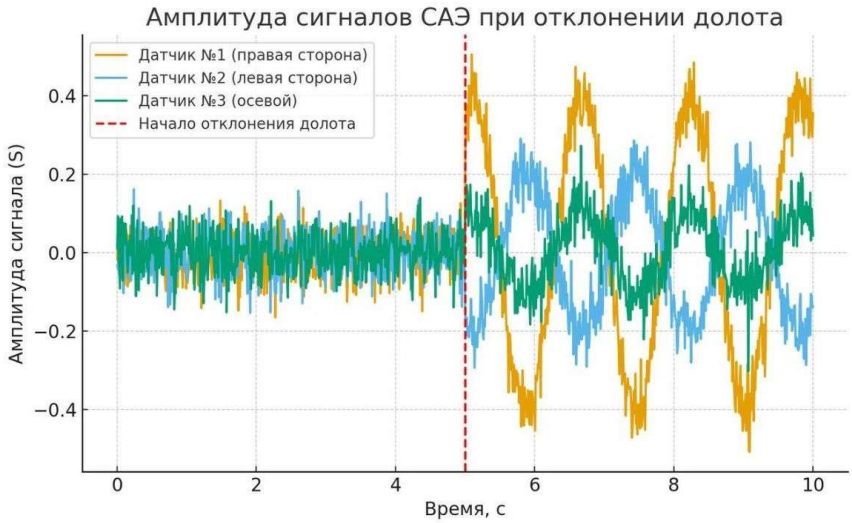


Рисунок 2: График колебаний датчиков САЭ по времени

Решение использовать сейсмоакустическую эмиссию обусловлено не только ее технологическими достоинствами, но и рядом физически обоснованных причин. Прежде всего, упругие колебания в твердых материалах ослабевают гораздо медленнее, нежели электромагнитные волны в воздухе, что дает возможность передавать сигналы на внушительные дистанции, минуя потребность в ретрансляторах. Далее, металлические детали бурового оборудования и сама буровая колонна формируют своеобразный канал, который способствует направленному распространению сигнала. И, наконец, пьезоэлектрические преобразователи, применяемые для фиксации сигналов, являются пассивными компонентами, которым не требуется источник питания непосредственно на месте установки, что значительно увеличивает надежность системы.

Эта система состоит из нескольких основных частей. Во-первых, сеть пьезоэлектрических датчиков, размещаемых в контрольных точках вдоль буровой установки. Далее - аналоговый модуль, который занимается усилением и фильтрацией полученных сигналов. А также цифровой блок, отвечающий за анализ и расшифровку данных. Для активной передачи аварийных сигналов предусмотрен генератор сейсмических импульсов. Вся система питается от автономных источников, что гарантирует ее полную энергетическую независимость.

В выводе стоит заключить, что, по сути, это шаг к созданию совершенно нового типа систем технологической безопасности, где материальные среды используются для передачи данных. Успешный опыт пилотного запуска на буровых установках Самарской области открывает перспективы для распространения этой инновации на другие буровые установки, что позволяет повысить устойчивость буровых установок в рамках всей нефтедобывающей индустрии нашей страны перед ядерной угрозой. Подобные решения способны укрепить обороноспособность страны, обеспечить независимость в технологической сфере и повысить надежность критически важных отраслей при непредвиденных технических проблемах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гуревич, В. И. Электромагнитный импульс высотного ядерного взрыва и защита электрооборудования от него .2019г. https://djvu.online/file/aFwC5FRwKpXN8
2. Ядерный взрыв в космосе, на земле и под землей (электромагнитный импульс ядерного взрыва) : сборник статей / пер. с англ. О. К. Петренко ; сост. и ред. С. Л. Давыдов. – Москва :1974. https://search.rsl.ru/ru/record/01007036628
3. Акустика структурно неоднородных твердых сред. Геологическая акустика. А .© 2013г. В. В. Дрягин. https://intensonic.ru/doc/acoustic2013.pdf
4. К вопросу анализа сигналов сейсмоакустической эмиссии приповерхностных осадочных пород. В. Н. Сычев1 , М. Е. Чешев , М. А. Мищенко. https://krasec.ru/wp-content/uploads/2021/04/Сычев.pdf
5. CEA-Leti. Wallpass: An ultrasonic system that can transmit power and data through metal walls. CEA Tech. 2025. (Промышленная технология ультразвуковой передачи данных и энергии через металл, обеспечивающая энергетическую автономность датчиков). https://www.leti-cea.com/cea-tech/leti/english/Pages/Industrial-Innovation/Demos/Wallpass.aspx
6. Fraunhofer IKTS. CoMoBase3 – new hardware platform for acoustic condition monitoring . Fraunhofer Institute for Ceramic Technologies and Systems IKTS. 2023. (Аппаратная платформа для мониторинга состояния оборудования методами акустической эмиссии (1 кГц – 8 МГц), синхронизация данных с цифровыми двойниками) https://www.ikts.fraunhofer.de/en/departments/electronics_microsystems_biomedicine/condition_monitor ing_non-destructive_testing/systems_condition_monitoring/cr_CoMoBase3.html

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ НАПОЛНИТЕЛИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

О.А. Нечаева[1], Д.А. Мищенков[2]

1 - к.т.н., доцент кафедры БНГС, 2 - магистрант кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
email: nechaevaoa@gmail.com, Mishchenkov.mitya@mail.ru

В представленной статье рассмотрены интеллектуальные наполнители для борьбы с поглощениями, которые изменяют свои свойства под воздействием внешних факторов, в отличие от традиционных материалов, эффективных лишь при трещинах до 4-5 мм. Дан обзор трёх классов: термопластичные кольматанты, полимеры с эффектом памяти формы и самовосстанавливающиеся гели.

Ключевые слова: поглощение, трещины, наполнители, кольматант, гель.

Традиционные наполнители (мел, слюда, скорлупа орехов, резиновая крошка) имеют принципиальное ограничение: их эффективность критически зависит от точного соответствия размера частиц размеру трещин. Если частицы слишком мелкие - они уходят в пласт, не создавая пробки; если слишком крупные - не проходят через элементы бурильной колонны и могут вызвать её заклинивание. При этом даже оптимально подобранные смеси традиционных наполнителей демонстрируют низкую эффективность при ширине трещин более 4-5 мм.

Интеллектуальные или «умные» материалы для ликвидации поглощений решают эту проблему кардинально иначе: они изменяют свои свойства (форму, размер, структуру) под воздействием внешних факторов - температуры, контакта с водой или углеводородами. Это позволяет закачивать материал в компактном виде через бурильную колонну, а затем активировать его непосредственно в зоне поглощения, где он увеличивается в объеме в десятки раз и надежно перекрывает трещину любого размера [1].

Стоит рассмотреть несколько наиболее интересных видов наполнителей:

1) термопластичные кольматанты;

2) полимеры с эффектом памяти формы;

3) самовосстанавливающиеся гели.

Ниже представлен обзор трех основных классов интеллектуальных наполнителей, которые уже прошли лабораторные испытания или внедряются в промышленности и демонстрируют достойные показатели.

Термопластичные кольматанты (SMART-CASE)

Принцип действия этого класса материалов основан на термопластичности - способности полимеров размягчаться при нагреве и затвердевать при охлаждении.

Российская компания «АКРОС» разработала технологию SMART-CASE - нефтерастворимый термопластичный кольматант.

Ключевые особенности материала:

-регулируемая температура размягчения (от 60 до 200°С, что позволяет подбирать состав под конкретные пластовые условия);

-низкая плотность (920-950 кг/м^3) (обработка бурового раствора кольматантом не увеличивает его удельный вес, снижая риск гидроразрыва пласта);

-растворимость в углеводородах (при вызове притока нефти фильтрационная корка растворяется естественным образом, не требуя дополнительных мероприятий по очистке призабойной зоны);

-размер частиц 5-200 мкм (легко циркулирует через любые элементы бурильной колонны).

При закачке в скважину частицы SMART-CASE в твердом состоянии проходят через долото и попадают в зону поглощения. Под воздействием пластовой температуры они размягчаются, деформируются и заполняют поры и трещины любой конфигурации, создавая тонкую прочную непроницаемую корку на стенках скважины.

Полимеры с эффектом памяти формы (Shape Memory Polymers, SMP)

Это наиболее революционный класс «умных» материалов. SMP проходят термомеханическое программирование - им придают компактную временную форму, в которой они циркулируют через бурильную колонну. При достижении зоны поглощения и нагреве до пластовой температуры (выше температуры активации) материал «вспоминает» свою исходную форму и восстанавливает её, увеличиваясь в объеме до 10 раз [2].

Ключевые результаты лабораторных исследований:

-традиционные наполнители не способны эффективно перекрывать трещины шириной около 5 мм, тогда как SMP-материалы успешно герметизируют трещины до 12 мм;

-после активации отдельные элементы SMP-материала работают как единая иерархическая сеть, сочетая в себе лестничные элементы, переплетенные волокна и гранулы, что обеспечивает механическое сцепление и гидравлическую изоляцию;

-в геотермальном бурении SMP-композиты продемонстрировали высокую эффективность при запечатывании трещин в условиях высоких температур.

SMP решают фундаментальный парадокс традиционных наполнителей - «крупные частицы не прокачиваются, мелкие не перекрывают». В временной компактной форме материал легко прокачивается, а в зоне поглощения восстанавливает форму, достаточную для перекрытия даже широких трещин.

Самовосстанавливающиеся гели

Этот класс материалов работает по принципу обратимых химических связей. Частицы геля закачиваются в зону поглощения, где они набухают, накапливаются и «сшиваются» друг с другом в единую гелевую массу, самостоятельно «залечивая» повреждения.

Особенности данного геля:

-размер частиц от 0,1 до 5 мм;

-высокая скорость восстановления (100% восстановление механической прочности через 12 часов при температуре выше 70°C);

-температурная стойкость до 140°C;

-не набухает в буровом растворе, сохраняя высокую прочность;

-давление герметизации зоны поглощения - более 12 МПа для трещин раскрытием 1-5 мм.

В отличие от традиционных наполнителей, работающих по принципу «частица-к-трещине» (требуется точное попадание), гели адаптируются к любой геометрии канала поглощения и создают монолитную пробку за счет химического связывания частиц между собой [3].

Сравнительная характеристика интеллектуальных наполнителей представлена в таблице

Таблица - Характеристика интеллектуальных наполнителей

Параметры	**Термопластич-ные кольматанты**	**Полимеры с эффектом памяти формы**	**Самовосстанавлив ающиеся гели**
Механизм активации	температура размягчения	температура выше температуры активации	химические связи
Максимальный размер трещин	любая (за счет текучести)	до 12 мм	1-5 мм
Температура применения	60-200°C	до 180°C	до 140°C
Раствори-мость	в углеводородах	нет	нет

Можно сделать вывод, что интеллектуальные наполнители представляют собой следующий шаг в эволюции методов борьбы с поглощениями. В отличие от традиционных материалов, они не просто «затыкают» трещину подходящей по размеру частицей, а активно адаптируются к геометрии канала поглощения, изменяя свои свойства под воздействием пластовых условий.

Наибольший промышленный потенциал на сегодня имеют термопластичные кольматанты, уже прошедшие испытания на российских месторождениях.

Полимеры с эффектом памяти формы и самовосстанавливающиеся гели пока находятся на стадии лабораторных исследований, но демонстрируют впечатляющие результаты, особенно в части герметизации широких трещин (до 12 мм), недоступных традиционным методам. Дальнейшее развитие технологий и снижение стоимости производства откроют дорогу для широкого внедрения «умных» материалов в практику бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крылов В.И., Сухенко Н.И. Борьба с поглощением при бурении скважин. - М.: Недра, 1968. - 165 с.
2. Предеин А., Мелехин А. и др. Разработка сшивающегося тампонажного изоляционного материала «СТИМ» // ПермНИПИнефть, Пермский национальный исследовательский политехнический университет. - 2024.
3. Wang C., Sun J., Long Y., Peng L., Li Y., Wang R., Qu Y., Yang X. Rapid self-healing nanocomposite gel crosslinked by LDH for lost circulation control // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. - 2024. - Vol. 695. - P. 134207.

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ТЕХНОЛОГИИ, БАРЬЕРЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В.В. Кушинов, Б.В. Каргин

Научный руководитель: старший. преподаватель В.Н.Аверкин

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: vladkusinov222@gmail.com

Аннотация. Статья посвящена трансформации нефтегазовой отрасли в условиях цифровизации и внедрения искусственного интеллекта в процессы бурения. Здесь рассматривается переход от традиционного физического труда и интуитивного управления к модели, которая опирается на анализ Big Data, использование языковых моделей и создание цифровых двойников. В работе разбираются ключевые технологические решения - например, интеллектуальные помощники с голосовым управлением и системы прогнозной аналитики, помогающие предотвращать аварии и сокращать производственные расходы. Особое внимание уделяется барьерам на пути внедрения ИИ: качеству исторических данных, проблеме понимания логики алгоритмов и вопросам кибербезопасности. В завершение делается прогноз о переходе к полной автономии буровых установок и о том, как изменится роль человека в производственном процессе.

Ключевые слова: искусственный интеллект, цифровые двойники, автоматизация и роботизация, кибербезопасность, оптимизация производства, интеллектуальное бурение.

Введение. Внедрение интеллектуальных технологий - это фундаментальный сдвиг в нефтегазовой отрасли. Мы переходим от работы, основанной на тяжелом физическом труде, интуитивных решениях и бумажной отчетности, к интеллектуальному управлению, где ключевыми ресурсами становятся данные и алгоритмы. Искусственный интеллект выполняет роль центра управления, перерабатывая массивы Big Data в режиме реального времени и позволяя не просто реагировать на нештатные ситуации, а предотвращать их, одновременно оптимизируя производственные процессы

Актуальность. Нефтегазовая отрасль отказывается от тяжёлого физического труда в пользу интеллектуального управления. Причина проста: ошибки здесь слишком дорогие, а эффективность и безопасность выходят на первый план. Внедрение ИИ позволяет: предотвращать дорогостоящие аварии (например, прихваты инструмента) до их наступления. Сокращать время проходки на 10-15%, что приносит сотни миллионов рублей дополнительной прибыли. Решать проблему дефицита кадров в отдалённых регионах через удаленное управление и автономию. Обеспечивать устойчивое развитие отрасли как фундамента мировой экономики

Цель. Анализ трансформации процессов бурения под влиянием современных технологий и определение путей перехода к подходу «цифрового месторождения». Статья призвана исследовать возможности ИИ (анализ данных, голосовые ассистенты, цифровые двойники), выявить основные барьеры на пути их внедрения

(качество данных, непрозрачность алгоритмов, киберугрозы) и спрогнозировать будущее отрасли в контексте полной автономии.

Объект: Процессы строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, рассматриваемые как сложная цифровая экосистема, включающая в себя оборудование (буровые установки), массивы данных, алгоритмы машинного обучения и персонал.

Современная буровая установка оснащена множеством датчиков, которые измеряют все: от вибрации долота и температуры бурового раствора до давления в каждом соединении труб и даже уровня шума. За одну минуту работы генерируется объём информации, сравнимый с данными небольшой библиотеки. В сумме это - типичный Big Data. ИИ выступает в роли аналитического центра, который перерабатывает эти массивы данных в реальном времени, но главное его отличие от простой автоматизации - способность к обучению. Алгоритмы машинного обучения запоминают, как возникали аварийные ситуации ранее и учатся распознавать их на самых ранних стадиях. Предположим, система ловит микроколебания давления или вибраций - для оператора это просто шум, не более, но на деле такие изменения в большинстве случаев случаются перед внештатными ситуациями. Прихват - это одна из самых распространённых, затратных и опасных аварий в бурении. Искусственный интеллект выдаёт заблаговременное предупреждение до того, как ситуация начнёт выходить из-под контроля. То есть мы не ждём аварию, а убираем саму причину. Плюс в данной ситуации, что нейросеть сама подстраивает режим бурения под конкретную породу вычисляет, какая необходима скорость вращения долота и какое давление жидкости нужны. В итоге проходка ускоряется на 10-15%. Для крупного бурового предприятия лишние 5% скорости - это уже сотни миллионов рублей прибыли в год.

Отдельная тема - промышленные версии больших языковых моделей, по типу ChatGPT, но заточенные под производство. Их обучают на реальных регламентах, технической документации, старых отчёта по авариям. И зачем это на буровой? При бурении фиксируются множество процессов-десятки и, если вдруг срочно понадобилась информация по параметрам закачки или данные по датчикам давления, или наработка или частота отказа оборудования. Ранее на поиски уходило драгоценное время - лезть в архивы, сводить данные, в предлагаемой модели эту роль возьмет на себя ИИ-ассистент, как помощник, который готов для выполнения этих задач. Специалист задаёт вопрос голосом - а это в его работе принципиально: руки на рычагах, взгляд на экранах. Система за секунду пролистывает терабайты данных, выдаёт конкретный ответ, показывает источник и сразу выдаёт алгоритм решения, причем в нескольких вариантах. Голосовое управление становится реально рабочим инструментом. Это снижает нагрузку на человека, уменьшает риск ошибки при ручном вводе и позволяет сосредоточиться на контроле, а не на рутинных операциях.

Несмотря на впечатляющие возможности, путь к повсеместному внедрению ИИ в бурении усеян различными препятствиями - отрасль достаточно консервативна, и цена ошибки измеряется - человеческими жизнями и экологическими катастрофами а не просто миллионами затратами, поэтому сегодня выделяют три главных барьера.

Проблема качества данных: риски ошибочных рекомендаций при загрузке неверной информации: В цифровизации действует «золотое правило»: мусор на входе - мусор на выходе. ИИ может быть сколь угодно совершенным но, если в него загружены некорректные данные, его рекомендации будут такими же.

Проблема в том, что исторические данные в нефтегазовых компаниях часто хаотичны. В течение десятилетий параметры записывались в разных форматах: где-то в бумажных журналах, где-то в устаревших базах данных, где-то в Excel-таблицах, которые правили десятки разных людей. В этих данных полно пропусков, дублирований и откровенных ошибок. Представьте: нейросеть обучают на данных о бурении в Западной Сибири, но из-за путаницы в маркировке скважин она «съедает» данные с другого месторождения с совершенно иной геологией. В итоге она может выдать рекомендацию, которая для одного пласта оптимальна, а для другого приведет к аварии. Поэтому сегодня компании вынуждены тратить до 70–80% бюджета цифровой трансформации не на сами алгоритмы ИИ, а на управление данными. Это рутинная и сложнейшая работа: унифицировать форматы, очистить архивы, настроить контроль качества на этапе ввода. Без этого «цифровой мозг» просто не сможет работать корректно.

Сложность понимания ИИ: «черный ящик» и недоверие инженеров к непрозрачным решениям алгоритмов: Большинство современных мощных моделей ИИ, особенно нейросетей, работают по принципу «черного ящика». На входе - данные, на выходе - решение. Но объяснить, почему алгоритм принял именно такое решение, часто невозможно даже разработчикам. Для инженера-буровика это серьезная проблема. Он привык опираться на четкую физику, формулы и логику. Если система говорит: «Снизьте нагрузку на долото на 12%», инженер спросит: «Почему?» Если ИИ не может дать внятного объяснения, человек просто проигнорирует рекомендацию. И будет прав, потому что отвечает за безопасность своей головой, а не договором с вендором софта. Это явление получило название «проблема интерпретируемости». Без доверия со стороны пользователей даже самая умная система остается бесполезной. Решением для этой задачи является - развитие объяснимого ИИ. Компании начинают ставить системы, которые не просто выдают команду, а поясняют.

Пример ответа: «Я предлагаю это, потому что заметил аномалию в давлении, она совпадает с тремя прошлыми внештатными ситуациями на соседних скважинах». Как только человек видит понятную логику - он начинает доверять.

Угрозы взлома: кибербезопасность как критический фактор при росте числа подключенных устройств: Раньше буровая была - физически и информационно изолированный объект. Что бы нарушить ее деятельность, нужно было проникнуть на её территорию. Сейчас буровая - это цифровая экосистема, десятки датчиков, контроллеры, спутниковая связь - всё это соответственно в сетях, а каждое новое подключённое устройство - ещё одна дверь для хакеров.

Атаки на промышленные объекты (ICS/SCADA) это уже не теория. Бывали случаи, когда хакеры останавливали трубопроводы, блокировали данные нефтесервисных компаний и требовали выкуп. Для буровой кибератака - это не просто утечка коммерческой тайны. В худшем варианте злоумышленники могут перехватить или влиять на управление буровым оборудованием: изменить параметры, отключить системы и тем самым спровоцировать аварию, которая может перерасти в апокалипсис. Последствия - человеческие жертвы, экологическая катастрофа, остановка производства. Поэтому кибербезопасность сегодня так же критична, как и механическая надежность оборудования. Компании вынуждены строить многоуровневую защиту: сегментировать сети, использовать системы обнаружения вторжений с постоянным обновлением, жёстко ограничивать удалённый доступ и

регулярно тренироваться отражать атаки. Вопрос «умной» буровой теперь неотделим с вопросом о ее защищенности.

Отдельно стоит сказать про цифровые двойники - Digital Twins. Это не просто 3D-модель месторождения. Это точная виртуальная копия, которая в реальном времени синхронизирована с физическим объектом. Датчики передают состояние оборудования и пласта, и двойник живёт той же жизнью, что и реальная установка. Зачем это нужно? Главный плюс можно безопасно экспериментировать. Инженеры прогоняют на двойнике любые сценарии, которые опасно или невозможно проверить в живую. Например, ИИ моделирует на двойнике: рост вибрационных нагрузок, или преждевременный износ и быстрое стирание долота, изменение давления и т.д., если предлагаемые результаты решений проблем безопасны - рекомендацию переносят в реальный процесс. Если модель показывает риск усугубления аварии - инженеры получают ответ без всякого ущерба для техники. Ещё цифровые двойники позволяют точно прогнозировать износ оборудования. Вместо плановых ремонтов или аварийных остановок компания переходит на обслуживание по факту. ИИ на двойнике говорит: «некое» оборудование ещё отработает 250 часов, потом вероятность отказа - 85%». Это позволяет спланировать его остановку и смену, на удобное время, без незапланированных простоев.

И последнее - меняется сам человек на буровой. Классический образ буровика в промасленной спецовке, который крутит огромные вентили и дёргает рычаги, уходит в прошлое. На его место приходит оператор высокотехнологичного центра управления. Современный буровик сидит за пультом. Вместо рычагов - джойстики и сенсорные панели. Постоянный визуальный контроль - десятки экранов с данными с датчиков и видео с камер высокого разрешения. Голосовое управление становится нормой, система сама выполняет последовательность операций, жёстко соблюдая протоколы безопасности. Это конечно требует совсем другого подхода к обучению таких специалистов. Традиционное наставничество «делай как я» уходит в прошлое. Новым инженерам нужна не только физическая сила и выносливость, а ещё умение работать с большими данными, понимать логику алгоритмов, интерпретировать подсказки ИИ и быстро принимать решения при получении нештатных ситуаций. Крупные компании уже создают корпоративные университеты и центры компетенций, где используют виртуальную реальность для подготовки персонала. Будущий оператор десятки раз в безопасной среде отрабатывает действия в критических ситуациях (Потеря подвижности инструмента, уменьшение проходки, рост давления, НГВП, и пр.) - пока реакции не станут автоматическими и при этом не рискует оборудованием, ни жизнью персонала.

Логическим итогом цифровой трансформации станет появление полностью автономных цифровых буровых установок. Здесь не будет персонала, работающего вахтами в тяжелом климате. Вместо этого - роботизированные комплексы, которые управляются удаленно в том числе из единых центров, а зачастую и вовсе работают в автоматическом режиме. Как это будет выглядеть? Центральный офис ставит задачу: пробурить скважину глубиной 4000 метров с заданными координатами. ИИ-система выполняет полный цикл задач: обработка геологических данных, проектирование траектории скважины, подбор породоразрушающего инструмента, управление буровым модулем, контроль качества тампонажных работ и материальный учет. При возникновении нештатной ситуации система либо самостоятельно стабилизирует процесс (например, изменением буровых параметров), либо направляет запрос на

вмешательство оператора, удаленного на сотни километров. Один диспетчер в центре управления возможно будет способен одновременно контролировать несколько таких автономных установок. Это не только решает проблему дефицита кадров в удаленных регионах, но и кардинально повышает безопасность - люди перестают находиться в опасной зоне. Понятно, что полная автономия - это не завтра, но это реалии ближайших десятилетий. При этом не только технологии должны дорасти, но и нормативная база, стандарты безопасности и, главное, психология людей, и первые шаги уже есть: «умные» буровые, где большинство рутинных операций делает автоматика, а человек остаётся наблюдателем и подстраховывает уже в разработке и тестировании.

Цифровое бурение на базе искусственного интеллекта - это новый стандарт, который будет определять, какие компании выживут и останутся в лидерах в ближайшие десятилетия. Нефтегазовая отрасль проходит через фундаментальный сдвиг: от тяжелого физического труда, бумажных отчетов и интуитивных решений - к интеллектуальному управлению, где главный ресурс не сталь и трубы, а данные и алгоритмы. ИИ становится тем самым «мозгом», который связывает вместе десятки датчиков, многолетний опыт инженеров и строгие требования экономики с безопасностью. Да, барьеров достаточно много и в первую очередь это качество данных - гигантская работа по наведению порядка в своём же «информационном хозяйстве». «Чёрный ящик» нейросетей заставляет искать способы сделать ИИ прозрачным и понятным для человека. Рост числа подключённых устройств обостряет кибербезопасность - она теперь на том же уровне, что и физическая охрана объекта, но у всего этого есть решения. Компании, которые последовательно внедряют цифровые двойники, перестраивают обучение персонала и делают ставку на роботизацию, уже сегодня получают реальную отдачу: аварийность падает, время бурения сокращается, затраты на обслуживание оборудования снижаются. В конечном счёте внедрение ИИ в бурении - это не просто про прибыль, это про безопасность людей, которые перестают работать в условиях, угрожающих жизни, а также про устойчивое развитие отрасли, которая, несмотря на все разговоры о «зелёной энергетике», пока остаётся фундаментом мировой экономики. Те, кто смогут перешагнуть через текущие препятствия и построить по-настоящему цифровое месторождение, получат не просто конкурентное преимущество, они создадут новую реальность, где буровая работает сама, а человек занимается контролем, управлением и решением творческих задач, которые действительно требуют ума и живых навыков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ЦИФРОВАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЭКОСИСТЕМЫ - 2018. https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovaya-modernizatsiya-neftegazovoy-ekosistemy-2018
2. Объяснимый ИИ (XAI) и доверие инженеров https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0004370218305988?via%3Dihub
3. Интеллектуальные системы в бурении скважин https://cyberleninka.ru/article/n/intellektualnye-sistemy-v-burenii-skvazhin
4. «Цифровой двойник в нефтегазовой отрасли » https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovoy-dvoynik-v-neftegazovoy-otrasli-shag-k-optimizatsii-ili-illyuziya-progressa

5. Трансформация HR-технологий в нефтегазовом секторе: внедрение искусственного интеллекта https://cyberleninka.ru/article/n/transformatsiya-hr-tehnologiy-v-neftegazovom-sektore-vnedrenie-iskusstvennogo-intellektapdc-concave-bitновое-слово-в-буровых-тех/#content
6. Цифровые компетенции персонала и их влияние на развитие кадрового менеджмента организаций https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovye-kompetentsii-personala-i-ih-vliyanie-na-razvitie-kadrovogo-menedzhmenta-organizatsiy

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БУРОВЫХ ДОЛОТ В РОССИИ

Д.А. Павлов, А.Д. Бурков, Б.В. Каргин

Научный руководитель: Старший преподаватель кафедры БНГС В.Н. Аверкин

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: *ddimonlimon54@yandex.ru*

Аннотация. В статье рассмотрены задачи по эффективности разрушения горных пород при строительстве нефтяных и газовых скважин. Проведён анализ основных типов долот, используемых в России: шарошечных и армированных резцами PDC. Приведены их достоинства и недостатки, особенности применения в различных геолого-технических условиях. Включены официальные общедоступные данные о ключевых производителях породоразрушающего инструмента: АО «Волгабурмаш», ООО «Уфабурмаш» (ГК «Бурсервис»), ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» (PetroBits™). Рассмотрены региональные аспекты использования долот (Западная и Восточная Сибирь). Проанализированы современные разработки и перспективные конструкции, включая антивибрационное двухъярусное долото, резцы PDC с двойной фаской, высокоэффективные гидромониторные насадки, а также практические результаты внедрения инноваций. Сделаны обобщенные выводы о тенденциях в развитии рынка бурового породоразрушающего инструмента в России.
Ключевые слова: бурение, нефтегазовая скважина, шарошечное долото, PDC долото, эффективность бурения, породоразрушающий инструмент.

Введение в проблему

Долото в бурении, является основным инструментом, разрушающим горную породу на забое скважины. От его конструкции, типа вооружения и соответствия геологическим условиям напрямую зависят технико-экономические показатели строительства скважины: механическая скорость бурения, проходка на долото, стоимость метра проходки и, в конечном итоге, сроки ввода месторождения в эксплуатацию. Проблема выбора оптимального типа долота относится к числу ключевых в нефтегазовой отрасли, поскольку неправильно подобранный инструмент способен вызвать целый ряд негативных последствий. Среди них – низкая механическая скорость бурения, увеличивающая сроки строительства; проходка за рейс; преждевременный износ или слом долота, ведущие к внеплановым СПО и росту затрат; ухудшение качества ствола скважины, выражающееся в неконтролируемом

наборе кривизны и пр. Таким образом, выбор типа долота необходимо прогнозировать ещё на ранних стадиях проектирования скважины, опираясь на данные о физико-механических свойствах горных пород в разрезе и фактических (технических) условиях бурения.

Классификация методов разрушения горных пород и типов буровых долот.

По принципу воздействия на породу все буровые долота подразделяются на три основные категории: долота дробящего действия, разрушающие породу путём ударного воздействия (раскалывания, дробления); долота режуще-скалывающего действия, которые срезают «стружку» и долота истирающего действия, работающие за счёт истирания и микрорезания. В современной практике бурения, в России доминируют два основных типа долот: PDC и шарошечные.

1. Шарошечные долота.



Рис. 1 Трехшарошечное долото с твердосплавным вооружением (НПП «БУРИНТЕХ»)

Шарошечное долото относится к инструменту дробящего типа. Его рабочими элементами являются шарошки – обычно конусообразные элементы, свободно вращающиеся на опорах (лапах) и оснащённые зубьями или твердосплавными вставками (инденторы). В процессе бурения зубья внедряются в породу под осевой нагрузкой буровой колонны. Разрушение происходит за счёт дробления и скалывания, возникающих в процессе перекатывания шарошек по забою. Выбор шарошечных долот сводится к подбору типа вооружения (стальное фрезерованное или твердосплавные зубки) и конструкции опорного узла - герметизированная маслонаполненная или открытая (реже), выбираемая исходя из твёрдости и абразивности пород.

К основным преимуществам шарошечных долот относят их универсальность. Они эффективно работают в породах практически любой твёрдости – от мягких глин и песков до весьма крепких известняков, доломитов и гранитов. Кроме того, по сравнению с PDC-долотами, эти долота менее чувствительны к осевому вращению КНБК и продольным вибрациям, а технологии их производства и отработки достаточно хорошо освоены. Однако наличие подвижных частей, а именно опор шарошек (подшипников), становится уязвимым узлом, ограничивающим ресурс долота, особенно при высоких оборотах, характерных для современных винтовых забойных двигателей и роторных управляемых систем. Шарошечные долота (Рис.1) уступают PDC, по механической скорости проходки в мягких и средних породах, а сложность конструкции, включающей множество элементов (шарошки, зубки, подшипники, уплотнения) , повышает риск их отказа.

На российском рынке несомненным лидером в производстве шарошечных долот является АО «Волгабурмаш» (г.Самара). Компания выпускает широкую номенклатуру шарошечных долот диаметром от 95,3 до 660,4 мм– более 600 типоразмеров. Продукция АО «Волгабурмаш» широко используется многими нефтяными компаниями России. В число клиентов входят ПАО «НК «Роснефть»,

ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром нефть». Другие компании, такие как ГК «Бурсервис» и ГК «Технологии ОФС», также имеют в своём ассортименте шарошечные долота, однако их основная специализация смещена в сторону PDC-инструмента. Также производством шарошечных долот занимается ООО НПП «БУРИНТЕХ» (г. Уфа). Компания выпускает трёхшарошечные долота первого и второго классов в корпусном и секционном исполнениях, диаметром от 58,0 мм до 660,4 мм.

2. Лопастные долота PDC

Лопастные долота, армированные резцами PDC (Рис.2), относятся к инструменту режуще-скалывающего действия. Корпус долота (стальной или матричный) оснащён неподвижными лопастями, в которые запрессованы резцы из поликристаллических алмазов. Эти резцы работают по принципу срезания стружки, подобно токарному резцу. В процессе бурения долото разрушает породу за счёт высокоскоростного вращения и осевой нагрузки, обеспечивая непрерывное резание забоя. Основные требования к современным PDC-долотам включают высокую термостойкость и износостойкость резцов, оптимизированную гидравлику для очистки забоя от шлама и охлаждения резцов, а также конструкцию лопастей, гарантирующую стабильность хода долота.

Преимущества долот PDC проявляются в высокой механической скорости бурения. Они способны работать на забое более 300 часов, обеспечивая проходку в несколько тысяч метров. Например, в Западной Сибири одним долотом PDC возможно пробурить интервал под эксплуатационную колонну длиной 1500–2500 м последовательно в нескольких скважинах. Отсутствие трущихся деталей в забое (все элементы жёстко закреплены на корпусе) повышает надёжность. Однако резцы PDC хрупки и могут скалываться при интенсивных крутильных колебаниях. В твёрдых абразивных породах эффективность PDC резко падает, они быстрее изнашиваются. Кроме того, повреждённые резцы, как правило, не подлежат замене в полевых условиях.

Рынок PDC-долот в России сегодня представлен несколькими крупными игроками, между которыми распределены основные производственные мощности.

АО «Волгабурмаш» выпускает более 350 конструкций PDC-долот. При проектировании применяется 3D-моделирование (Siemens NX), учитывающее все аспекты работы долота и его взаимодействия с породой и буровым раствором. Компания ведёт постоянную работу по улучшению гидравлики PDC-долот: анализ математической модели потока бурового раствора помогает выбирать оптимальное количество и размер насадок, их расположение и конструкцию проточных каналов для предотвращения кавитационного износа.



Рис. 2 Долото PDC 146,1 UBM 513 MD.01 (ООО «Уфабурмаш»)

ООО «Уфабурмаш» – один из ведущих российских производителей породоразрушающего инструмента. Компания основана в 2010 году, располагает современным парком металлообрабатывающего оборудования и выпускает широкую линейку PDC-долот для различных геологических условий. При проектировании специалисты применяют систему «Компас-3D» и разрабатывают индивидуальные конструктивные решения, позволяющие оптимизировать расположение резцов, балансировку лопастей и гидравлику для повышения механической скорости, и устойчивости к вибрациям. В феврале 2026 года предприятие вошло в состав Группы компаний «Бурсервис», что позволило объединить компетенции в области породоразрушающего инструмента. Продукция «Уфабурмаш» соответствует стандартам ГОСТ, РСТ и API, её заказчиками являются крупнейшие вертикально-интегрированные нефтяные компании.

ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» – ещё один значимый производитель PDC-долот под собственным брендом «PetroBits™». Завод по выпуску породоразрушающего инструмента мощностью до 1300 долот в год был открыт в 2018 году, на нём реализован полный цикл производства. С момента запуска выпущено более 3600 долот, за 2022 году произведено 1109 единиц. Продукция изготавливается небольшими партиями под конкретный регион или отдельную скважину с учётом ожидаемых условий бурения. Всего с 2015 года разработано около 500 конструкций долот в размерах от 56 мм до 508 мм, в том числе с резцами специфических форм. Компания также, является интегратором инженерных сервисных услуг, имеет филиалы в Когалыме, Усинске, Перми, обособленные подразделения в Урало-Поволжье и Восточной Сибири, собственную научно-исследовательскую лабораторию. В числе заказчиков – ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», АО «Зарубежнефть», крупные буровые компании («Евразия», «РН-Бурение», «Газпром бурение» и др.).

Помимо перечисленных выше долотных компаний, на рынке присутствуют и другие производители породоразрушающего инструмента, однако указанные компании формируют основу современного производства PDC-долот в России.

Региональная специфика применения хорошо прослеживается на примере Сибири. В Западной Сибири PDC-долота обеспечивают рост механической скорости и сокращение сроков строительства скважин. В Восточной Сибири, где геологические условия сложнее (повышенная абразивность, твёрдые породы), ведётся адаптация конструкций под местные особенности, и здесь наряду с PDC активно используются шарошечные долота.

3. Перспективные разработки и методы повышения эффективности.

Современные исследования направлены на устранение недостатков существующих конструкций и создание инструмента, способного эффективно работать в усложняющихся горно-геологических условиях. Учёными и инженерами разрабатываются новые схемы вооружения долот и применяются новые материалы.

Антивибрационное двухъярусное долото PDC (Рис.3). Специалистами разработана конструкция двухъярусного антивибрационного долота, армированного резцами PDC (патент RU № 2740954). Долото оснащено двухъярусными лопастями, расположенными под углом друг к другу, что позволяет гасить возникающие при бурении вибрации. Несимметричные режущие лопасти препятствуют повторному возникновению вибраций. Долото имеет параболический профиль и оснащено комбинированными резцами, а высокая ремонтопригодность (резьбовое соединение частей) позволяет эффективно вести бурение в мягких, средних и твердых породах. Результаты полевых испытаний подтверждают высокую эффективность долота, не имеющего аналогов во всём мире.

Усовершенствование режущей структуры для сложных условий. Специалистами Уфимского Государственного Нефтяного Технического Университета (УГНТУ) совместно с ООО НПП «БУРИНТЕХ» разработана технология применения PDC-резцов с двойной фаской для бурения в условиях Восточной Сибири. Именно это решение объединяет основную (агрессивную) фаску малой ширины, которая обеспечивает эффективное разрушение породы, и вторичную (поддерживающую) фаску с большим углом наклона, снижающая концентрацию напряжений и предохраняющая режущую кромку от сколов.

Лабораторные испытания, произведенные на ударном стенде, подтвердили высокую эффективность резцов с двойной фаской при бурении твёрдых трещиноватых пород, что позволяет существенно повысить ресурс долота в осложнённых геологических условиях.

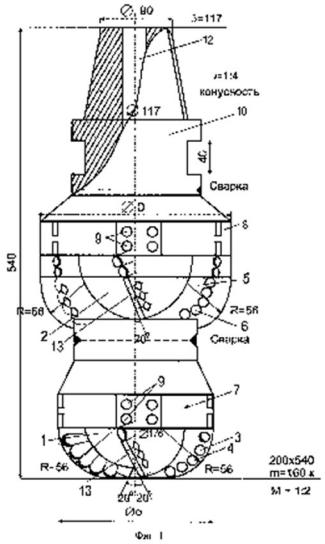


Рис. 3 Двухъярусное антивибрационное долото, армированное резцами PDC (патент RU № 2740954)

Высокоэффективные гидромониторные насадки. В Томском политехническом университете разработана новая геометрическая форма гидромониторной насадки для долот, армированных резцами PDC. С использованием гидродинамической насадки новой-модели (SolidWorksFlowSimulation) было доказано, что предложенная конструкция обеспечивает наибольшую скорость истечения промывочной жидкости по сравнению с существующими аналогами. Применение таких насадок позволяет достичь гидромониторного эффекта, улучшить очистку забоя, снизить износ инструмента и повысить рентабельность строительства скважин.

Практические результаты внедрения. Примером успешного применения новых разработок служит опыт АО «Оренбургнефть» (ПАО «Роснефть»). В феврале 2026 года компания сообщила о внедрении модернизированного дизайна долота, усиленного алмазными вставками, что

позволило увеличить максимальную скорость проходки на 16% (до 24,2 м/ч) и сократить время строительства одной скважины более чем на сутки. Внедрение разработки только на одной скважине позволило получить экономию свыше 1,3 млн рублей. Данная разработка успешно заменила иностранный аналог. В планах компании - тиражирование в других дочерних обществах компании.

Заключение.

Для качественного и компетентного выбора типа бурового долота необходим всесторонний учёт физико-механических характеристик разбуриваемых горных пород, условий бурения и особенностей конструкции инструмента.

Для мягких и средних пород, типичных для многих нефтегазоносных областей России (прежде всего Западной Сибири), наибольшую эффективность демонстрируют PDC-долота. Они дают высокие механические скорости проходки и значительный ресурс на одно долото. Именно поэтому совершенствование отечественных PDC-долот является ключевым фактором наращивания темпов строительства скважин.

В твёрдых, крепких и неоднородных по твёрдости породах (Восточная Сибирь, в т.ч. глубокое бурение), даже при высоких вибрациях сохраняют свою актуальность шарошечные долота. Их применение позволяет снизить риски поломок, связанных с хрупкостью PDC-резцов, и гарантирует проходку в сложных геологических разрезах.

Каждому из рассмотренных типов долот присущи объективные слабые стороны: у шарошечных - ограниченный ресурс опор, у PDC - хрупкость и чувствительность к вибрациям. Это требует тщательного подбора компоновок низа бурильной колонны, соблюдения режимов бурения и постоянного усовершенствования конструкций породоразрушающего инструмента.

Перспективными направлениями развития сегодня являются: создание гибридных конструкций (например, двухъярусных антивибрационных долот), применение резцов с улучшенной геометрией (двойная фаска), создание высокоэффективных гидравлических систем, с широким применением методов внедрения цифрового проектирования и моделирования. При этом приоритетная тенденция по активному импортозамещению компонентов, в том числе поликристаллических алмазных резцов.

Рынок буровых долот в России переживает этап структурной трансформации. Параллельно с традиционными лидерами формируются новые крупные производственные центры (ООО «Уфабурмаш», ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг»), что способствует росту технологической независимости и конкурентоспособности отечественного породоразрушающего инструмента.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бывшая Halliburton купила часть компании «Уфабурмаш» // GasandMoney, 2026. – URL: https://gasandmoney.ru/novosti/byvshaya-halliburton-kupila-chast-kompanii-ufaburmash/
2. Выигрышная комбинация расположения резцов PDC на породоразрушающем инструменте // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2025. — URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/882300-vyigryshnaya-kombinatsiya-raspolozheniya-reztsov-pdc-na-porodorazrushayushchem-instrumente/

3. Гельфгат М.Я., Джафаров Р.Ф. Анализ процесса оптимизации режимов бурения долотами режущего типа методом проводки опорно-технологических скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – № 3(387). – С. 30–39. – URL: http://journal.gubkin.ru/journals/construction/2025/3-387/30-39/
4. Долото PDC 444,5 UBM 616 MDG.01 // Официальный сайт ООО «Уфабурмаш». – URL: https://ufaburmash.ru/produktsiya/pdc-dolota/444-5-ubm-616-mdg-01
5. «ИСК «ПетроИнжиниринг» выпустила более 1100 буровых PDC долот PetroBits™ в 2022 году // Официальный сайт PetroBits. – 2022. – URL: https://www.petrobits.ru/news/isk-petroinzhiniring-vypustila-bolee-1100-burovykh-pdc-dolot-petrobits-v-2022-godu/
6. Ишбаев Г.Г., Мингазов Р.Р., Ковалевский Е.А., Валямов К.Р., Спесивцев А.В. Совершенствование режущей структуры долот PDC для условий Восточной Сибири // Бурение и Нефть. — 2025. — URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=119571
7. Оренбургнефть увеличила на 16% максимальную скорость проходки благодаря внедрению отечественной инновации // In-power. — 2026. — URL: https://www.in-power.ru/news/neftigaz/52503-orenburgneft-uvelichila-na-16-maksimalnuyu-skorost-prohodki-blagodarja-vnedreniyu-ote.html
8. Официальный сайт АО «Волгабурмаш» // vbm.ru — URL: https://vbm.ru
9. Проектирование долот: тонкости создания и современные подходы // Официальный сайт ООО «Уфабурмаш». — URL: https://ufaburmash.ru/information/proektirovanie-dolot
10. Третьяк А.Я., Литкевич Ю.Ф. Долота, армированные резцами PDC: парадигмы и идеи // Известия Томского политехнического университета. — 2025. — Т. 336, № 10. — URL: https://izvestiya.tpu.ru/archive/article/view/5198
11. Третьяк А.Я., Сидорова Е.В., Кривошеев К.В. Высокоэффективные гидромониторные насадки для буровых долот, армированных резцами PDC // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2025. — Т. 336, № 8. — С. 141–148. — DOI: 10.18799/24131830/2025/8/5196
12. Шарошечные долота // АО «Волгабурмаш» (страница на stmass.ru). — URL: https://stmass.ru/catalog/sharoshechnye-dolota-1001046717/
13. Буринтех. Долота шарошечные трёхшарошечные средние // Официальный сайт ООО НПП «БУРИНТЕХ». — URL: https://burintech.ru/catalog/Шарошечные_долота_трехшарошечные_средние/

УДК 622.24.05:621.039.8:621.355.9

ИЗМЕНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ОБУСТРОЙСТВУ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК В УСЛОВИЯХ ЯДЕРНОЙ ЗИМЫ В ЧАСТИ РАЗРАБОТКИ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК В ВИДЕ РАДИОИЗОТОПНОГО ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО

Ринат Ертаевич Айткалиев1, Рагим Ариф Оглы Хасаев2, Александр Анатольевич Стрельников3

1 - старший менеджер отдела организации проектно-изыскательских работ, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», г. Новый Уренгой, ул. мкр. Дружба 3
2 - д.т.н. профессор кафедры "Бурение нефтяных и газовых скважин", ГБОУ ВО "СамГТУ"
3 - Директор филиала ООО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН в г. Бузулук
Адрес регистрации : 461011, Оренбургская область, Бузулукский р-он, село Палимовка, ул. Новая, д.28

email: aitkaliev.rinat@gmail.com, rakhasaev@mail.ru

REVISION OF DESIGN SOLUTIONS FOR CLUSTER DRILLING PAD DEVELOPMENT UNDER NUCLEAR WINTER CONDITIONS: ALTERNATIVE POWER SUPPLY FOR DRILLING RIGS BASED ON RADIOISOTOPE THERMOELECTRIC GENERATORS

Rinat E. Aitkaliev[1], Ragim A. Khasaev[2], Alexander A. Strelnikov[3]

1 - Senior Manager, Department of Engineering Survey and Design Works Organization, JSC "Rospan International", Novy Urengoy, mkr. Druzhba 3
2 - Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Oil and Gas Well Drilling, Samara State Technical University (SSTU), Samara
3 - Director of Branch Office, LLC "NTC GEOTECHNOKIN", 461011, Orenburg Region, Buzuluksky District, Palimovka Village, Novaya St., 28, Buzuluk
e-mail: aitkaliev.rinat@gmail.com, rakhasaev@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена обоснованию концепции применения радиоизотопного термоэлектрического генератора (РИТЭГ) в качестве автономного источника электроснабжения критических систем кустовой буровой площадки в условиях ядерной зимы. На основе физических моделей последствий ядерного конфликта [3, 4, 5] сформирован набор исходных данных для проектирования: снижение температуры до −40…−50 °C, падение инсоляции до 1–10% от нормы, продолжительность активной фазы 6–24 месяца, коллапс транспортной инфраструктуры. Показано, что указанные условия исключают применение традиционных дизельных электростанций как основного источника

энергообеспечения вследствие необеспечимости топливного снабжения и деградации дизельного топлива при отрицательных температурах. Проведена классификация нагрузок БУ-3000 по критерию жизнеобеспечения площадки: критические системы (освещение, КИП, связь, противопожарная защита, аварийное управление устьевым оборудованием) суммарной мощностью 18–32 кВт выделены как целевой потребитель для резервного автономного источника. Выполнен расчёт необходимого количества модулей РИТЭГ для покрытия заявленной нагрузки с учётом деградации изотопа-источника. Проведено сравнение РИТЭГ и дизельного генератора по восьми критериям. Предложены изменения в генплан кустовой площадки. Сформулированы нормативные коллизии между действующей регуляторной базой и предлагаемыми проектными решениями.

Ключевые слова: ядерная зима, кустовая площадка, энергообеспечение, РИТЭГ, радиоизотопный термоэлектрический генератор, автономное электроснабжение, буровая установка, экстремальные климатические условия, нормативное проектирование

Abstract. The article presents a conceptual justification for the application of a radioisotope thermoelectric generator (RTG) as an autonomous power source for critical systems of a cluster drilling pad under nuclear winter conditions. Based on physical models of nuclear conflict consequences [3, 4, 5], a set of design input data has been established: temperature decrease to −40…−50 °C, insolation reduction to 1–10% of normal, active phase duration of 6–24 months, and transport infrastructure collapse. It is demonstrated that these conditions preclude the use of conventional diesel power stations as a primary energy source due to the impossibility of fuel supply logistics and diesel fuel degradation at subzero temperatures. A load classification for the BU-3000 drilling rig based on the life-support criterion is performed: critical systems (lighting, instrumentation, communications, fire protection, emergency wellhead equipment control) with a total capacity of 18–32 kW are identified as the target consumer for a backup autonomous source. The required number of RTG modules to cover the stated load, accounting for isotope source degradation, is calculated. An eight-criterion comparison of RTG versus diesel generator is conducted. Modifications to the cluster pad master plan are proposed. Regulatory conflicts between the current legislative framework and the proposed engineering solutions are formulated.

Keywords: nuclear winter, cluster drilling pad, power supply, RTG, radioisotope thermoelectric generator, autonomous power supply, drilling rig, extreme climatic conditions, regulatory engineering design

1. ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение непрерывного электроснабжения кустовой буровой площадки относится к базовым условиям безопасной эксплуатации скважин: отключение питания систем контроля и управления устьевым оборудованием, противопожарной защиты и аварийной сигнализации создаёт непосредственный риск неконтролируемого газонефтеводопроявления (ГНВП) и последующей аварии. В штатных условиях эксплуатации месторождений Западной Сибири и арктической зоны данная задача решается дизельными электростанциями (ДЭС) суммарной установленной мощностью 800–2 500 кВт с регулярным завозом топлива автотранспортом или вертолётным снабжением [1, 2].

Существующая проектная документация на обустройство кустовых площадок разрабатывается в соответствии с требованиями СП 34-116-97 и ВСН 51-3/2.38-85 применительно к климатическим условиям района расположения месторождения без учёта сценариев глобальных геополитических катастроф, полностью разрушающих логистическую инфраструктуру. Вопрос адаптации проектных решений к условиям ядерной зимы в технической литературе по нефтегазовому инжинирингу не рассматривался ни в отечественных, ни в зарубежных источниках, что формирует чёткую исследовательскую лакуну.

Совокупность физических параметров ядерной зимы — аномальное снижение температуры, многомесячное затемнение атмосферы, коллапс транспортных сетей — принципиально меняет приоритеты при выборе источника энергоснабжения. В условиях, когда доставка дизельного топлива на промысел невозможна на протяжении 6–24 месяцев, единственным инженерным решением, не требующим внешнего топливоснабжения на протяжении всего расчётного срока эксплуатации, является радиоизотопный термоэлектрический генератор (РИТЭГ) — устройство, преобразующее теплоту радиоактивного распада изотопа-источника в электроэнергию посредством термоэлектрического эффекта Зеебека.

Настоящая статья преследует следующие цели: (1) формализовать параметры ядерной зимы как исходные данные для проектирования системы энергоснабжения кустовой площадки; (2) обосновать классификацию электрических нагрузок буровой установки с выделением критических потребителей; (3) выполнить расчётное обоснование применения РИТЭГ для покрытия критической нагрузки; (4) предложить изменения в проектные решения по обустройству кустовой площадки.

2. МЕТОДОЛОГИЯ И ПАРАМЕТРЫ ЯДЕРНОЙ ЗИМЫ КАК ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

2.1 Физическая модель и методологические основания

Термин «ядерная зима» введён Turco et al. [3] для описания климатических последствий массированного применения ядерного оружия. Современные численные модели (Robock et al. [4]; Mills et al. [5]) уточняют масштаб явления: для сценария «регионального ядерного обмена» прогнозируется снижение температуры на 1–3 °C, для сценария «глобальной ядерной войны» — на 20–35 °C в средних широтах в течение первых 2–5 лет. Для инженерного проектирования принят промежуточный расчётный сценарий: снижение температуры на 15–25 °C в районе западносибирских месторождений (60–70° с.ш.), что при зимних фоновых значениях −20…−30 °C даёт расчётную минимальную температуру −40…−50 °C [4, 5].

Методологическая база работы сочетает два уровня анализа. На первом уровне физические параметры ядерной зимы трансформируются в инженерные исходные данные — расчётные температуры, коэффициенты деградации дизельного топлива, вероятность доступности топливоснабжения P(t). На втором уровне эти данные используются для расчёта параметров системы электроснабжения по методам нормативного проектирования нефтегазовых объектов согласно ФНП Ростехнадзора №534 от 15.12.2020.

2.2 Параметры и их проектные последствия

Таблица 1 систематизирует четыре ключевых параметра ядерной зимы применительно к задаче выбора источника энергоснабжения кустовой площадки.

Таблица 1 — Параметры ядерной зимы как исходные данные для проектирования

Параметр	Расчётное значение	Влияние на энергосистему
Температура воздуха (поверхностный слой)	−20…−40 °C до −50 °C в арктических зонах	Рост тепловой нагрузки обогрева на 40–60%; деградация дизельного топлива при −30 °C и ниже
Солнечная радиация (снижение инсоляции)	1–10% от нормы до 6–12 месяцев	Солнечная генерация — неприменима; ветрогенерация затруднена обледенением
Продолжительность (активная фаза)	6–24 месяца по моделям Turco et al., 1983	Запас дизтоплива на срок >6 мес. нереализуем логистически; требуется автономный источник
Состояние логистики (транспортная сеть)	Частичный/полный коллапс инфраструктуры	Регулярный завоз топлива невозможен; РИТЭГ не требует топливоснабжения весь ресурс

Источники: Turco et al. [3], Robock et al. [4], Mills et al. [5]

Температурный режим. При температуре ниже −30 °C дизельное топливо марок Л и З переходит в состояние, при котором вязкость достигает значений, исключающих стабильную работу форсунок и топливных насосов без специальных систем подогрева [6]. Нижний температурный порог текучести для арктической марки А составляет −55 °C, однако при −50 °C вязкость возрастает до 7–10 мм²/с при норме 1,5–4,0 мм²/с [ГОСТ 305-2013]. Дополнительная тепловая нагрузка на систему обогрева площадки возрастает на 40–60% по сравнению со штатными условиями [18].

Солнечная радиация. По оценкам Mills et al. [5], в течение первых 6–12 месяцев поток солнечной радиации составит 1–10% от нормы. Данное значение исключает фотовольтаические системы. Ветроэнергетические установки при температуре −40…−50 °C и отсутствии регулярного технического обслуживания утрачивают надёжность вследствие обмерзания лопастей и деградации смазочных материалов подшипников.

Продолжительность активной фазы принята равной 12 месяцам как консервативная оценка [3, 4]. Запас дизельного топлива для покрытия критической нагрузки 32 кВт (КПД ДЭС 35%) составит не менее 180–220 т, что при плотности 0,84 г/см³ соответствует объёму 215–262 м³. Создание такого запаса на кустовой площадке практически нереализуемо по инфраструктурным ограничениям.

Состояние логистики. РИТЭГ не требует топливоснабжения на протяжении всего расчётного ресурса (10–30 лет), что делает его единственным технически обоснованным решением для рассматриваемого сценария.

3. АНАЛИЗ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

3.1 Структура электрических нагрузок БУ-3000

Буровая установка грузоподъёмностью 3 000 кН (класс БУ-3000) в полном технологическом режиме потребляет 900–1 200 кВт [7]. В условиях ядерной зимы выполнение полного технологического цикла бурения нереалистично: дефицит технологических жидкостей, нарушение поставки долот и бурового инструмента, невозможность вызова аварийных бригад. Целью резервного электроснабжения в рассматриваемом сценарии является обеспечение безопасного состояния скважины и жизнеобеспечение персонала площадки — аналогично «режиму безопасного останова» в атомной энергетике.

3.2 Классификация нагрузок по критерию жизнеобеспечения

На основании требований ФНП Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и анализа регламентов безопасной остановки скважины нагрузки классифицированы по двум категориям.

Категория I — критические нагрузки (отключение недопустимо) — приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Критические нагрузки кустовой площадки (Категория I)

Потребитель	Мощность, кВт
Освещение рабочих зон и аварийное освещение	4–6
КИП и автоматика (давление, температура, газосигнализация)	3–5
Система управления и мониторинга устьевого оборудования	2–4
Средства связи (спутниковая, УКВ)	1–2
Противопожарная система и система пожаротушения	2–4
Обогрев узлов КИП и арматуры (трассовый обогрев)	4–8
Минимальный обогрев операторного домика (дежурный режим)	2–3
Итого	**18–32 кВт**

Категория II — технологические нагрузки (допускают отключение при аварийной остановке): привод лебёдки, насосы, ротор, верхний привод — суммарно 880–1 168 кВт. Данная нагрузка в рассматриваемом сценарии не является целевой для РИТЭГ.

Принятое расчётное значение Ркр = 25 кВт соответствует режиму минимально достаточного электроснабжения, обеспечивающему предотвращение ГНВП и сохранение контроля над скважиной при полном прекращении технологического бурения.

4. РИТЭГ КАК АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Принцип действия и типоряд

РИТЭГ преобразует тепловую мощность радиоактивного распада изотопа-источника в электрическую энергию посредством термоэлектрических преобразователей на эффекте Зеебека. КПД современных преобразователей на основе теллурида свинца (PbTe) составляет 5–8% [8, 9]; перспективные материалы (Bi_2Te_3, $CoSb_3$, Half-Heusler сплавы) обеспечивают КПД 10–12% в лабораторных условиях [10, 19].

В качестве изотопа-источника в советских/российских наземных РИТЭГ применялся стронций-90 (^{90}Sr, $T_{1/2}$ = 28,8 лет, удельная мощность 0,93 Вт/г) — в маяках арктического побережья серии «Бета-М» [8, 11]. Электрическая мощность серийных модулей ЭЮК-500 составляет 80 Вт при тепловой мощности источника 1 500 Вт (КПД 5,3%) [11, 17].

4.2 Расчёт необходимого числа модулей

Расчётная целевая нагрузка: Ркр = 25 000 Вт. Электрическая мощность одного модуля ЭЮК-500: P_1 = 80 Вт.

Коэффициент деградации за 10 лет службы (снижение мощности ^{90}Sr):

Kdeg = 0,5^(10/28,8) = 0,79

Располагаемая мощность модуля через 10 лет: $P_{1,10} = 80 \cdot 0,79 = 63$ Вт.

Необходимое количество модулей для обеспечения нагрузки в конце расчётного периода:

$N = Pкр / P_{1,10} = 25\,000 / 63 \approx 397 \rightarrow$ принимается N = 400 модулей

Суммарная тепловая мощность источника комплекта: Qtotal = 400 · 1 500 = 600 000 Вт = 600 кВт.

Полученное число модулей отражает принципиальное ограничение нынешнего поколения РИТЭГ: низкий КПД термоэлектрических преобразователей (5–8%) обусловливает необходимость большого числа единиц. Применение перспективных преобразователей с КПД 12% сократит потребность до ~165 модулей. Альтернатива — модули на основе ^{238}Pu с тепловой мощностью 5 000 Вт и КПД 6%: электрическая мощность блока 300 Вт, необходимое число блоков ~84.

4.3 Сравнительный анализ РИТЭГ и дизельного генератора

Сравнение по восьми критериям (таблица 3) показывает, что РИТЭГ имеет решающее преимущество по четырём из них — зависимость от логистики, температурная устойчивость, ресурс, обслуживание — и уступает по регуляторному статусу и требованиям радиационной безопасности.

Таблица 3 — Сравнительный анализ РИТЭГ и дизельного генератора

Критерий	РИТЭГ	Дизельный генератор
Зависимость от топливоснабжения	Отсутствует весь ресурс	Критическая: 180–220 т/год
Работа при −40…−50 °C	Без ограничений	Требует подогрева топлива; риск отказа масл. системы
Расчётный ресурс	10–30 лет (по изотопу)	4 000–8 000 моточасов; ТО каждые 500 ч
Потребность в обслуживании	Минимальная; нет расходных материалов	Высокая: масло, фильтры, свечи, запчасти
Выбросы в атмосферу	Отсутствуют	CO_2, NO_x, сажа
Регуляторный статус в РФ	Ограничен; требует лицензии Росатома	Стандартное применение
Радиационная безопасность	Требует защитного экранирования и зон доступа	Стандартные требования ПБ
ТСО за 10 лет (25 кВт)	Высокие кап. затраты; нулевые операц. затраты	Низкие кап. затраты; ~22,5 млн руб. операц.

5. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО АДАПТАЦИИ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ

5.1 Изменения в генеральный план

Комплект из 400 модулей ЭЮК-500 (габариты 160×300 мм, масса 14 кг [11]), размещённых в блок-контейнерах по 20 штук, образует 20 контейнеров суммарной массой ~13 т и площадью не менее 60–80 м². Площадка размещается на удалении не менее 50 м от производственных объектов и жилых блок-боксов согласно НРБ-99/2009.

Система токосбора. Постоянный ток с выхода модулей преобразуется инверторными стойками до напряжения 380 В переменного тока и подаётся на щит критических нагрузок площадки. Кабельная разводка прокладывается в земле (глубина не менее 0,7 м) или по эстакаде с обогреваемыми кабель-каналами.

Защитное экранирование. Каждый блок-контейнер оснащается свинцовым экраном толщиной 20–30 мм и бетонным обвалованием высотой 1,0–1,5 м. Мощность экспозиционной дозы на внешней поверхности ограждения не должна превышать 2,5 мкЗв/ч (граница зоны строгого режима по НРБ-99/2009 [13]).

Мониторинг. Непрерывный дозиметрический контроль внешней границы площадки — минимум 4 стационарных детектора с выводом сигнала на щит управления операторного домика.

5.2 Нормативные коллизии

Федеральный закон №170-ФЗ «Об использовании атомной энергии» [15] устанавливает обязательность лицензии Росатома на обращение с радиоактивными веществами. Получение такой лицензии нефтегазовой компанией потребует создания специализированного подразделения по радиационной безопасности.

СП 2.6.1.2612-10 [14] и НРБ-99/2009 [13] устанавливают требования к персоналу, работающему с источниками ионизирующего излучения. Буровые бригады в штатном составе не имеют соответствующей квалификации. Типовые проектные решения по обустройству кустовых площадок (ВСН 51-3/2.38-85 [16]) не содержат требований к размещению радиационно-опасных объектов.

Практическая реализация в мирное время требует комплексных изменений нормативной базы и системы подготовки персонала. В условиях ядерной зимы при коллапсе государственных регуляторных институтов данные ограничения носят декларативный характер, что само по себе является аргументом в пользу заблаговременного нормативного урегулирования.

6. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Расчёт ТСО варианта ДЭС

Удельный расход топлива ДЭС при нагрузке 25 кВт и КПД $\eta = 0{,}35$:

$$\mathbf{G_{топл} = P_{кр} / (\eta \cdot Q_н) = 25 / (0{,}35 \cdot 11{,}8) = 6{,}06\ кг/ч \approx 53\ т/год}$$

где $Q_н = 11{,}8$ кВт·ч/кг — удельная теплота сгорания дизельного топлива [ГОСТ 305-2013 [6]]. За 10 лет непрерывной работы суммарное потребление составит 530 т. При цене дизельного топлива в арктической зоне ~28 000 руб./т [12]: $С_{топл,10} = 530 \cdot 28\,000 = 14{,}84$ млн руб. С учётом стоимости ДЭС (~3,5 млн руб.) и ТО (~4,2 млн руб.) итого ТСО варианта А ≈ 22,5 млн руб. — нижняя граница без учёта затрат на подогрев топлива и аварийные ремонты при −40…−50 °С.

6.2 Критерий логистической независимости

Стоимостной анализ меняется кардинально при введении переменной $P(t)$ — вероятности доступности топливоснабжения. При $P(t) = 0$ (коллапс логистики) полезность варианта А обращается в нуль вне зависимости от его номинального ТСО. РИТЭГ сохраняет расчётную мощность $P = 1{,}0$ в течение всего ресурса при любом состоянии внешней инфраструктуры.

РИТЭГ следует рассматривать не как экономическую альтернативу ДЭС в штатных условиях, а как страховой инструмент категорийной надёжности — аналогично резервному источнику питания атомной электростанции, оцениваемому исключительно по критерию обеспечения безопасного останова реактора. Решение об экономической целесообразности лежит в плоскости стратегии обеспечения критической инфраструктуры нефтегазового комплекса в условиях чрезвычайных обстоятельств, а не операционной экономики.

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Параметры ядерной зимы — снижение температуры до −40…−50 °C, падение инсоляции до 1–10% от нормы, продолжительность активной фазы не менее 12 месяцев, коллапс транспортной инфраструктуры — в совокупности исключают применение ДЭС как надёжного источника электроснабжения кустовой буровой площадки в рассматриваемом сценарии.

Классификация нагрузок БУ-3000 по критерию жизнеобеспечения площадки выявила целевую нагрузку критических систем 18–32 кВт (расчётное значение 25 кВт), обеспечивающую функционирование КИП и автоматики, аварийного управления устьевым оборудованием, противопожарной защиты и минимального обогрева.

Расчёт подтвердил: для покрытия нагрузки 25 кВт при применении серийных модулей ЭЮК-500 (^{90}Sr, 80 Вт) необходим комплект из 400 модулей с учётом деградации за 10 лет. Применение модулей на основе ^{238}Pu позволит сократить потребность до ~84 блоков.

Предложенные изменения в генплан площадки требуют разработки специальных технических условий с согласованием в Ростехнадзоре и Роспотребнадзоре, а также получения лицензии Росатома. Нормативное урегулирование данного вопроса в превентивном порядке является самостоятельной государственной задачей.

Направления дальнейших исследований: разработка методики выбора изотопа-источника в зависимости от расчётного срока автономной работы; проектирование системы токосбора для условий кустовой площадки; оценка применимости РИТЭГ с КПД 10–12% для сокращения числа модулей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И. Буровые промывочные жидкости / А.И. Булатов, П.П. Павленко, В.И. Проселков. — М.: Недра, 2018. — 536 с.

2. Шенбергер В.М. Строительство скважин в арктических условиях / В.М. Шенбергер. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 312 с.

3. Turco R.P. Nuclear winter: global consequences of multiple nuclear explosions / R.P. Turco, O.B. Toon, T.P. Ackerman, J.B. Pollack, C. Sagan // Science. — 1983. — Vol. 222, No. 4630. — P. 1283–1292. DOI: 10.1126/science.222.4630.1283

4. Robock A. Nuclear winter revisited with a modern climate model and current nuclear arsenals: still catastrophic consequences / A. Robock, L. Oman, G.L. Stenchikov // Journal of Geophysical Research: Atmospheres. — 2007. — Vol. 112. — D13107. DOI: 10.1029/2006JD008235

5. Mills M.J. Multidecadal global cooling and unprecedented ozone loss following a regional nuclear conflict / M.J. Mills, O.B. Toon, J. Lee-Taylor, A. Robock // Earth's Future. — 2014. — Vol. 2, No. 4. — P. 161–176. DOI: 10.1002/2013EF000205

6. ГОСТ 305-2013. Топливо дизельное. Технические условия. — М.: Стандартинформ, 2014.

7. Калинин В.В. Электрооборудование буровых установок / В.В. Калинин. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2016. — 248 с.

8. Бланк А.Б. Радиоизотопные источники тока / А.Б. Бланк, Б.И. Семёнов. — М.: Атомиздат, 1976. — 192 с.

9. Rowe D.M. Thermoelectrics Handbook: Macro to Nano / D.M. Rowe. — Boca Raton: CRC Press, 2006. — 1008 p.

10. Snyder G.J. Complex thermoelectric materials / G.J. Snyder, E.S. Toberer // Nature Materials. — 2008. — Vol. 7. — P. 105–114. DOI: 10.1038/nmat2090

11. Иофа Б.З. Радиоизотопные термоэлектрические генераторы для автономного электроснабжения / Б.З. Иофа // Атомная энергия. — 1994. — Т. 76, вып. 4. — С. 305–310.

12. Федеральная служба государственной статистики (Росстат). Цены производителей нефтепродуктов по регионам РФ, 2024. — URL: https://rosstat.gov.ru (дата обращения: 01.05.2026).

13. НРБ-99/2009. Нормы радиационной безопасности. — М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2009.

14. СП 2.6.1.2612-10. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010). — М., 2010.

15. Федеральный закон от 21.11.1995 № 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии» (в ред. от 2023 г.).

16. ВСН 51-3/2.38-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов. — М.: Миннефтегазстрой, 1985.

17. Пат. RU 2185693. Радиоизотопный термоэлектрический генератор / Карпов В.И. и др. — Опубл. 2002.

18. Голубев И.Ф. Вязкость газов и газовых смесей / И.Ф. Голубев. — М.: Физматгиз, 1959. — 376 с.

19. Yang J. Evaluation of half-Heusler compounds as thermoelectric materials based on the calculated electrical transport properties / J. Yang, H. Li, T. Wu // Advanced Functional Materials. — 2008. — Vol. 18, No. 19. — P. 2880–2888. DOI: 10.1002/adfm.200800278

20. Masetti G. Thermoelectric generator applications in oil and gas industry / G. Masetti, M. Severi // SPE-187234-MS. — 2017. DOI: 10.2118/187234-MS

21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 (в ред. от 31.01.2023). — М.: Ростехнадзор, 2023.

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЕМ КАК МЕТОД ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

О.А. Нечаева[1], Д.А. Мищенков[2]

1 - к.т.н., доцент кафедры БНГС, 2 - магистрант кафедры БНГС
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия
email: nechaevaoa@gmail.com, Mishchenkov.mitya@mail.ru

В статье изложено описание проблемы поглощения бурового раствора при бурении скважин, перечислены основные причины этого осложнения и традиционные методы борьбы с ним (наполнители, тампонирование, перекрывающие устройства), рассмотрена технология бурения с управляемым давлением (MPD): дано её определение, указаны отличия от традиционного бурения, приведена формула забойного давления, описано оборудование (ротационный предотвратитель выбросов, дроссельный манифольд, система автоматического управления, расходомеры, насос противодавления) и принцип его работы. Также представлен практический пример применения MPD.

Ключевые слова: поглощение, порода, наполнители, пачка, тампонирование, давление.

Поглощение бурового раствора относится к числу наиболее распространённых осложнений в процессе бурения скважин. В связи с этим в данной работе сначала будет дано определение этому явлению и проведён анализ существующих методов борьбы с ним, после чего детально рассмотрено оборудование, используемое для ликвидации поглощений.

Поглощение промывочной жидкости - это осложнение, характеризующееся полной или частичной потерей промывочной жидкости в скважине в процессе бурения [1].

При поглощении:

-нарушается циркуляция бурового раствора;

-ухудшается промывка скважины;

-увеличивается расход времени, материалов и реагентов на приготовление новых объемов раствора.

Основные причины поглощения бурового раствора:

-давление столба жидкости в скважинном стволе выше давления пласта;

-свойства и характеристики раствора для бурения, добавки, воздействующие на его качество.

Среди методов ликвидации поглощения бурового раствора выделяются наиболее эффективные:

-добавление наполнителей при приготовлении бурового раствора (деревянные опилки, шелуха семян);

-тампонирование;

-использование перекрывающих устройств (эластичных сетчатых конструкций, расширяющихся под воздействием тампонажной смеси и перекрывающих трещины) [2].

Помимо перечисленных методов, стоит рассмотреть способ, который позволяет предотвращать и ликвидировать поглощения бурового раствора в аномальных условиях.

Схема расположения оборудования для бурения с управляемым давлением представлена на рисунке 1.

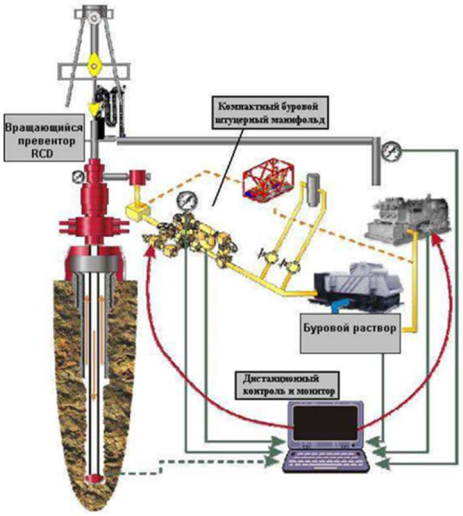


Рис. 1 - Оборудование для бурения с управляемым давлением

Бурение с управляемым давлением (MPD - More Pressure Drilling) - это адаптивная технология бурения скважин, которая позволяет точно контролировать давление в затрубном пространстве (на забое скважины) в режиме реального времени.

В отличие от традиционного бурения, где давление регулируется в основном плотностью бурового раствора (пассивный метод), данная технология использует замкнутую циркуляционную систему и активно управляет противодавлением на устье скважины [3]. Это позволяет динамически поддерживать давление в узком «окне безопасности» между давлением поглощения и давлением гидроразрыва пласта.

Технология применения управляемого давления позволяет:

-предотвращать поглощения (поддерживается давления ниже градиента поглощения);

-способствует раннему обнаружению осложнений (система фиксирует дисбаланс потока на входе и выходе за секунды);

-осуществлять бурение в несовместимых зонах (предоставляет возможность проходить интервалы, где окно бурения сужено до минимума);

-сохранять продуктивность скважины (отсутствие необходимости закачки твердых частиц в пласт) [4].

В традиционном бурении буровой раствор выходит из скважины на открытый желоб и далее в систему очистки. Давление на устье равно атмосферному.

При работе по данной технологии устье герметизируется с помощью специального устройства - ротационного предотвратителя выбросов. Буровой раствор после выхода из скважины направляется через дроссельный манифольд (регулируемый штуцер), который создает регулируемое противодавление.

Формула забойного давления при бурении с управляемым бурением выглядит следующим образом:

$$P_{забой} = P_{гидростатическое} + P_{гидродинамическое} + P_{противодавление\ на\ устье}$$

Такая система зачастую состоит из: ротационного предотвратителя выбросов, штуцерный манифольда, системы автоматического управления, высокоточного расходомера, насоса противодавления.

Предотвратитель выбросов герметизирует устье вокруг вращающейся бурильной колонны, создавая замкнутую систему.

Дроссельный манифольд можно представить электронным регулируемым штуцером, который изменяет проходное сечение, создавая противодавление.

Система автоматического управления анализирует данные с датчиков расхода, давления и плотности в реальном времени и управляет дросселем

Расходомеры измеряют поток на входе и выходе с точностью до долей процента. Разница сигнализирует о начале поглощения или газопроявления

Насосы противодавления служат для поддержания давления при остановке основных буровых насосов (например, во время наращивания труб).

Традиционные методы (наполнители, тампоны) пытаются физически заблокировать каналы поглощения. Однако при наличии крупных трещин в буримой горной породе это не является возможным, а также повреждается коллектор, что в совокупности может способствовать временной остановке процесса бурения. Бурение на управляемом давлении действует иначе: оно не блокирует пласт, а устраняет причину поглощения - избыточное давление. Если давление в скважине ниже давления поглощения, раствор физически не может уйти в пласт независимо от размера трещин.

В 2016 году на нефтегазоконденсатном месторождении №1 были проведены опытно-промышленные работы по внедрению технологии управления давлением. Главной проблемой при бурении на этом месторождении являлись катастрофические поглощения бурового раствора в трещиноватых карбонатных коллекторах рифейских отложений - объем потерь достигал в среднем 2100 м^3 на скважину, а традиционные методы с использованием кольматирующих наполнителей оказывались малоэффективными из-за широкого диапазона размеров трещин. В рамках эксперимента было пробурено четыре скважины с применением замкнутой системы циркуляции, ротационного предотвратителя выбросов и азотной установки для снижения эквивалентной циркуляционной плотности (ECD) бурового раствора.

Применение описанной технологии оказалось крайне эффективным. На первой скважине, где производились испытания, объем поглощений бурового раствора составил 500 м^3. Данный показатель в четыре раза ниже среднего показателя по месторождению. При проведении испытаний получилось полностью отказаться от применения кольматирующих добавок.

Можно сделать вывод, что описываемая технология MPD является эффективной: обеспечиваем более гибкое управление скважиной, а также минимизирует потери от осложнений, которые связаны с давлением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крылов В.И., Сухенко Н.И. Борьба с поглощением при бурении скважин. - М.: Недра, 1968. - 165 с.
2. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. - М.: Недра, 1982. - 304 с.

3. Ясов В.Г. Ликвидация поглощений промывочной жидкости при бурении разведочных скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1982. - 100 с.
4. Ахметжан С.З., Нариков К.А., Вишневская В.Е. Приборы для исследования зон поглощения и способов их изоляции: метод. указания. - Уральск: ЗКАТУ им. Жангир хана, 2015. - 40 с.

УДК 622.24.051.5:658.5.011.4

АВТОМАТИЗАЦИЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ: ПУТЬ К БЕЗОПАСНОСТИ, СКОРОСТИ И ПРЕДСКАЗУЕМОСТИ БУРЕНИЯ

Хассан Факих, Рагим Ариф Оглы Хасаев

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
Email: Hassan.fakih.99@mail.ru

Современное развитие технологий бурения и освоения скважин характеризуется активным внедрением интеллектуальных систем управления, способных функционировать в широком диапазоне технологических условий. В последние годы в нефтегазовой отрасли наблюдается устойчивый тренд на внедрение роботизированных систем для повышения эффективности и безопасности буровых работ. Одним из перспективных направлений является разработка и внедрение роботизированных комплексов, способных выполнять спуско-подъемные операции (СПО) в автоматическом режиме.

Ключевые слова: спуско-подъемные операции, роботизация, автоматизация, автоматизированные системы управления, манипулятор, буровое оборудование, буровые операции, безопасность персонала.

В контексте автоматизации буровых операций особый интерес представляют методы, применяемые для управления манипуляционными системами андроидных роботов. Вместо непосредственного программирования траектории движения используется комплексный подход, включающий цифровую модель окружающей среды и кинематическую модель самого манипулятора. Это позволяет системе в автономном режиме генерировать оптимальные последовательности действий для достижения целевого состояния. Если распространить описанную логику на управление буровым оборудованием, появляется возможность автоматизировать целый ряд сложных технологических операций. К ним относятся, например, спуск и подъём снаряда, свинчивание и разъединение бурильных труб, а также монтаж противовыбросового оборудования - при этом участие человека-оператора сводится к минимуму [2, 6].

При создании таких систем один из центральных вопросов - достижение высокой манипулятивности и точности вывода рабочего органа в нужную точку пространства. В робототехнике степень такой точности количественно выражают через так называемый «угол сервиса» [3, 6]. Метод, предложенный Ф.Н. Притыкиным и соавторами [5, 6] и основанный на анализе текущих конфигураций механизма с последующим определением предельных значений обобщённых координат,

обеспечивающих заданную погрешность позиционирования, выглядит методологически состоятельным. Применительно к буровому оборудованию аналогом может служить обеспечение надёжного вывода инструмента в заданную точку ствола или позиционирование манипулятора при работе с трубами в условиях конкретной кинематики вышки и привода.

Результаты исследований в области виртуального прототипирования движений [5, 8] показывают: если предварительно строить траектории в цифровой среде, удаётся отсечь неоптимальные перемещения и сократить время выполнения операций. Это напрямую связано с задачей повышения эффективности буровых процессов, поскольку каждый избыточный манёвр ведёт к потере времени и дополнительному износу механической части.

Роботизация спускоподъёмных операций (СПО). Грузовая лебёдка и механизм отвода вращателя уже представляют собой готовую базу для создания роботизированного комплекса по замене буровых штанг. Если добавить систему позиционирования и манипулятор, ручной труд на этих операциях полностью исключается. Всё это напрямую повышает и эффективность, и безопасность [7].

Архитектура системы - набор модулей [4]. В основе лежат четыре взаимосвязанных робототехнических узла.

Модуль 1 - роботизированный буровой ключ (Robotic Iron Roughneck, RIR-270). Полностью автоматический электрический ключ, осуществляющий свинчивание и развинчивание бурильных труб с точным контролём момента затяжки. Позволяет убрать одну из самых опасных ручных операций.

Модуль 2 - мультиразмерный элеватор (Multi-size Elevator, MSE-350). Устройство на базе промышленного манипулятора для захвата и удержания колонны труб. Позволяет дистанционно менять вставки под разный диаметр в автоматическом режиме.

Модуль 3 - роботизированный манипулятор труб (Robotic Pipe Handler, RPH-3500). Гибкая система с 9 степенями свободы. Обеспечивает автоматическую подачу и приём труб из радиально расположенных вертикальных стеллажей. Может работать как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости без дополнительных устройств.

Модуль 4 - буровой робот (Drill-floor Robot, DFR-1500). Семиосевой манипулятор грузоподъёмностью 1500 кг. Предназначен для автоматического выполнения полного цикла действий с трубами и инструментом на буровой площадке. Основные плюсы: замена инструмента за секунды и отсутствие ручного труда.

Если объединить эти четыре модуля в одну систему управления с низкой задержкой сигнала, можно полностью убрать человека из спускоподъёмных операций и процесса строительства скважины.

Российская разработка. Отечественные инженеры тоже создали роботизированный комплекс для буровых установок [1]. Он позволяет автоматизировать процесс наращивания бурильной колонны - операцию, традиционно требующую ручного труда нескольких рабочих и отличающуюся высокой трудоёмкостью. Комплекс имитирует действия оператора с помощью электрических сервоприводов, пришедших на смену гидравлике. Особенно актуально это решение для низких температур, например, в регионах Крайнего Севера, где эксплуатация гидравлических систем серьёзно затруднена.

Интеграция с АСУ. Важный момент при внедрении робототехники - её встраивание в существующие автоматизированные системы управления (АСУ) буровыми установками [1]. Программное обеспечение и для самого робота, и для его связи с АСУ разрабатывают российские специалисты что укрепляет технологическую независимость отрасли.

По оценкам экспертов (Маслаков, Пиджаков, 2025), переход на электрические приводы повышает надёжность бурового оборудования, сокращает длительность спуско-подъёмных операций и снижает риски, связанные с человеческим фактором [1]. Опыт эксплуатации буровых установок на протяжении 80 лет подтверждает: автоматизация рутинных и тяжёлых трудовых процессов не только экономически оправдана, но и является обязательным условием развития современной буровой инфраструктуры.

Общий вывод. Роботизация буровых процессов - это естественный этап развития технологий в нефтегазовой отрасли. Внедрение роботизированных комплексов даёт четыре главных эффекта:

- улучшение условий и повышение безопасности труда персонала;
- приспособляемость оборудования к работе в суровых климатических условиях.
- увеличение производительности за счёт снижения времени на выполнение операций;
- рост уровня автоматизации буровых работ;

Таким образом, использование робототехнических решений и адаптивных систем управления - причём построенных на принципах, уже успешно отработанных в робототехнике (виртуальное моделирование, анализ мгновенных состояний, настройка манипулятивных свойств) - является стратегически важным направлением. Оно позволяет перейти от управления отдельными агрегатами к полной, комплексной автоматизации всего процесса бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ВЕСТИ-УРАЛ.РУ. На буровых установках теперь смогут работать роботы // ВЕСТИ-УРАЛ.РУ. – 2025. – 19 июня. – URL: https://vesti-ural.ru/2025/06/19/253547/.
2. Кобринский А.А., Кобринский А.Е. Манипуляционные системы роботов. – М.: Наука, 1985. – 343 с.
3. Корендясов А.И., Саламандра Б.Л., Тывес Л.И. Манипуляционные системы роботов. – М.: Машиностроение, 1989. – 472 с.
4. Материалы компании Robotic Drilling Systems AS (RDS) // URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=62448.
5. Притыкин Ф.Н. Виртуальное моделирование движений роботов, имеющих различную структуру кинематических цепей: монография. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2014. – 172 с.
6. Притыкин Ф.Н. Обобщенный метод определения угла сервиса для плоских незамкнутых механизмов манипуляторов на основе анализа мгновенных состояний // Мехатроника, автоматизация, управление. – 2014. – № 4. – С. 41–45.
7. Статья «Самоходная буровая установка СБУ-15: описание и преимущества» // Портал «Сделано у нас». – URL: https://sdelanounas.ru/blogs/141902/.

8. Denavit J., Hartenberg R. S. A Kinematic Notation for Lower-Pair Mechanisms Based on Matrices // J. Appl. Mech. – 1955. – Vol. 22. – P. 215–221.

УДК 622.24.06:681.5.015

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА БУРОВОГО РАСТВОРА

Хассан Факих, Рагим Ариф Оглы Хасаев

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
Email: Hassan.fakih.99@mail.ru

Одним из ключевых направлений повышения эффективности и безопасности процесса бурения скважин является комплексная автоматизация технологических операций, в том числе — контроля состояния бурового раствора. Буровой раствор выполняет критически важные функции: поддержание устойчивости стенок скважины, вынос шлама на поверхность, охлаждение и смазка бурового инструмента. Традиционно контроль таких параметров, как плотность, вязкость и содержание шлама, осуществляется операторами вручную с помощью периодических замеров, что не обеспечивает непрерывности мониторинга и сопряжено с риском человеческой ошибки.

Ключевые слова: буровой раствор, мониторинг, автоматизация контроля бурового раствора, параметры бурового раствора, плотность, вязкость, динамическое напряжение сдвига, безопасность.

В современных условиях строительства скважин на территории России контроль параметров буровых растворов, как правило, осуществляется инженером-технологом сервисной компании вручную. Частота проведения полного анализа, в зависимости от условий проводки скважины, варьируется от 2 до 6 раз в сутки [3]. Такой низкий уровень дискретности измерений, на фоне постоянно растущих скоростей бурения и сложности скважин, создает высокий риск отклонения параметров раствора от проектных значений. Это, в свою очередь, ведет к увеличению вероятности возникновения геологических и технологических осложнений, таких как осыпи, обвалы, поглощения и нефтегазоводопроявления, что влечет за собой значительные непроизводительные затраты времени и ресурсов [4].

В работе Билецкого М.Т., Ратова Б.Т. и Деликешевой Д.Н. (2019) подчёркивается, что спорадический характер ручных измерений не позволяет оперативно реагировать на резкие изменения свойств раствора, что может привести к серьёзным осложнениям, таким как поглощения, выбросы или прихваты бурового инструмента [1]. Авторами обоснована необходимость перехода к системам автоматического и непрерывного мониторинга, интегрированным в общий контур управления буровым процессом.

В связи с этим, актуальной задачей является разработка и внедрение роботизированных комплексов, обеспечивающих непрерывный автоматический мониторинг ключевых параметров бурового раствора в режиме, близком к реальному времени. Анализ открытых источников показывает появление на мировом рынке с 2016–2017 годов первых промышленных образцов подобных систем, таких как «Intelligent Fluids Monitoring System» (Schlumberger), «Baralogic® Density and Rheology Unit» (Halliburton) и «Mud Watcher» (OFI Testing Equipment, Inc.) [6, 7].

Преимущества таких автоматизированных комплексов являются многогранными:

1. **Кратное увеличение частоты измерений:** Системы способны выполнять от 2 до 6 замеров в час по таким параметрам, как плотность, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига и температура, что несопоставимо с ручными методами (рис. 1, 2, 3) [5].
2. **Исключение человеческого фактора:** Автоматизация процесса измерений минимизирует субъективные ошибки, связанные с ручным отбором проб и калибровкой оборудования.
3. **Повышение безопасности:** Снижение количества персонала, необходимого для работы на опасном производственном объекте, особенно актуально для шельфовых месторождений.
4. **Оперативное реагирование:** Непрерывный поток данных позволяет выявлять отклонения параметров на ранней стадии и своевременно корректировать режим бурения, что способствует предотвращению осложнений.
5. **Встраивание в цифровую среду:** Высокочастотные потоки данных, получаемые при замерах, способны передаваться в управляющие алгоритмы и аналитические модули. Это даёт возможность реализовать адаптивное слежение за ходом бурения и корректировать параметры в реальном времени.
6.

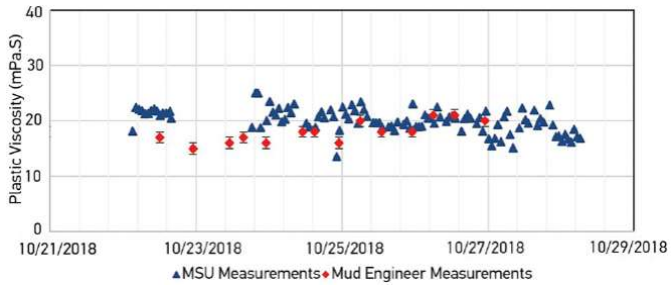


Рисунок 1 - Значение пластической вязкости (ПВ)
для автоматизированного (▲) и стандартного (♦) методов измерений

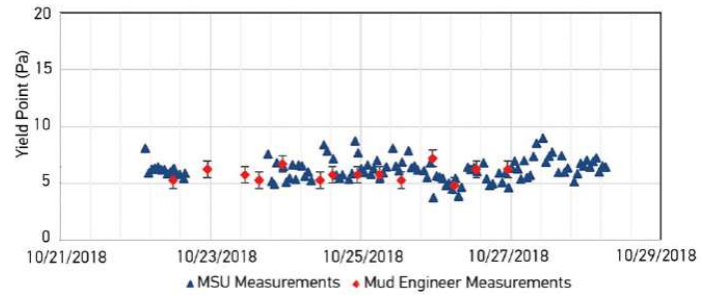


Рисунок 2 - Значение динамического напряжения сдвига (ДНС)
для автоматизированного (▲) и стандартного (♦) методов измерений

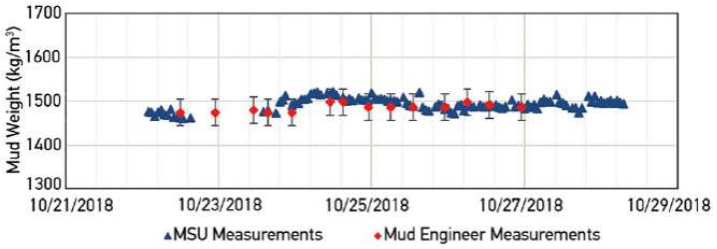


Рисунок 3 - Значение плотности бурового раствора
для автоматизированного (▲) и стандартного (♦) методов измерений

Вместе с тем, по мнению авторов специальных исследований, большинство зарубежных измерительных систем, присутствующих на рынке, обладают рядом недостатков. Среди них:

- суженный перечень контролируемых показателей (например, нередко отсутствует мониторинг электростабильности, уровня pH, а также доли твердой фазы в растворах на углеводородной основе);
- высокая стоимость владения и обслуживания;
- слабая совместимость с требованиями российской нормативной базы, в частности с ГОСТ Р 53375–2016 [2].

Основные представленные на рынке технологии и комплексы, а также перечень измеряемых параметров приводятся в таблице 1:

Таблица 1 - Комплексы оборудования и основные измеряемые параметры (* При применении в комплексе модуля OLR-OnlineRheometer/** При применении в комплексе модуля MudChecker)

Наименование комплекса / Компания / Страна-разработчик	Измеряемые параметры бурового раствора согласно ТЗ								
	Плотность	Температура	Реологические параметры	ONR (водонефтяное отношение)	Электростабильность	Удельное электрическое сопротивление	pH (водородный показатель)	Минерализация	Содержание твердой фазы
RheoSense / **IMS** / Норвегия	+	+	+						
BaraLogix® Density and Rheology Unit / **Halliburton** / США	+	+	+						
Intelligent Fluids Monitoring System / **Schlumberger** / США	+	+	+	+	+			+	+
FlowScan™ Real-Time Rheology System / **Aspect Imaging** / США		+	+						
Automated mud skid unit (MSU) / США	+	+	+	+					
The MOHR Drilling Fluid Measurement system / н/д	+	+		+					
IMDEX MUD AID™ / **AMC Drilling Optimisation** / Австралия	+	+	+				+	+	
Mud Watcher / **OFI Testing Equipment, Inc.** / США	+	+	+*	+**					+**

В качестве примера успешной реализации такого подхода описывается разработанное авторами устройство для автоматического измерения плотности бурового раствора (рис. 4). Принцип его действия основан на использовании поворотного стола, управляемого электродвигателем и реле времени, что позволяет циклически выполнять операции наполнения мерной ёмкости, измерения, промывки и передачи данных. Измерительный элемент — воронка, установленная на калиброванной пружине, — связан с реостатом, преобразующим деформацию пружины в электрический сигнал. Далее сигнал оцифровывается и выводится на табло, а также сохраняется в памяти системы[1].

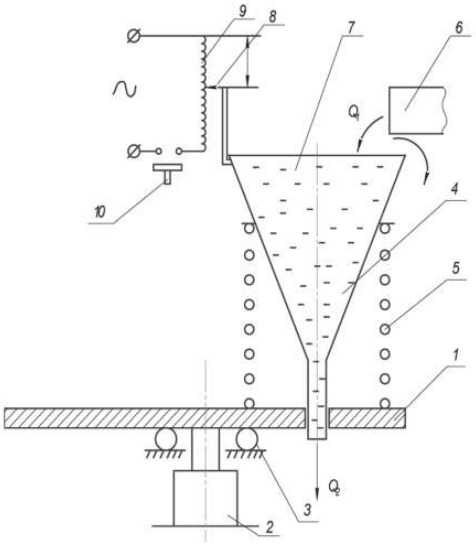


Рисунок 4 - Устройство для автоматического измерения плотности бурового раствора. позиция I: 1 — поворотный стол; 2 — электродвигатель; 3 — подшипник; 4 — воронка; 5 — калиброванная пружина; 6 — канал подачи раствора; 7 — раствор; 8 — подвижный контакт; 9 — реостат; 10 — нормальноразомкнутый контакт; U — напряжение на выходе реостата; Q и Q — расходы бурового раствора

В работе этого прибора заметно проявляются ключевые достоинства, даваемые автоматизацией. В их число входят:

- устранение влияния субъективных ошибок оператора;
- жёстко заданная регулярность замеров;
- способность фиксировать и сохранять данные с привязкой ко времени;
- встраивание в контуры предаварийного оповещения и автоматического регулирования.

Такие технические решения полностью вписываются в глобальный вектор цифровой трансформации строительства скважин. Они также формируют базу для последующего перехода к более продвинутым роботизированным системам, которые смогут самостоятельно поддерживать свойства промывочной жидкости, оперативно подстраивая их под меняющуюся геологию и технологию бурения.

Следовательно, имеется реально выраженная необходимость создания отечественных конкурентоспособных робототехнических платформ, предназначенных для непрерывного отслеживания состояния буровых растворов. Подобные системы обязаны не только аккумулировать сильные стороны импортных аналогов, но и опережать их по функциональной возможности, безотказности и экономической целесообразности. Реализация таких проектов отвечает общему курсу на внедрение технологий, работающих без постоянного присутствия человека в буровой, и представляет собой значимый этап на траектории построения полностью автоматизированных буровых комплексов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Билецкий М.Т., Ратов Б.Т., Деликешева Д.Н. Разработка устройства для автоматического измерения плотности бурового раствора // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 7. – С. 140–148.
2. ГОСТ 33213-2014. Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе.
3. Лахтионов С.В., Чумаков И.С., Филинков С.Г., Чукин Д.М., Ишметьев Е.Н. Комплексы для непрерывного мониторинга параметров буровых растворов в процессе бурения // PROHEQTb. Профессионально о нефти. – 2021. – Т.6. – №3. – С. 144-151.
4. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Теоретические исследования по управлению буровым раствором в осложненных условиях // Изд-во вузов Сев.-Кав. региона, технич. науки. – 2006. – № 7. – С. 56–61.
5. Clint Galliano, André Rand. Automating drilling fluid analysis // Offshore Engineer. – 2016.
6. Jan O. Skogestad et al. Pilot test for automated mud management leverages real-time monitoring, hydraulic modeling // Drilling Contractor. – 2019. – № 9–10.
7. Sercan Gul, Eric van Oort et al. Automated Surface Measurements of Drilling Fluid Properties Field Application in the Permian Basin // Unconventional Resources Technology Conference. – 2019.

РАЗВИТИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ: ПРЕИМУЩЕСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ ВЗД И РУС

А.Н. Ованканян, Б.В. Каргин, В.Н. Аверкин, С.Ю. Милькова

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

Аннотация. В данной статье рассматриваются современные направления развития технических средств наклонно-направленного бурения (ННБ) нефтяных и газовых скважин. Представлен обзор и сравнение наиболее распространённых и перспективных инструментов и оборудования для ННБ, таких как ротнорно управляемая система (РУС) и винтовой забойный двигатель (ВЗД).

Ключевые слова: **роторно-управляемая система, винтовой забойный двигатель, траектория, бурильная колонна, нефтяные и газовые скважины.**

Abstract. This article examines current trends in the development of technical tools for directional drilling of oil and gas wells. It presents an overview and comparison of the most widely used and promising directional drilling technologies and equipment, including the rotary steerable system (RSS) and the positive displacement motor (PDM)**.**

Keywords: rotary steerable system (RSS), positive displacement motor (PDM), well trajectory, drill string, oil and gas wells.

Введение. Все больше и больше запасов нефтяных залежей истощаются, из-за этого глубина забоя постоянно увеличивается. В нынешнее время проводятся совершенствования технических средств для снижения стоимости и повышения качества строительства скважин. Современное оборудование позволяет контролировать направление движения ствола и получать информацию о состоянии скважины в режиме реального времени.

Наиболее широкое распространение получили два типа оборудования: винтовые забойные двигатели и роторно-управляемые системы. Несмотря на то что обе технологии предназначены для решения одной задачи - изменения направления бурения, они основаны на различных принципах работы и обладают своими преимуществами и ограничениями.

Теоретическая часть. В данной части проведем анализ положительных и отрицательных сторон двух конкурирующих технологий направленного бурения ВЗД и РУС. Рассмотрим принципы их работы требования к точности траектории и экономической эффективности.

Винтовые забойные двигатели (ВЗД) играют заметную роль в прогрессе буровой техники последних десятилетий. Объемные двигатели действуют в результате наполнения жид костью рабочих камер и перемещения вытеснителей. Под вытеснителем понимается рабочий орган, непосредственно совершающий работу под действием на него давления жидкости. Конструктивно вытеснитель может быть выполнен в виде поршня, пластины, зуба шестерен или ротора. В объемных гидравлических двигателях ведомое звено может совершать как циклическое возвратно-поступательное или возвратно-поворотное, так и непрерывное движение. [1]

Плюсами ВЗД является сравнительно малая металлоемкость и простота конструкции по сравнению с поршневыми, отсутствие быстроизнашивающихся распределительных устройств.

Главным недостатком является необходимость использования режима скольжения при корректировке направления. В данном режиме бурильная колонна прекращает вращение, а двигатель вращает только долото. Это приводит к:

- увеличению сил трения;
- ухудшению очистки ствола;
- повышению риска образования каверн;
- снижению механической скорости бурения

Благодаря указанным особенностям ВЗД являются практически единственным типом объемных гидравлических двигателей, которые сравнительно долговечны при перекачивании жидкостей, содержащих механические примеси и не обладающих смазывающими свойствами. [1]

Но даже имея отличительные особенности до сих пор проводятся инновации в совершенствовании ВЗД. За последние годы было изобретено много инструментов для ННБ с управляемыми моторными приводами с возможностью оценивать пласты. Данная возможность позволяет увеличивать точность бурения и получать характеристики пласта. [2]

Появление РУС стало одним из наиболее значимых этапов развития технологий направленного бурения, открывшее новый уровень управления траекторией скважины. В отличие от ВЗД использующий режим скольжения для

изменения направления бурения, роторно-управляемая система позволяет управлять корректировать траекторию без остановки вращения бурильной колонны.

Система роторного управления позволяет инструменту следовать заранее заданной траектории отверстия при бурении в скважине, что эффективно повышает скорость бурения, безопасность бурения и точность управления. Это ключевая технология для эффективного завершения направленных и горизонтальных скважин, а также повышения эффективности разведки и разработки традиционных и нетрадиционных нефтяных и газовых месторождений. [3]

Основным минусом РУС является высокая стоимость зависящая от нескольких факторов:

1. Сложная конструкция
2. Чувствительность к условиям эксплуатации
3. Высокие требования к качеству бурового раствора

Несмотря на более высокие первоначальные затраты, применение РУС может быть экономически оправдано при реализации сложных проектов, где сокращение времени бурения и снижение риска аварий оказывают существенное влияние на общую стоимость строительства скважины.

Заключение. Таким образом, винтовые забойные двигатели и роторно-управляемые системы являются эффективными технологиями направленного бурения, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. ВЗД отличаются простотой, надежностью и экономичностью, тогда как РУС обеспечивают более высокую точность проводки и качество ствола скважины, но требуют больших затрат и сложного сервисного сопровождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Гноевых А. Н. Винтовые забойные двигатели : справочное пособие. — М.: Недра, 1999. — 375 с.
2. Nguyen, T. C., Al-Safran, E., Nguyen, V. Theoretical Modeling of Positive Displacement Motors Performance // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2018.
3. Jia J., Sun Y., Gao K., Zhao Y., Li B., Li X**.** Optimization and analysis of rib working resistance in push-the-bit rotary steerable drilling system // PLOS ONE. 2024.

АКТУАЛЬНОСТЬ РОЛИ БУРОВОГО СУПЕРВАЙЗИНГА В РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ЭВОЛЮЦИЯ ОБЯЗАННОСТЕЙ И КОМПЕТЕНЦИЙ

М.А. Ладанов, Б.В. Каргин, П.В. Нечаев, С.Ю. Милькова

e-mail: ***ladanov2002@icloud.com***

Аннотация. Рассмотрена эволюция бурового супервайзинга в российской нефтегазовой отрасли за последние 5–10 лет. Показано, как менялись реальные обязанности полевого супервайзера: от «ручного» контроля документации, работы

подрядчиков и параметров бурения до современного контура, основанного на цифровых данных, удалённом мониторинге и автоматизации отчетности. Систематизированы требования к компетенциям, опыту, аттестациям и инструктажам супервайзера, а также обозначены его права как представителя Заказчика на объекте строительства скважины.

Ключевые слова: супервайзинг, бурение, инженерно-технологическое сопровождение, промышленная безопасность, удаленный мониторинг, WITSML, цифровизация бурения, ПБ ОТ и ОС.

1. Введение

Буровой супервайзинг в России сформировался как практический ответ Заказчика на рост стоимости скважин, сложности технологий и количества подрядчиков на кустовой площадке. В учебной литературе буровой супервайзинг определяется как система инженерного, технологического и организационного контроля строительства скважины со стороны Заказчика, обеспечивающая соблюдение проектных решений, договорных требований и норм промышленной безопасности [1]. С начала 2000-х годов роль супервайзера стала заметно усиливаться: контроль за бурением перестал быть «внутренним делом» бурового подрядчика и стал отдельной профессиональной услугой на стыке технологий, экономики и обеспечения выполнения работ согласно всем нормативным документам.

Набор задач супервайзера не является статичным: за последние 5–10 лет изменилась нормативная среда (эволюция федеральных норм и правил), информационная среда (переход от бумажных журналов к электронным системам), а также технологии бурения (удлинение горизонтальных участков, рост аварий и инцидентов, телеметрии, геонавигации и автоматизированных буровых установок). Действующие «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждены приказом Ростехнадзора № 534 от 15.12.2020 и пришли на смену правилам, утверждённым приказом № 101 от 12.03.2013 [2; 3].

2. Реальные обязанности бурового супервайзера 5–10 лет назад (примерно 2005–2015 гг.)

Период 2005–2015 гг. условно можно назвать «полевым» супервайзингом. Основной инструмент контроля — личное присутствие на объекте и управление информацией, поступающей с буровой площадки, преимущественно вручную. В учебном пособии В. В. Кульчицкого описаны функции оперативного супервайзинга: координация подрядчиков, плановые проверки разрешительной документации, контроль противофонтанной безопасности, готовности оборудования и персонала к ключевым операциям, оформление предписаний и ведение журнала супервайзера [1].

К этому «каркасу» добавлялись трудоёмкие задачи, которые сегодня выполняются заметно проще или частично автоматизированы:

ведение бумажных журналов и суточной отчетности с последующей передачей в офис;

ручной сбор параметров бурения из разрозненных источников и контроль корректности записи;

контроль логистики и материального обеспечения по факту (трубы, химреагенты, долота, ЗИП);

коммуникации по телефону/радио; согласование решений в удаленных районах занимало значительное время;

разбор осложнений с опорой на опыт и локальные инструкции при ограниченном доступе к статистике аналогов.

Правовая рамка допусков к работам на опасных производственных объектах задаётся, в частности, Федеральным законом № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», закрепляющим обязанности эксплуатирующих организаций по обеспечению промышленной безопасности и подготовке персонала [4].

3. Современные функции бурового супервайзера (2016–2026 гг.): цифровизация и автоматизация

Супервайзинг сместился от ручного контроля к управлению процессом через данные. Во многих компаниях внедрены сервисы удаленного мониторинга бурения, позволяющие передавать технологические параметры с буровой на уровни управления Заказчика и оперативно контролировать удаленные объекты [5]. Сервисы ГТИ-online добавляют видеотрансляцию и инструменты ведения заметок в режиме реального времени [6].

Ключевую роль играют стандарты обмена скважинными данными. В материалах по WITSML отмечается, что стандарт предназначен для унифицированного обмена данными о бурении в режиме реального времени и повышает совместимость программных решений [7]. Это поддерживает аналитику и раннее предупреждение осложнений.

В крупных компаниях цифровые инициативы нацелены на рост повторяемости операций и переход к автоматизированным буровым установкам, что снижает влияние человеческого фактора [8]. В такой модели супервайзер становится владельцем контроля: формулирует требования к данным, принимает решения на основе аналитики, организует разбор отклонений и управляет коммуникацией с подрядчиками.

Типовые функции современного супервайзера:

контроль строительства скважины по цифровым источникам данных (онлайн параметры, электронные журналы/чек-листы, фото/видеофиксация);

управление рисками: предупреждения по отклонениям, «стоп-работа» при нарушениях, корректирующие действия;

координация подрядчиков в едином информационном поле и повышение прозрачности актирования;

анализ непроизводительного времени и причин отклонений с использованием баз данных аналогов;

работа с удаленной экспертизой (геонавигация, растворы, механика) и, при наличии, интегрированными центрами.



Рисунок 1 — Смена инструментов супервайзинга: от «полевого» контроля к цифровому контуру

4. Сравнение обязанностей: что действительно упростилось

Упростилось не содержание ответственности (она по-прежнему высока), а трудоемкость отдельных процедур. Когда ключевые данные доступны онлайн и фиксируются автоматически, супервайзер тратит меньше времени на механическую сверку и больше — на предотвращение отклонений. Практическое сравнение приведено в таблице 1.

Таблица 1 — Сопоставление трудоемких задач супервайзера: «тогда» и «сегодня»

Область	**10–20 лет назад**	**Сегодня**
Данные/отчетность	Журналы и сводки вручную; параметры из разных источников.	Онлайн-параметры, электронные журналы/чек-листы; часть отчетов формируется автоматически.
Контроль подрядчиков	Обходы, бумажные наряды; сложнее доказательная база.	Цифровые следы действий, KPI в ИС; проще аудит и разбор отклонений.
Разбор осложнений	Опыт + локальные инструкции; мало статистики аналогов.	Аналитика, базы данных, стандарты обмена (WITSML) и дистанционная экспертиза [7; 9].
Коммуникации	Телефон/радио; согласования занимали время.	Совместная работа онлайн, поддержка удаленных центров; решения быстрее документируются.

Своё мнение хочется выразить так: цифровизация не «заменяет» супервайзера, а делает видимыми те зоны риска, которые раньше скрывались за неполнотой данных. Если раньше проблему можно было списать на отсутствие записи, то сегодня цифровой след позволяет быстро локализовать причину отклонения — и это повышает требования к качеству управленческих решений.

5. Требования к компетенциям, опыту, образованию и допускам

В профильной учебной литературе супервайзер описывается как специалист, который должен уверенно разбираться в технологии бурения, в договорно-проектных документах и в требованиях промышленной безопасности [1]. В современных условиях добавляется обязательная «цифровая грамотность»: понимание источников данных, ограничений датчиков, форматов обмена и принципов аналитики.

Практически обоснованные рамки:

образование: высшее по «Нефтегазовому делу/бурению» либо смежным инженерным специальностям;

опыт: обычно 5–8 лет в бурении/строительстве скважин, включая работу на аналогичных по сложности объектах;

аттестации в сфере ПБ, ОТ и ОС, навыки чтения нормативной и проектной документации. Обучения, проверки знаний требований промышленной безопасности (116-ФЗ, ПБНГП) и регулярные инструктажи [4], [3];

более специализированные допуски: электробезопасность, работы на высоте, первая помощь и др. — по требованиям объекта.

Цифровизация повышает требования к «инженерной дисциплине»: любой параметр в онлайн-системе имеет точность, задержку и контекст. Умение корректно интерпретировать данные становится частью профессиональной компетенции.

6. Права бурового супервайзера как представителя Заказчика

Права супервайзера закрепляются в договоре супервайзингового сервиса и регламентах Заказчика. Типовой набор прав логично вытекает из ответственности за соблюдение проекта и требований безопасности:

запрашивать документацию, подтверждающую готовность к операциям (ППР, наряд-допуски, протоколы испытаний, паспорта);

выдавать предписания по устранению нарушений и фиксировать их исполнение (в т. ч. чек-листами) [1];

приостанавливать работы при угрозе аварии/инцидента и инициировать «стоп-работа»;

участвовать в расследовании осложнений и формировать материалы для технических разборов и претензионной работы;

вносить предложения по оптимизации технологии в рамках проектных ограничений и процедур согласований.

Супервайзер не подменяет техническое руководство бурового подрядчика, но обеспечивает соблюдение требований Заказчика и прозрачность фактических данных. Его эффективность определяется качеством коммуникации и доказательной базой.

7. Заключение

Роль бурового супервайзинга остаётся актуальной, но содержание работы эволюционирует. В 2005–2015 гг. ключевой ценностью было постоянное присутствие и ручной контроль информации. В 2016–2026 гг. ценность смещается в область управления рисками на основе цифровых данных, стандартов обмена и интеграции удаленной экспертизы. Цифровые инструменты упрощают отчетность и документирование, но повышают требования к компетенциям и качеству управленческих решений.

Практический вывод: супервайзер нужен ровно настолько, насколько Заказчику важно управлять качеством строительства скважины как проектом — с

ответственностью, доказательной базой и контролем рисков. А цифровизация — это усилитель этой роли, а не ее отмена.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кульчицкий В. В. Буровой супервайзинг: учебное пособие. — М.: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2018. — 316 с. — URL: https://www.gasoilcenter.ru/files/fileManager/uchebniki/2018_Burovoy_supervising.pdf (дата обращения: 21.01.2026).
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534. — URL: https://base.garant.ru/400156750/ (дата обращения: 21.01.2026).
3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: сравнение приказов № 101 (12.03.2013) и № 534 (15.12.2020). — URL: https://mtk-exp.ru/pravila_bezopasnosti_v_neftyanoi_i_gazovoi_promyshlennosti_chast_1/ (дата обращения: 21.01.2026).
4. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». — URL: https://base.garant.ru/11900785/ (дата обращения: 21.01.2026).
5. Информационная система «Удаленный мониторинг бурения» (ИС УМБ): назначение и принципы работы. — URL: https://petroviser.ru/services/it/umb/ (дата обращения: 21.01.2026).
6. BNGF. Мониторинг бурения (GTI-online): функциональные возможности (видеотрансляция, онлайн-параметры, заметки). — URL: https://www.bngf.ru/services/geological-and-technological-studies/monitoring-of-drilling/ (дата обращения: 21.01.2026).
7. Energistics / ROGTEC. Применение открытого стандарта обмена данными WITSML (русскоязычный материал). — URL: https://energistics.org/sites/default/files/2023-03/rogtech-magazinerussian.pdf (дата обращения: 21.01.2026).
8. Газпром нефть. Цифровизация бурения скважин (материал/презентация). — 2020. — URL: https://www.rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2020/04/02-Gazprom-Neft-Drilling-Digitalization.pdf (дата обращения: 21.01.2026).
9. Карпова А. А., и др. Применение передачи данных по протоколу WITSML для сокращения затрат на привязочные работы при бурении горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство (Oil Industry). — URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=11101&art=238797 (дата обращения: 21.01.2026).
10. Национальная ассоциация по управлению скважиной (НАУС). Обучение и сертификация по контролю скважины (well control). — URL: https://naus-wc.ru/index.php/education (дата обращения: 21.01.2026).

УДК 622.243.272

МОДЕЛЬ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦЕНТРАТОРОВ ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Д.О. Явкин, Б.В. Каргин, В.Н. Аверкин, С.Ю. Милькова

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

Повышенная интенсивность набора кривизны при забуривании боковых стволов скважин определяет возникновение высоких сил упругости, связанных с принудительным изгибом оси бурильной колонны. Это сопровождается рядом осложнений, связанных с нарушением устойчивости стенок скважины, прихватами, желобообразованием и затяжками, приводящим к серьезным нарушениям процесса бурения. Для нивелирования негативных факторов, в промысловой практике бурения повсеместно применяются специальные устройства - центраторы, среди которых особое применение получили простые конструкции жестко-упругих лопастных центраторов. Однако, неправильный выбор конструктивных характеристик при использовании подобных центратров, особенно - радиальной жесткости центрующих элементов, в условиях повышенных сил упругости может привести к полной потере их эффективности, что требует оптимизации выбора их конструктивных параметров и схемы размещения под конкретные условия бурения. Настоящая публикация посвящена разработке математической модели для применения при оптимизации схемы размещения и конструктивных параметров центраторов на искривленных участках забуривания боковых стволов с высокой интенсивностью искривления. Описывается последовательное выведение зависимости для определения требуемого коэффициента жесткости жестко-упругих лопастных центраторов в зависимости от шага установки центраторов и геометрических параметров бурения в зоне интенсивного искривления ствола.

Ключевые слова: балка, бурильная колонна, жесткость, изгиб, искривленный участок скважины, математическая модель, оптимизация, центратор.

Бурение боковых стволов скважин, как правило, сопровождается существенно более высокими интенсивностями искривления траектории по сравнению с традиционным наклонно-направленным и горизонтальным бурением. Это обусловлено необходимостью оперативного набора угла на ограниченной длине и приводит к значительному росту изгибающих нагрузок на бурильную колонну, а также к увеличению контактных усилий на обсадную колонну и стенки забуриваемого ствола. В таких условиях применение центраторов становится необходимым элементом обеспечения устойчивости стенок скважины, снижения риска прихватов и контролируемого управления процессом бурения [1, 2].

Вместе с тем, при интенсивных изгибах стандартные подходы к выбору шага установки центраторов и их жёсткости нередко оказываются недостаточными: слишком «мягкие» центраторы начинают работать как не как деформируемые упругие элементы, а как жесткие опоры и не обеспечивают фактического

центрирования колонны, тогда как излишне жёсткая или слишком плотная установка приводит к повышенным контактным нагрузкам и росту изгибающих напряжений в теле бурильной колонны и, что особенно критично - в её соединительных узлах. Это обуславливает актуальность теоретического анализа взаимного влияния геометрии бокового ствола, геометрии и жёсткостных характеристик бурильной колонны и центраторов, а также схемы их размещения, что может позволить оптимизировать техническое оснащение процесса бурения боковых стволов с использованием простых жестко-упругих лопастных центраторов под конкретные условия бурения [3, 4].

Далее, выполним теоретический расчет влияния геометрических условий бурения бокового ствола на схему размещения центрующих устройств, для этого принимаем следующий ряд допущений [5, 6]:

- бурильная колонна моделируется как упругая балка постоянной жесткости на изгиб $E \cdot I$ (классическая балка Эйлера-Бернулли);
- изогнутый участок между двумя центрами установки центраторов рассматривается как балка длиной $L_{эфф.}$;
- искривлённый участок ствола имеет постоянную кривизну;
- центраторы рассматриваются как элементы, имеющие конечный радиальный зазор со стенкой скважины. Контакт и боковая реакция возникают только после полного выбора зазора при упругой деформации, тогда центраторы работают как локальные жёсткие опоры (идеализированное контактное условие в режиме прижатия);
- взаимодействие колонны со стенкой вне зон центраторов учитывается через вынужденный прогиб, обусловленный отличием формы ствола от прямой - балка вынужденно прогибается до формы оси ствола, причём дополнительный прогиб, воспринимаемый упруго, равен $y_{эфф.}$;
- методика справедлива только для зоны искривления ствола.

Рассмотрим участок ствола длиной $L_{искр.}$, м, на котором интенсивность набора кривизны i постоянна. Ось такого участка можно аппроксимировать дугой окружности радиуса [7]:

$$r = \frac{1}{i}, \text{ м}, \quad (1)$$

где i - интенсивность искривления ствола скважины, 1/10 м.

Максимальное отклонение оси ствола от прямой хорды длиной $L_{искр.}$ при малой кривизне оценивается классической геометрической формулой [7]:

$$y_{max} = \frac{L_{искр.}^2 \cdot i}{8}, \text{ м}. \quad (2)$$

При использовании упругого центратора максимально возможное поперечное смещение колонны в сечении скважины может быть найдено как:

$$\Delta = \frac{D_{скв.} - D_{ц.}}{2}, \text{ м}, \quad (3)$$

где $D_{скв.}$ - диаметр бокового ствола скважины, м;

$D_{ц.}$ - наружный диаметр опорной (неупругой) части центратора, м.

При использовании распространённой конструкции центраторов с упругими лопастями сами центраторы в радиальном направлении обладают конечной жёсткостью $k_{ц.}$, определяемой их конструкцией (количеством, толщиной и формой лопастей и т.п.). В этом случае до момента полного выбора радиального зазора Δ

деформация воспринимается в основном лопастями центратора, и имеет место работа «пружины», иначе - упругой опоры. При радиальном смещении оси колонны на величину u, м, сила в лопастях центратора будет определяться по закону Гука [5]:

$$F_{ц.} = u \cdot k_{ц.}, \text{ Н.} \quad (4)$$

где u - текущее радиальное смещение оси колонны относительно её исходного положения, м.

При полном выборе радиального зазора $u = \Delta$ сила в лопастях достигает максимального значения для первой фазы:

$$F_{ц.max} = \Delta \cdot k_{ц.}, \text{ Н.} \quad (5)$$

До тех пор, пока максимальный прогиб оси ствола меньше радиального зазора Δ, опорные части центратора не касаются стенки, и боковые реакции на центратор и стенку отсутствуют. После того как геометрический прогиб оси ствола достигает величины Δ, центраторы прижимаются к стенке, и дальнейшее увеличение прогиба реализуется уже за счёт изгиба бурильной колонны между соседними центратами, а боковая сила на центратор определяется только радиальной жёсткостью пролёта колонны. Аналогичная ситуация, при определенных допущениях, будет складываться в случае очень большой жесткости лопастей центратора, когда он будет работать только в виде шарнирной подвижной опоры, а не упругой.

Тогда эффективный прогиб, воспринимаемый участком колонны за счёт изгиба, можно задать в виде:

$$\begin{cases} \text{если } y_{max} \le \Delta \rightarrow y_{эфф.} = 0 \\ \text{если } y_{max} > \Delta \rightarrow y_{эфф.} = y_{max} - \Delta, \text{ м.} \end{cases} \quad (6)$$

где y_{max} - максимальный прогиб оси ствола, м.

То есть, если максимальный прогиб оси ствола меньше или равен радиальному зазору, изгиба колонны практически нет, а при превышении зазора колонна вынужденно изгибается на дополнительную величину $y_{max} - \Delta$.

Для модели классической балки длиной $L_{эфф.}$опёртой на две опоры и нагруженной сосредоточенной силой P, прогиб в середине балки в общем случае определяется выражением [5, 6]:

$$y = \frac{L_{эфф.}^3 \cdot P}{48 \cdot E \cdot I}, \text{ м.} \quad (7)$$

Отсюда эквивалентная сила, вызывающая прогиб будет равна:

$$P_{экв.} = \frac{48 \cdot E \cdot I}{L_{эфф.}^3} \cdot y_{эфф.} = \frac{48 \cdot E \cdot I}{L_{эфф.}^3} \cdot (y_{max} - \Delta), \text{ Н.} \quad (8)$$

Реакция на одну опору (на один центратор) при центральной нагрузке равна половине этой силы:

$$R = \frac{P_{экв.}}{2}, \text{ Н,} \quad (9)$$

В фазе устойчивого контакта (когда $y_{max} > \Delta$, и центратор уже прижат к стенке и работает как жёсткая опора) максимальная реакция, действующая на центратор, пропорциональна изгибной жёсткости колонны $E \cdot I$, пропорциональна дополнительному прогибу $y_{эфф.} = y_{max} - \Delta$ и обратно пропорциональна кубу расстояния между центраторами $L_{эфф.}^3$. Увеличение расстояния между центраторами приводит к уменьшению контактных усилий на них и на стенку скважины, однако одновременно увеличивает пролёт, в котором труба работает на изгиб, и, соответственно, максимальные изгибающие моменты и напряжения в колонне.

При рассмотрении статичной постановки задачи, для обеспечения центровки бурильной колонны в стволе необходимо обеспечить выполнение условия $y_{max} < \Delta$, откуда следует что:

$$R < F_{ц.}, \text{ Н}. \quad (10)$$

Однако, в реальных условиях, на колонну, помимо усилий, формируемых упругим изгибом, оказывает воздействие широкий спектр нагрузок: от механических, до гидродинамических. В таком случае целесообразно рассматривать условие оптимизации количества и жесткостных характеристик $R \ll F_{ц.}$, т.е. при кратном превышении упругих сил от сжатия лопастей центратора над силой реакции опоры при поперечном изгибе пролета бурильной колонны. Это условие может быть записано через введение коэффициента запаса по жесткости центратора в виде следующего уравнения:

$$R \cdot n = F_{ц.}, \text{ Н}, \quad (11)$$

где n - коэффициент, обеспечивающий радиальный запас жесткости лопастей центратора,

Отсюда:

$$k_{ц.} = \frac{24 \cdot E \cdot I \cdot \left(\frac{L_{искр.}^2 \cdot i}{8} - \Delta\right) \cdot n}{L_{эфф.}^3 \cdot u}, \text{ Н/м}. \quad (12)$$

Учитывая, что бурильная колонна по своей конструкции имеет неоднородную жесткость (наличие муфт, прочих соединительных узлов, различия в материале и геометрии бурильных труб), то для искривленных участков, которые значительно длиннее единичной бурильной трубы, целесообразно использовать эквивалентную жесткость, определяемую как [5-7]:

$$(E \cdot I)_{экв.} = \frac{L_к}{\sum \frac{l_i}{(E_i \cdot I_i)}}, \text{ Н}\cdot\text{м}^2, \quad (13)$$

где $L_к$ - длина участка бурильной колонны, охватывающего искривленный участок ствола (можно принять $L_к \approx 1{,}1 \div ,1{,}2 \cdot L_{искр.}$), м;

l_i - длина i-го элемента бурильной колонны, м;

$E_i \cdot I_i$ - жесткость i-го элемента бурильной колонны, Н·м^2.

Отсюда можно следует что:

$$k_{ц.} = \frac{24 \cdot \frac{L_к}{\sum \frac{l_i}{(E_i \cdot I_i)}} \cdot \left(\frac{L_{искр.}^2 \cdot i}{8} - \frac{D_{скв.} - D_{ц.}}{2}\right) \cdot n}{L_{эфф.}^3 \cdot u}, \text{ Н/м}. \quad (14)$$

Учитывая, что размер опорной части центратора обычно незначительно превышает наружный диаметр бурильной колонны, можно условно принять что $D_{ц.} \approx d_{к.}$, где $d_{к.}$ - наружный диаметр бурильной колонны. В качестве еще одного граничного условия можно задать значение параметра u, которое, очевидно, должно согласовываться по условию $u \ll \Delta$ для обеспечения качественной центровки. Это можно обеспечить, например, при условии $u = 0{,}2 \cdot \Delta = 0{,}2 \cdot \frac{D_{скв.} - D_{ц.}}{2}$. Значение n, при наличии достаточно точных данных о силовых нагрузках на колонну на искривленном участке, может подбираться с учетом полного перекрытия возможных динамических нагрузок, в отсутствии таких данных, может быть принято произвольное значение, гарантирующее обеспечение запаса жесткости центратора, т.е. $n = 3 \div 5$. Принимая $n = 5$, получим:

$$k_{ц.} = \frac{24 \cdot \frac{L_к}{\sum \frac{l_i}{(E_i \cdot I_i)}} \cdot \left(\frac{L^2_{искр.} \cdot i}{8} - \frac{D_{скв.} - D_{ц.}}{2} \right) \cdot 5}{L^3_{эфф.} \cdot 0{,}2 \cdot \frac{D_{скв.} - D_{ц.}}{2}}, \text{ Н/м.} \quad (15)$$

Учитывая широкое разнообразие конфигураций конструкции жестко-упругих центраторов, определение жесткости конкретной конструкции центраторов может потребовать проведения реальных механических испытаний (при отсутствии соответствующих данных с завода), для подбора наиболее оптимальной схемы размещения центраторов под частные условия бурения боковых стволов при имеющихся технических возможностях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Еловых П. Ф. Совершенствование забуривания новых направлений в открытом стволе скважины с искусственного забоя : дис. … канд. наук. – Москва, 2021. – 146 с.
2. Гилязов Р. М., Рахимкулов Р. Ш. Проблемы заканчивания скважин с боковыми стволами // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 11. – С. 10-12.
3. Левинсон Л. М. Технология бурения горизонтальных скважин: монография / Л. М. Левинсон, Ф. А. Агзамов, В. Г. Конесев, Ф. Х. Мухаметов. – Уфа: УГНТУ, 2019. – 317 с.
4. Нескоромных В. В. Бурение скважин: учебное пособие. – Москва: Инфра-М, Сибирский федеральный университет СФУ, 2015. – 352 с.
5. Лещенко А. П. Фундаментальная строительная механика упругих систем. – Москва: ЛКИ, 2008. – 976 с.
6. Свалов А. М. Механика процессов бурения и нефтегазодобычи. – М.: Либроком, 2009. – 256 с.
7. Ганджумян Р. А. Инженерные расчёты при бурении глубоких скважин. Справочник. – Москва: Недра, 2000. – 489 с.

622.248

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ПРИ ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Д.О. Явкин, Б.В. Каргин, В.Н. Аверкин, С.Ю. Милькова

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

Настоящая публикация посвящена обобщению промыслового опыта и результатов научных исследований применительно к проблемам и осложнениям, специфическим для технологии бурения боковых стволов. Рассмотрены общие статистические закономерности возникновения осложнений, приведены и обобщены результаты исследований, охватывающих проблемы промывки скважин, повышенного износа и деформации обсадных и бурильных колонн, заклиниваний и

дифференциальных прихватов. Определены основные направления совершенствования технологии бурения боковых стволов.

Ключевые слова: боковой ствол, бурение, бурильная колонна, дифференциальный прихват, заклинивание, контактное давление, обсадная колонна, осложнения бурения, скважина, трение.

Технология зарезки боковых стволов в настоящее время широко применяется в нефтегазодобыче для увеличения эффективной площади дренирования продуктивного пласта, доступа к плохо выработанным участкам и повышения дебита добывающих скважин при минимальных капитальных затратах. Эффективность метода обусловлена возможностью локального расширения зоны разработки без необходимости строительства новой скважины при использовании, в большей степени, традиционных технико-технологических решений. Несмотря на последнее, бурение боковых стволов сопряжено с рядом специфических осложнений, способствующих снижению эффективности строительства, что, в ряде случаев, приводит к необходимости адаптации используемых технико-технологических решений.

Рассмотрим наиболее актуальные специфические проблемы бурения боковых стволов. В настоящее время накоплен достаточно обширный промысловый опыт применения технологии зарезки боковых стволов, что позволяет выделить ряд проблем, характерных для данной технологии. Особенное значение при бурении боковых стволов исследователями отводится проблематике снижения эффективности промывки скважины в зоне сопряжения основного и бокового стволов. Например, в [1] приводится описание результатов стендовых экспериментов по поведению бурового раствора при косом угле пересечения, моделирующем зарезку бокового ствола под углом 15÷60°, с учетом влияния скорости потока и реологии раствора. Экспериментально установлено, что при увеличении угла пересечения основного ствола эффективность захвата частиц уменьшается, причем, при углах свыше 45°, наблюдалось снижение эффективности эвакуации бурового шлама до 40% при прочих равных условиях.

Исследования по данной проблеме, отраженные в работе [2], показывают возникновение явления завихрения и повторного вовлечения в поток частиц шлама вследствие локальной турбулизации потока в зоне сопряжения стволов. В частности, выполненное в работе физическое моделирование процесса движения потока частиц в зоне перехода из бокового ствола в основной, показало, что вследствие турбулизации потока в зоне сопряжения стволов до 70% шлама может возвращаться в поток промывочной жидкости, что создает предпосылки для развития шламовых пробок. В другом исследовании [3], было изучены условия промывке в зоне сопряжения боковых стволов после длительного простоя скважины без циркуляции в диапазоне 12÷48 ч. По итогам исследования было установлено, что при отсутствии циркуляции, в условиях наличия зоны сопряжения стволов, для восстановления нормальных условий циркуляции раствора и эвакуации шлама, требуется в 3÷8 раз больше временных затрат, в сравнении с непродолжительными простоями, а необходимый расход промывочной жидкости для качественной очистки ствола кратковременно повышался до 64% от принятого технологического уровня.

Ухудшение условий промывки при зарезке боковых стволов подтверждается и результатами математического моделирования. Например, в работе [4] с

использованием объемной CFD модели с неньютоновской реологией и моделей оседания частиц была выполнена оценка влияния геометрических условий зарезки бокового ствола (угла, размеров окна, бокового ствола) на характер течения восходящего потока буровой жидкости. По итогам моделирования было выявлено наличие локальных зон рециркуляции в которых вероятность оседания частиц была на 10÷35% выше по отношению к потоку в целом с увеличением скорости накопления осадков до 58% и контактного взаимодействия частиц со стенками обсадных колонн (как фактор эрозионного воздействия) на 63%. В другой работе [5] с использованием CFD-моделирования неньютоновской гидродинамики бурового раствора в сложной геометрии боковых стволов, было установлено, что локальные завихрения вблизи зарезки стволов могут снижать эффективность выноса шлама на 15÷45 % и вызывать локальные кратковременные перепады давления до 0,2 МПа.

В работе [6] описаны исследования влияния асимметричного распределения давления и пластовой проницаемости при зарезке боковых стволов с использованием физического моделирования на керновых моделях и численного моделирования процесса фильтрации бурового раствора в призабойной зоне бокового ствола в зоне врезки. Автором установлено, что при разнице проницаемости в приствольных зонах основной и боковой скважин в 1÷2 порядка, характерной для переходных зон, локальные катастрофические потери циркуляции и фильтрационные притоки могут возникать уже при перепадах давления в 0,2÷1,5 МПа с выраженной асимметрией поглощения в сторону большей проницаемости. Выводы, сделанные по результатам исследований, указывают на природу более высоких рисков возникновения дифференциальных прихватов при зарезке боковых стволов. Как показывают исследования [7, 8], отчасти, причины возникновения неравномерной проницаемости при забуривании боковых стволов, особенно в зоне ответвления, связанны с неравномерным распределением толщины и степени уплотнения фильтрационных корок, а также механической кольматацией. Например, показано, что разница между толщиной фильтрационных корок в различных частях профиля ствола может составлять до 80% и более, при росте величины силы адгезии до 30 раз.

Приведенные ранее выводы в контексте дифференциальных прихватов подкрепляются результатами, описанными [9], согласно которым, из-за сочетания гидравлических перепадов и упругих эффектов колонны в боковых стволах при проведении СПО, особенно в длинных боковых стволах, могут наблюдаться пульсации дифференциального давления до 1,3 МПа и выше. Рядом других исследователей [1, 4, 6, 10], в частности, в качестве одной из наиболее значимых причин увеличения вероятности возникновения дифференциальных прихватов при зарезке боковых стволов указывается именно возникновение гидроударов большой амплитуды, обусловленных сочетанием специфики перехода жидкости в окне бокового ствола, расхаживания, крутильных колебаний бурильной колонны в стволе, пульсаций, связанных с работой забойных двигателей, промывкой забоя и т.д.; в том числе - резонансными явлениями в потоке промывочной жидкости.

Большим количеством исследователей отмечается важность таких аспектов проблематики бурения боковых стволов как высокие механические нагрузки в зоне захода бурильной колоны в окно зарезаемого ствола. Например, в [7] с использованием комплексных исследований, включающих физические расчеты, стендовые испытания и конечно-элементное моделирование механики взаимодействия бурильной и обсадной колонн, было установлено, что по сравнению

с условиями бурения искривленных участков скважин без боковых стволов, для условий бурения боковых стволов, даже при сопоставимой интенсивности искривления, боковые усилия, передаваемые от бурильной колонны обсадной более чем на 60% выше с развитием локальных контактных давлений до 33 МПа. В другом исследовании [11], отмечается, что вследствие высоких контактных давлений при забуривании боковых стволов, интенсивность локального износа металла обсадных колонн может возрастать до 6,2 раз по сравнению с аналогичными условиями бурения искривленных участков однозабойной скважины. Там же отмечается о выявлении роста интенсивности износа периферии алмазного породоразрушающего инструмента и корпусов шарошечных долот до 21÷55% по сравнению условиями бурения скважин без зарезки.

Проблематика повышенного износа, механической и химико-механической эрозии эксплуатационных колонн в зоне зарезки бокового ствола также нашла свое отражение в ряде работ авторитетных исследователей [4, 6-8, 12]. Отдельный интерес в научном сообществе имеют вопросы формирования заклиниваний бурильных колонн, например, в работе [4], рассматривается фактор молекулярных взаимодействий и явлений микросваривания в ключе развития заклиниваний. Большая роль традиционно отводится большим силам трения, а также микро- и макродеформациям как обсадной, так и бурильных колонн [8, 12]. В данном контексте исследователи отмечают важность профиля жесткости бурильной колонны, условий смазки на границах «металл-металл», «порода/фильтрационная корка-металл», а также наличие в циркулирующем потоке жидкости агрессивных абразивных частиц и химических веществ. Помимо износа и деформации элементов колонн, высокие динамические нагрузки при зарезке боковых стволов, особенно при малых глубинах забоя бокового ствола, способствуют выраженной интенсификации износа цементной крепи скважин, вплоть до необходимости проведения ремонтно-изоляционных работ для восстановления изолирующей и крепящей способности цементного кольца [11-13]. Отдельное внимание уделяется проблематике позиционирования ствола скважины при неоптимальных профиле жесткости и геометрических параметрах бурильной колонны [1, 7, 8, 10].

Хотя технология бурения боковых стволов не имеет радикальных отличий от традиционной, существует ряд специфических факторов, осложняющих процесс бурения. При дальнейших исследованиях в области повышения эффективности зарезки боковых стволов, в ключе нивелирования действия специфических факторов, в качестве наиболее перспективных направлений следует выделить: улучшение условий промывки скважины, особенно в зонах сопряжения стволов, оптимизацию профиля жесткости, геометрии бурильной колонны и КНБК, использование устройств позиционирования (центрирования) бурильных колонн, а также усовершенствование схем их размещения, уменьшение сил трения и использование износостойких покрытий и защитных устройств с целью минимизации контактных давлений и износа в месте контакта бурильной и обсадной колонн.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Еловых П. Ф. Совершенствование забуривания новых направлений в открытом стволе скважины с искусственного забоя : дис. … канд. наук. – Москва, 2021. – 146 с.

2. Гилязов Р. М., Рахимкулов Р. Ш. Проблемы заканчивания скважин с боковыми стволами // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 11. – С. 10-12.
3. Токарева Т. В. Опыт и эффективность бурения, эксплуатации боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 457-468.
4. Зарипов Р. Р. Обоснование и разработка технологии бурения дополнительных стволов многозабойных скважин : дис. … канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2012. – 165 с.
5. Фаттахов М. М. Исследование и разработка технологии бурения разветвленных многозабойных скважин : дис. … канд. наук. – Тюмень, 2020. – 185 с.
6. Гилязов Р. М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
7. Чернышов С. Е. Совершенствование технологии бурения и заканчивания дополнительных стволов : дис. … канд. техн. наук. – Пермь, 2011. – 186 с.
8. Нескоромных В. В. Направленное бурение. Бурение горизонтальных и многозабойных скважин. – Красноярск: СФУ, 2020. – 410 с.
9. Фасхутдинов Р. Р. Опыт применения технологии бурения боковых стволов на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть» // Инженерная практика. – 2011. – № 9. – С. 16-18.
10. Обухов С. А. Научно-технические решения по проектированию строительства морских горизонтальных и многозабойных скважин : дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2005. – 148 с.
11. Исрафилов Н. В. Исследование причин аварийности и разработка интегрированной системы обеспечения безопасности при строительстве скважин и проведении операций по зарезке боковых стволов / Н. В. Исрафилов, М. Р. Мукимов, Н. А. Абдуллин // Вестник науки. – 2025. – № 12 (93). – С. 2213-2221.
12. Асадуллин Р. Р. Сложности при бурении боковых стволов скважин // Форум молодых ученых. – 2025. – № 6 (106). – С. 50-53.
13. Насыров А. Л. Анализ промыслового опыта по зарезке боковых стволов с применением оборудования различных сервисных компаний на объектах ПАО «Татнефть» / А. Л. Насыров, А. А. Мухаметшин, Р. Р. Саитбаталов, А. Ф. Гараева // Нефтяная провинция. – 2023. – № 2(34). – С. 150-164.

УДК 622.24

ШИРИНА ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ПОГЛОЩЕНИЯ ПРИ НЕПОЛНОЙ ПРОЕКТНОЙ ЗАПИСИ

В.С. Захаров, В.А. Капитонов

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Аннотация. В проектных документах на строительство скважин ожидаемое поглощение бурового раствора часто записано неполно, без точного значения интенсивности. Эмпирический коэффициент, через который поглощение входит в

расчёт давления, задаётся классификатором зон поглощений для месторождений Самарской области, построенным по данным об осложнениях при бурении. Для неполной записи однозначного коэффициента классификатор не даёт. Построена нечёткая модель коэффициента на числах самого классификатора, без подбираемых параметров, и применена к проектным записям месторождений Самарской области. Ширина полученной оценки переведена в плотность бурового раствора. Показано, что ширина зависит от формы записи сильнее, чем от тектонического элемента, и что по словесной записи без положения статического уровня коэффициент не определяется.

Ключевые слова: поглощение бурового раствора, эмпирический коэффициент, нечёткая модель, проектная документация, плотность бурового раствора, Самарская область.

THE WIDTH OF THE MUD LOSS COEFFICIENT ESTIMATE FOR AN INCOMPLETE DESIGN RECORD

V.S. Zakharov, V.A. Kapitonov

Samara State Technical University
Samara, Russia

Annotation. In well design documents, expected drilling fluid loss is often recorded incompletely, without an exact intensity value. The coefficient that brings the loss into the pressure calculation is given by a loss zone classifier for the Samara region fields built on drilling complication data. For an incomplete record the classifier gives no single value. A fuzzy model of the coefficient has been built on the numbers of the classifier itself, without fitted parameters, and applied to design records of the Samara region fields. The width of the estimate has been converted into drilling fluid density. It depends on the form of the record more strongly than on the tectonic element, and a verbal record without the static fluid level gives no coefficient.

Key words: drilling fluid loss, empirical coefficient, fuzzy model, design documentation, fluid density, Samara region.

Проектная документация на строительство скважины содержит таблицу ожидаемых поглощений бурового раствора. Интенсивность поглощения записывают в ней числом, диапазоном, формой «до N» (например, «До 40», то есть не более 40 м^3/ч) или словом. От этой записи зависит расчётное давление поглощения, а вместе с ним число обсадных колонн, глубины их башмаков и допустимая плотность бурового раствора.

Давление поглощения рассчитывают умножением давления гидроразрыва пластов на безразмерный эмпирический коэффициент, учитывающий региональную тектоническую обстановку [1]:

$$P_{\text{пог}} = P_{\text{грп}}\beta \text{ МПа}, \quad (1)$$

где $P_{\text{пог}}$ – давление поглощения бурового раствора, МПа;

$P_{\text{грп}}$ – давление гидроразрыва пластов, МПа;

β – эмпирический коэффициент, учитывающий региональную тектоническую обстановку, безразмерный.

Значения коэффициента приведены в классификаторе зон поглощений, опубликованном в 2022 году [1]. Классификатор построен по закономерностям распределения осложнений по тектоническим элементам Самарской области. Он сопоставляет коэффициент категории поглощения и тектоническому элементу первого порядка, причём три верхние категории заданы интенсивностью поглощения, а две нижние положением статического уровня раствора. Требование учитывать градиент поглощения при выборе конструкции скважины и плотности раствора установлено федеральными нормами и правилами [2].

Для записи одним числом внутри одной категории классификатор даёт одно значение. Проектная запись такой почти не бывает. Диапазон захватывает часть категории или несколько категорий сразу, запись «до N» не содержит нижнего конца, а словесная запись не содержит числа вовсе. Правил на эти случаи классификатор не даёт, и значение выбирает проектировщик.

Коэффициент формализован нечёткой моделью, построенной на числах самого классификатора. Полосы интенсивности трёх верхних категорий составляют 1,5–5, 5–16 и 16–60 м^3/ч. Термы модели наследуют эти полосы и задаются как нечёткие множества [3], а вершина каждого терма вычисляется как полусумма границ его полосы:

$$m_k = \frac{a_k + b_k}{2} \text{ м}^3/\text{ч}, \tag{2}$$

где m_k – вершина терма k, м^3/ч;

a_k, b_k – нижняя и верхняя границы полосы терма k, м^3/ч.

Для полос классификатора вершины равны 3,25; 10,5 и 38 м^3/ч. Степень принадлежности каждого терма линейно убывает от его вершины до вершины соседнего терма, а у крайних термов за вершиной остаётся равной единице. Функции принадлежности имеют вид:

$$\mu_{\text{н}}(q) = \begin{cases} 1 & \text{при } q \le 3{,}25 \\ \frac{10{,}5 - q}{10{,}5 - 3{,}25} & \text{при } 3{,}25 < q < 10{,}5; \\ 0 & \text{при } q \ge 10{,}5 \end{cases} \tag{3}$$

$$\mu_{\text{ч}}(q) = \begin{cases} 0 & \text{при } q \le 3{,}25 \\ \frac{q - 3{,}25}{10{,}5 - 3{,}25} & \text{при } 3{,}25 < q \le 10{,}5 \\ \frac{38 - q}{38 - 1\ ,5} & \text{при } 10{,}5 < q < 38 \\ 0 & \text{при } q \ge 38 \end{cases}; \tag{4}$$

$$\mu_{\text{с}}(q) = \begin{cases} 0 & \text{при } q \le 10{,}5 \\ \frac{q - 10{,}5}{38 - 10{,}5} & \text{при } 10{,}5 < q < 38, \\ 1 & \text{при } q \ge 38 \end{cases} \tag{5}$$

где q – интенсивность поглощения, м^3/ч;

$\mu_{\text{н}}(q)$, $\mu_{\text{ч}}(q)$, $\mu_{\text{с}}(q)$ – степени принадлежности интенсивности термам «незначительное», «частичное» и «среднее», безразмерные.

Применён вывод Сугено нулевого порядка [4], в котором заключением правила служит значение коэффициента из классификатора. Свободных параметров построение не содержит, значения классификатора не изменены, а сумма степеней принадлежности при любой интенсивности равна единице. Модель ведёт расчёт по двум осям, повторяя два основания классификатора, по оси расхода для

интенсивности поглощения и по оси уровня для положения статического уровня. Выход по оси расхода вычисляется как сумма значений классификатора, взвешенных степенями принадлежности:

$$\beta_q = \sum_k \mu_k(q) c_{T,k}, \quad (6)$$

где β_q – выход модели по оси расхода, безразмерный;

$\mu_k(q)$ – степень принадлежности интенсивности терму k по выражениям (3)–(5), безразмерная;

$c_{T,k}$ – значение классификатора для тектонического элемента T и терма k, безразмерное.

Нижний конец записи «до N» принимается равным нижней границе шкалы классификатора, то есть 1,5 м^3/ч. Если отсчитывать его от нуля, ширина полосы не меняется, поскольку ниже 3,25 м^3/ч выход модели постоянен.

Модель применена к таблицам «Поглощение бурового раствора» из проектной документации на строительство скважин Самарской области. Использованы документы Верхне-Ветлянского [5], Грековского [6], Мухановского [7], Ново-Ключевского [8, 9], Сургутского [10] и Первомайского [11] месторождений. В этих таблицах 28 строк, и заполнение в них граф интенсивности и уровня приведено в таблице 1. В документе Сургутского месторождения таблица приведена дважды, для скважины 153 и для проекта 1261Б, и обе её копии учтены.

Таблица 1 – Заполнение граф интенсивности и уровня в таблицах поглощений

Состояние циркуляции	Число строк	Интенсивность задана числом	Интенсивность задана словом	Графа уровня заполнена
Сохранена, записано «нет»	18	16	2	2
Потеряна, записано «да»	10	0	10	0

Из таблицы 1 видно, что во всех десяти строках с потерянной циркуляцией интенсивность записана словом, а положение уровня не записано. Графа уровня заполнена только в двух строках Первомайского месторождения, оба раза записью «на устье», которая означает, что уровень не снижался. Поэтому ось уровня в этих таблицах не работает, и строк, где известны обе величины, в них нет.

Кроме того, использованы записи скважин 116 [12] и 212 [13] Коренного месторождения. Тектонический элемент установлен по проектному документу только для скважины 116, её территория отнесена к Бузулукской впадине [14]. Для скважин Сургутского и Первомайского месторождений и скважины 212 он в документах не установлен, поэтому коэффициент для них рассчитан по каждому из пяти тектонических элементов классификатора и приводится диапазоном.

Ширину ответа удобно выражать в плотности бурового раствора, поскольку именно её выбирает проектировщик. Если давления в выражении (1) выразить эквивалентными плотностями, полоса коэффициента переводится в плотность раствора умножением на эквивалентную плотность градиента гидроразрыва:

$$\Delta\rho = \rho_{\text{грп}} \Delta\beta \text{ кг/м}^3, \quad (7)$$

где $\Delta\rho$ – ширина полосы, выраженная в плотности раствора, кг/м^3;

$\rho_{\text{грп}}$ – эквивалентная плотность градиента гидроразрыва, кг/м^3;

$\Delta\beta$ – ширина полосы коэффициента, безразмерная.

Для расчёта эквивалентная плотность градиента гидроразрыва принята равной 1500 кг/м^3. Это условное значение, и при другом значении ширина полосы в плотности изменяется пропорционально ему. Для сравнения взят допуск отклонения плотности закачиваемого раствора от проектной, равный 30 кг/м^3 по пункту 392 федеральных норм [2].

Запись «6–8 м^3/ч» скважины 116 лежит внутри категории частичных поглощений, которой на Бузулукской впадине отвечает значение 0,80, а соседней категории незначительных поглощений значение 0,90. Выход модели на концах записи по выражениям (3), (4) и (6) составляет:

$$\beta_q(6) = \frac{10{,}5-6}{10{,}5-3{,}25} \times 0{,}90 + \frac{6-3{,}25}{10{,}5-3{,}25} \times 0{,}80 = 0{,}8621;$$

$$\beta_q(8) = \frac{10{,}5-8}{10{,}5-3{,}25} \times 0{,}90 + \frac{8-3{,}25}{10{,}5-3{,}25} \times 0{,}80 = 0{,}8345.$$

Ширина полосы коэффициента равна разности выходов на концах записи:

$$\Delta\beta = 0{,}8621 - 0{,}8345 = 0{,}0276.$$

По выражению (7) этой полосе отвечает изменение плотности раствора:

$$\Delta\rho = 1500 \times 0{,}0276 = 41{,}4 \text{ кг/м}^3.$$

Запись «До 40» скважин 19 и 23 Первомайского месторождения покрывает три категории. Её нижний конец принят равным 1,5 м^3/ч. Для сравнения расчёт выполнен для той же Бузулукской впадины, хотя тектонический элемент Первомайского месторождения в документе не установлен. Выход модели равен 0,90 на нижнем конце и 0,60 на верхнем, поэтому ширина полосы составляет 0,30, а изменение плотности раствора равно:

$$\Delta\rho = 1500 \times 0{,}30 = 450 \text{ кг/м}^3.$$

Отношение полос двух записей равно:

$$\frac{450}{41{,}4} = 10{,}9.$$

Для одного и того же тектонического элемента форма записи изменила ширину ответа почти в одиннадцать раз. Смена тектонического элемента при той же записи «До 40» меняет ширину не более чем вдвое. Наименьшую ширину даёт Мелекесская впадина, где выход модели падает с 0,85 на нижнем конце записи до 0,70 на верхнем, чему отвечает изменение плотности раствора:

$$\Delta\rho = 1500 \times (0{,}85 - 0{,}70) = 225 \text{ кг/м}^3.$$

Форма записи, таким образом, влияет на ширину ответа сильнее, чем тектонический элемент.

Сам классификатор меняет ответ скачком на границе категорий. На Бузулукской впадине переход интенсивности через отметку 16 м^3/ч меняет коэффициент с 0,80 на 0,60, чему по выражению (7) отвечает изменение плотности раствора:

$$\Delta\rho = 1500 \times (0{,}80 - 0{,}60) = 300 \text{ кг/м}^3.$$

Проектная интенсивность известна на этапе проектирования гораздо грубее, чем задана эта граница, поэтому выбор между двумя значениями по одной цифре расхода опирается на точность, которой у исходных данных нет.

Выход модели по оси расхода показан на рисунке 1 вместе со значениями чёткого классификатора для Бузулукской впадины.

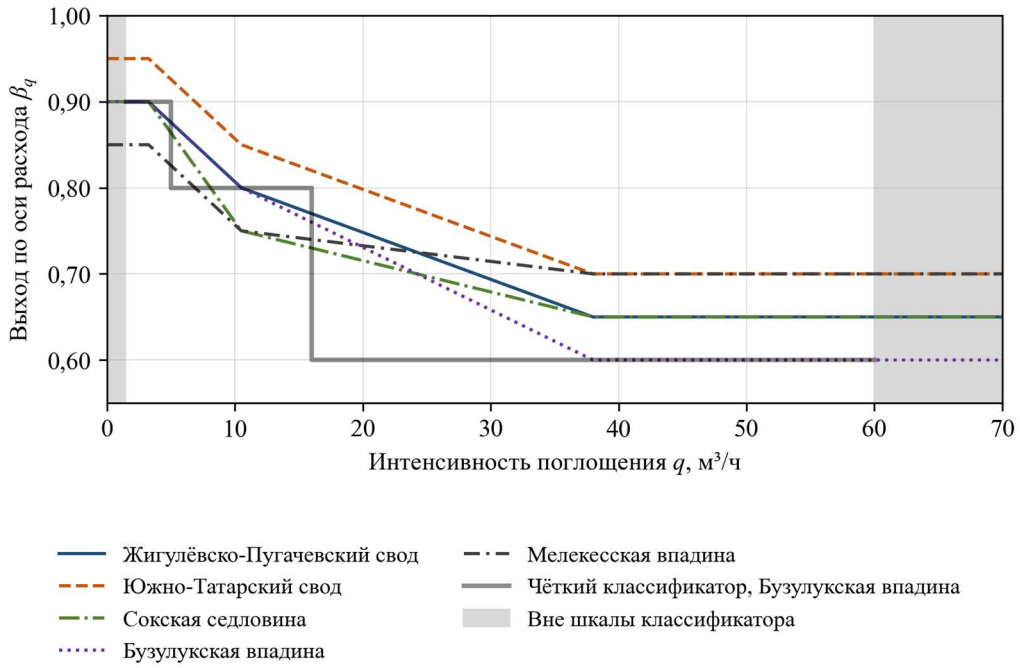


Рисунок 1 – Выход модели по оси расхода для пяти тектонических элементов и значения чёткого классификатора

Модель заменяет скачки классификатора на границах категорий плавным переходом и совпадает с ним в вершинах термов. За пределами отрезка от 1,5 до 60 м³/ч классификатор не определён, поэтому модель сохраняет крайнее значение и помечает результат как выходящий за пределы классификатора. Плавный переход означает, что малая правка проектной интенсивности не переворачивает выбор плотности раствора, тогда как у чёткой таблицы такая правка меняет ответ на четверть значения.

Словесная запись обрабатывается иначе. Строки таблицы 1 с потерянной циркуляцией не содержат ни числа, ни положения уровня, поэтому классификатор к ним неприменим по обоим своим основаниям. Модель не подставляет для таких строк значение, а сообщает, что коэффициент не определяется, и указывает причину. Если же при словесной записи положение уровня задано числом и снижение уровня зафиксировано, модель выдаёт оценку по оси уровня. Поэтому такую строку проектной таблицы достаточно дополнить измеренной интенсивностью или положением уровня.

Отдельно проверено, помогает ли второй признак точнее упорядочить поглощения по тяжести, чем одна интенсивность. Использованы опубликованные данные о работах по ликвидации поглощений на Южно-Орловском [15] и Кулешовском [16] месторождениях. Вторым признаком служила фациальная зона рифового массива, а мерой тяжести ступень фактически затраченных усилий по ликвидации. Согласие упорядочения с тяжестью оценено коэффициентом ранговой корреляции тау-b Кендалла [17]. С учётом фациальной зоны он составил 0,8045, по одной интенсивности 0,8098. Доверительный интервал их разности, полученный

методом парного бутстрепа [18], накрывает ноль, поэтому пользы второго признака на этих данных не обнаружено.

При одной известной величине модель даёт тот же результат, что и кусочно-линейная интерполяция между центрами полос, поэтому выигрыша в точности она не даёт. Её отличие в другом. Модель выдаёт полосу вместо одного числа, отмечает выход за пределы классификатора и не подставляет значение там, где данных для него нет.

Ширина оценки коэффициента поглощения зависит от формы записи интенсивности в проектной таблице сильнее, чем от того, к какому тектоническому элементу отнесена скважина. Узкий числовой диапазон даёт ширину, сопоставимую с допуском на плотность закачиваемого раствора. Запись «до N» даёт ширину во много раз больше этого допуска. Строка, в которой интенсивность записана словом, а положения уровня нет, коэффициента не даёт.

Для проектирования скважины это даёт проверку исходной записи до выбора плотности раствора. Если полоса сопоставима с допуском на плотность, записи в проектной таблице достаточно, и плотность выбирают внутри полосы. Если полоса во много раз шире допуска, прогноз поглощения сначала уточняют по фактическим поглощениям на соседних скважинах. Иначе плотность раствора и глубины спуска обсадных колонн выбираются по значению коэффициента, которое данными не подкреплено.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шиповский К. А., Капитонов В. А., Коваль М. Е. Классификация зон поглощений на основе закономерностей распределения осложнений по тектоническим элементам Самарской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 11 (359). С. 18–22. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-18-22.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 534.
3. Zadeh L. A. Fuzzy sets // Information and Control. 1965. Vol. 8, no. 3. P. 338–353. DOI: 10.1016/S0019-9958(65)90241-X.
4. Takagi T., Sugeno M. Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control // IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics. 1985. Vol. SMC-15, no. 1. P. 116–132. DOI: 10.1109/TSMC.1985.6313399.
5. Эксплуатационная скважина № 222 Верхне-Ветлянского месторождения: проектная документация. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 7 «Технологические решения»: 1635Б/08-1322-4109-ИОС-07. Том 5.7 / ООО «СамараНИПИнефть». 2017.
6. Эксплуатационная скважина № 215 Грековского месторождения: проектная документация. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 7 «Технологические решения»: 1977Б/21-1322-4121-ИОС7-01. Том 5.7 / ООО «СамараНИПИнефть». 2019.

7. Эксплуатационные скважины № 2025, 3093, 3097, 3111 Мухановского месторождения: проектная документация. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 7 «Технологические решения»: 1137Б-1322-4165-ИОС-07. Том 5.7 / ООО «СамараНИПИнефть». 2015.
8. Разведочная скважина № 2 Ново-Ключевского месторождения: проектная документация. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 7 «Технологические решения»: 1670Б/09-1322-4171-ИОС-07. Том 5.7 / ООО «СамараНИПИнефть». 2017.
9. Разведочная скважина № 4 Ново-Ключевского месторождения: проектная документация. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 7 «Технологические решения»: 1471Б-1322-4171-ИОС-07. Том 5.7 / ООО «СамараНИПИнефть». 2016.
10. Документ, подтверждающий соответствие указанных в типовой проектной документации на строительство эксплуатационных скважин № 159, 161 Сургутского месторождения климатических, гидрогеологических, геолого-технических и иных условий, в которых они могут применяться, условиям скважины № 153 Сургутского месторождения, в которых они подлежат применению повторно: проектная документация: 1330Б/02 / ООО «СамараНИПИнефть». 2016.
11. Строительство эксплуатационных скважин № 19, 23 Первомайского месторождения: проектная документация. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологического процесса». Подраздел 1 «Технологические решения»: 75/12-279-06-12-ИОС1. Том 5.1 / ООО НПФ «Нефтетехпроект». 2013.
12. Строительство эксплуатационной скважины № 116 Коренного месторождения (внесение изменений): проектная документация. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 7 «Технологические решения»: 1134Б/13-00-00-ИОС-07(И). Том 5.7 / ООО «СамараНИПИнефть». 2015.
13. Строительство разведочной скважины № 212 Коренного месторождения: проектная документация. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 7 «Технологические решения»: 411Б.00-00-ИОС-07. Том 5.7 / ООО «СамараНИПИнефть». 2012.
14. Строительство эксплуатационной скважины № 116 Коренного месторождения: проектная документация. Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»: 1134Б/13-ООС-01. Том 8 / ООО «СамараНИПИнефть». 2014.

15. Шиповский К. А., Циркова В. С., Коваль М. Е., Кожин В. Н. Закономерности распределения зон поглощений в одиночных рифах депрессионной зоны Камско-Кинельской системы прогибов // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1 (80). С. 34–39. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-34-39.
16. Шиповский К. А., Циркова В. С., Коваль М. Е., Кожин В. Н., Пилипец Е. Ю., Крепостнов Д. Д. Повышение эффективности прогнозирования и предупреждения зон полных и катастрофических поглощений бурового раствора в рифовых постройках Камско-Кинельской системы прогибов // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 97–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-12-97-101.
17. Kendall M. G. The treatment of ties in ranking problems // Biometrika. 1945. Vol. 33, no. 3. P. 239–251. DOI: 10.1093/biomet/33.3.239.
18. Efron B. Bootstrap methods: another look at the jackknife // The Annals of Statistics. 1979. Vol. 7, no. 1. P. 1–26. DOI: 10.1214/aos/1176344552.

УДК 622.244

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

И.Н. Леонов, В.А.Капитонов, к.т.н.

Самарский государственный технический университет[1]
г. Самара, Россия
e-mail: ivan.1994.leonov@mail.ru, neo-phis@mail.ru

Аннотация. В статье представлен обзор подходов к испытанию скважин при бурении. Произведен обзор технологий как отечественных, так и зарубежных компаний. Необходимость модернизацией применяемых технологий обусловлена оптимизацией капиталозатрат на строительство скважин, при необходимости получения точной информации о продуктивном пласте после первичного вскрытия.

Ключевые слова: Строительство скважин на нефть и газ, заканчивание, освоение, пластоиспытатель, КНБК

Разведка, доразведка и разработка нефтяных и газовых месторождений требуют своевременного получения достоверных сведений о строении и свойствах продуктивных пластов. К числу наиболее значимых параметров относятся пластовое давление, характер насыщения порового пространства, подвижность флюидов, проницаемость, положение межфлюидных контактов, степень гидродинамической связи отдельных частей залежи, а также физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды. От точности определения этих характеристик зависят подсчёт запасов, выбор конструкции скважины, обоснование способа заканчивания, проектирование системы разработки и прогноз технологических показателей добычи. А следовательно, и корректного планирования последующих скважин в рассматриваемом регионе.

В настоящее время в мировой практике испытания и опробование пластов в бурящихся скважинах наметились одни и те же направления развития техники и технологии проведения указанных работ. У нас в стране, так же, как и за рубежом, ведутся работы по созданию и применению следующих методов испытания и опробования пластов:

-испытание продуктивных горизонтов при помощи испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах (с опорой и без опоры на забой):

-опробование пластов без подъема бурильного инструмента на поверхность;

-опробование пластов при помощи опробователей, спускаемых в скважину на кабеле или металлическом тросе.

Применение испытателя пласта в составе бурильной компоновки имеет ряд технологических преимуществ [4; 5]:

- сокращение числа отдельных спуско-подъёмных операций;
- получение данных до завершения бурения всего интервала;
- снижение риска кабельных работ в горизонтальном или сильнонаклонённом стволе;
- возможность оперативной корректировки программы исследований;
- интеграция измерений с данными LWD и MWD;
- снижение неопределённости при геонавигации и выборе положения горизонтального участка;
- оценка флюидных контактов и гидродинамической связи в процессе строительства скважины.

Вместе с тем метод имеет ограничения. Для проведения теста требуется остановить вращение либо перемещение колонны, обеспечить устойчивое положение компоновки и достаточный контакт зонда со стенкой. В ранних реализациях FTWD один тест занимал порядка нескольких минут; в опубликованном полевом примере для выполнения измерения требовалась остановка бурения примерно на семь минут, при этом полученные давления демонстрировали хорошую сопоставимость с кабельными измерениями. Динамика буровой среды повышает требования к автоматическому управлению. [4] В табл. 1 приведена краткая характеристика современных систем испытания пластов в процессе бурения.

Таблица 1 — Высокотехнологичное оборудование для испытания пластов

Оборудование / сервис	**Возможности**	**Ссылка**
GeoTap® Formation Pressure Testing — Halliburton	Измерение пластового давления в реальном времени в составе LWD-компоновки; применяется для оценки свойств резервуара, контроля рисков бурения и оптимизации заканчивания.	Официальная страница GeoTap®
GeoTap® Flow — Halliburton	Расширенный комплекс: давление, подвижность, идентификация флюида и отбор пробы во время бурения.	Официальная страница GeoTap® Flow

Оборудование / сервис	Возможности	Ссылка
FASTrak™ HD — Baker Hughes	LWD-сервис для измерения давления, забойного анализа флюида, отбора и хранения проб; анализируются плотность, вязкость, показатель преломления, скорость звука, газовый фактор и сжимаемость.	Официальная страница FASTrak™ HD
Formation Testing and Sampling — SLB	Направление LWD-исследований SLB, включающее интеллектуальное измерение пластового давления во время бурения и картирование флюидов.	Страница LWD-технологий SLB
АГИП-К / АГИП-М — АО НПП «ВНИИГИС», Россия	Российская модульная аппаратура гидродинамического каротажа и опробования пластов: измерение пластового давления, многократные исследования и отбор представительной глубинной пробы флюида объёмом до 500 мл за один спуск.	Страница аппаратуры АГИП

Согласно открытым техническим данным производителя, диапазон измеряемых давлений составляет 0,1–80 МПа, диапазон температур — 5–120°C, разрешающая способность — 700 Па, а число исследований в режиме ГДК может достигать 40 за один спуск. [7]

Традиционная последовательность откладывает получение данных до окончания бурения интервала.

Современная предлагаемая технология FTWD — комплекс измерений, выполняемых в составе КНБК для прямого исследования пласта и флюида

Рассмотрим последние разработки по данной тематике

1. Методика повышения точности определения пластового давленияПатент US 12,674,364 «Formation Testing While Drilling: Robust and Accurate Pore Pressure Measurement» посвящён повышению достоверности определения пластового давления при испытании пласта в процессе бурения. Техническая идея заключается в проведении измерений в условиях управляемого изменения расхода бурового раствора. Во время периода восстановления давления расход может ступенчато снижаться, а гидроимпульсный телеметрический канал временно отключаться. Сопоставление измерений, полученных при различных расходах, позволяет оценить вклад гидравлического и телеметрического шума в зарегистрированную кривую давления.

Преимущества:

- Повышается достоверность оценки пластового давления за счёт количественного учёта шумовой составляющей.
- Снижается вероятность ошибочного расчёта градиента давления и неверного выделения флюидных контактов.
- Методика применима для уточнения интерпретации данных drawdown и buildup в условиях работающей циркуляции.

- Формируется не только оценка давления, но и представление о неопределённости полученного результата. [8]

Недостатки:

- Реализация требует согласованного управления насосами, телеметрией и алгоритмом испытания.

- Ступенчатое изменение расхода увеличивает продолжительность операций на точке измерения.

- В низкопроницаемых интервалах длительное время восстановления давления может ограничивать эффективность метода.

- На качество результата влияют стабильность датчика давления и полнота регистрации технологических параметров.

2. Гибридное питание при проведении испытания пласта Патент US 12,467,357 «Formation Testing Tool and Methods for Performing a Hybrid Power Formation Pressure Test» рассматривает гибридный режим энергоснабжения инструмента. На стадии создания депрессии питание обеспечивается гидравлическим генератором при включённых буровых насосах. После завершения депрессии циркуляцию прекращают, а регистрация восстановления давления выполняется от аккумуляторной батареи.Такой подход разделяет энергоёмкую и измерительную части испытания. Для выполнения drawdown используется доступная гидравлическая мощность потока промывочной жидкости, тогда как наиболее чувствительная часть — buildup — осуществляется при минимальном уровне гидравлических помех.

Преимущества:

- Высокая гидравлическая мощность может использоваться для создания необходимой депрессии и работы насосного модуля.

- Восстановление давления регистрируется в условиях выключенных насосов, что снижает уровень помех.

- Сокращается суммарная продолжительность работы без циркуляции по сравнению с полностью автономным тестом.

- Снижается риск осложнений, связанных с длительным отсутствием промывки и возможным прихватом компоновки.

- Решение особенно интересно для пластов с высокой подвижностью, где требуется интенсивная депрессия.

Недостатки:

- Компоновка усложняется за счёт наличия генератора, аккумуляторного блока, системы переключения питания и управляющей логики.

- Необходима точная синхронизация остановки насосов с окончанием фазы депрессии.

- В период отсутствия циркуляции может быть недоступна передача данных по гидроимпульсному телеметрическому каналу.

- Ограниченный заряд батареи определяет доступную длительность регистрации buildup. [9]

3. Испытание пласта с использованием аккумуляторного питанияПатент US 12,473,823 «Formation Testing Tool and Methods for Performing a Formation Pressure Test Using Battery Power» описывает проведение испытания пласта полностью или преимущественно от аккумуляторного источника питания. До основного испытания может быть выполнен предварительный диагностический тест, по результатам которого определяются параметры последующей депрессии, включая её объём и

скорость. Основной тест проводится при выключенной циркуляции, а данные сохраняются в памяти забойного инструмента с последующей передачей на поверхность. [10]

Преимущества:

- Обеспечивается минимальный уровень гидравлического шума, поскольку отсутствует влияние работающих насосов и циркуляции.
- Повышается качество регистрации кривой восстановления давления.
- Предварительный тест позволяет подбирать режимы испытания с учётом фактического отклика конкретного интервала.
- Метод целесообразен для контрольных точек, где требуется высокая точность определения пластового давления.

Недостатки:

- Энергетический ресурс батареи ограничивает продолжительность теста, объём отбора и доступную мощность насосного модуля.
- Метод менее удобен для высокомобильных пластов, требующих значительной депрессии или большого объёма отбора.
- Длительное отключение циркуляции может увеличивать риск прихвата и ухудшать очистку ствола.
- Оперативный контроль за ходом теста затруднён при отсутствии телеметрической связи в реальном времени.

4. Контактная оценка геомеханических свойств породыПатент US 12,529,309 «Downhole Rock Mechanics Characterisation Tool, Assembly and Method» представляет направление, связанное с непосредственным определением механических характеристик породы в скважине. Инструмент включает узел подготовки поверхности стенки скважины и испытательный резец. После очистки локального участка стенки испытательный элемент взаимодействует с породой, а датчики фиксируют силу и крутящий момент. По полученному отклику могут оцениваться характеристики прочности, буримости и механического поведения породы.Данное решение не относится к прямому измерению пластового давления, однако представляет интерес как дополнение к FTWD-комплексу, поскольку объединяет гидродинамическую и геомеханическую информацию. [11]

Преимущества:

- Позволяет получать локальные данные о механическом отклике породы непосредственно в забойных условиях.
- Может применяться для уточнения буримости, абразивности, прочности и рисков неустойчивости стенок скважины.
- Подготовка поверхности перед испытанием уменьшает влияние шлама и неровностей на контактные измерения.
- Геомеханические данные могут использоваться при оптимизации параметров бурения и компоновки низа бурильной колонны.

Недостатки:

- Метод не заменяет измерение пластового давления, подвижности флюида и отбор пластовой пробы.
- Результат является локальным и может не характеризовать свойства всего пласта.
- Качество измерения зависит от состояния стенки скважины, эксцентриситета компоновки, наличия каверн и надёжности контакта.

- Наличие дополнительных механических узлов повышает конструктивную сложность и требования к надёжности инструмента.

5. Автоматический выбор модели интерпретации на основе машинного обученияПатент US 12,631,784 «Automatic Model Selection Through Machine Learning» описывает применение машинного обучения для выбора интерпретационной модели на основе геологических данных и комплекса измерений в процессе бурения. В качестве входных данных могут использоваться азимутальные гамма-измерения, многоглубинная резистивиметрия, изображения ствола, данные пластового давления и параметры бурения. Основная задача решения состоит в уменьшении зависимости интерпретации от ручного выбора модели и в ускорении формирования рабочей геологической модели в процессе геонавигации. [12]

Преимущества:

- Ускоряется обработка большого объёма LWD/MWD-данных и выбор модели пласта.
- Снижается влияние субъективного фактора при интерпретации сложных геолого-физических условий.
- Создаются предпосылки для более оперативной коррекции траектории скважины.
- Данные FTWD могут использоваться как независимый физический контроль моделей, полученных алгоритмами машинного обучения.

Недостатки:

- Точность результата определяется качеством, полнотой и репрезентативностью обучающей выборки.
- Алгоритм может быть недостаточно надёжным при резком изменении литологии, трещиноватости, анизотропии или условий инвазии.
- Результат машинного обучения необходимо проверять по прямым измерениям давления, каротажным данным и геологическому контексту.
- Использование непрозрачных моделей может затруднять инженерную интерпретацию причин полученного прогноза.

6. Синтез данных оценки пласта по механике бурения Патент US 12,585,040 «Machine Learning Synthesis of Formation Evaluation Data» посвящён синтезу недостающих данных оценки пласта на основе параметров механики бурения, зарегистрированных на поверхности, и исторических данных по аналогичным скважинам. В качестве целевых данных могут выступать формационные границы, виртуальные каротажные кривые и иные признаки, используемые при геологической интерпретации. Технология представляет интерес в ситуациях, когда часть измерительного комплекса отсутствует, временно неисправна или имеет недостаточное покрытие по глубине.

Преимущества [13]:

- Позволяет получать вспомогательную оценку свойств разреза при неполном комплексе ГИС в процессе бурения.
- Может использоваться как резервный источник информации при отказе отдельных LWD-датчиков.
- Повышает оперативность выделения вероятных литологических границ и изменений разреза.
- Способна дополнить геонавигационный анализ без установки дополнительных забойных измерительных модулей.

Недостатки:

- Синтезированные данные не являются прямым физическим измерением и не должны заменять результаты FTWD, отбора пластового флюида или лабораторного анализа.
- На параметры механики бурения влияют тип и износ долота, осевая нагрузка, частота вращения, гидравлический режим, вибрации и действия персонала.
- Модель может формировать правдоподобные, но неверные результаты в интервалах, отсутствующих в обучающей выборке.
- Для практического применения необходимы контроль качества, оценка неопределённости и сопоставление с независимыми измерениями.

Выводы

Современное испытание скважин при бурении развивается не как единый прибор, а как интегрированный комплекс технологий: **LWD/MWD-измерения**, пластовое тестирование в открытом стволе, отбор репрезентативных проб, управление депрессией и давлением, оперативная геонавигация, а также цифровая интерпретация давления, дебита, состава и электрофизических свойств пласта. [1–6]

Наиболее перспективное направление для разработки и патентования — объединение в одном процессе:

1. герметичного контакта со стенкой ствола; [1–3; 6]
2. управляемого создания депрессии;
3. очистки загрязнённой зоны фильтрата;
4. многоточечного измерения давления;
5. контроля качества пробы в реальном времени;
6. передачи результатов на поверхность для корректировки траектории и режима бурения.

Российские документы, найденные в открытых ресурсах ФИПС, подтверждают наличие разработок по отдельным элементам этой цепочки: измерениям в процессе бурения, оценке пласта, контролю потока и давления, исследованию горизонтальных скважин, свабированию и испытанию при освоении, а также изоляции интервалов пакерами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Halliburton. GeoTap Flow Formation Testing and Sampling While Drilling. Описание сервиса: измерение давления, подвижности, свойств флюида и отбор проб.
2. Baker Hughes. FASTrak HD LWD Fluid Analysis, Sampling and Testing Service. Комплексный LWD-сервис для испытания, анализа и пробоотбора.
3. SLB. Evaluating Formation Fluid Properties During Sampling While Drilling. Скважинная оптическая оценка состава, GOR, CO2CO_2CO2, FVF и загрязнённости фильтратом
4. SPE. Formation Testing While Drilling, a New Era in Formation Testing. Базовые принципы FTWD, автоматизация и сопоставление с кабельными измерениями.
5. SPE. Sampling While Drilling Goes Where Wireline Can’t. Примеры применения технологии в высокоугловых и горизонтальных стволах.
6. SLB. SpectraSphere Fluid Mapping While Drilling. Скважинное флюидное картирование и передача компонентного состава в реальном времени.

7. АО НПП «ВНИИГИС». Аппаратура гидродинамического каротажа и опробования пластов АГИП-К, АГИП-М [Электронный ресурс]. URL: https://vniigis.com/products/agip/ (дата обращения: 27.09.2026).
8. Formation Testing While Drilling: Robust and Accurate Pore Pressure Measurement : пат. US 12,674,364, США.
9. Formation Testing Tool and Methods for Performing a Hybrid Power Formation Pressure Test : пат. US 12,467,357, США.
10. Formation Testing Tool and Methods for Performing a Formation Pressure Test Using Battery Power : пат. US 12,473,823, США.
11. Downhole Rock Mechanics Characterisation Tool, Assembly and Method : пат. US 12,529,309, США.
12. Automatic Model Selection Through Machine Learning : пат. US 12,631,784, США.
13. Machine Learning Synthesis of Formation Evaluation Data : пат. US 12,585,040, США.

ВЛИЯНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

И.А. Борисов, В.А. Капитонов, к.т.н.

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. Рассмотрена проблема накопления выбуренной низкоплотной твердой фазы в циркулирующем буровом растворе и ее влияние на прямые и косвенные затраты при строительстве скважин. Показана взаимосвязь «эффективность очистки – содержание твердой фазы – реология и гидравлика – разбавление и отходы – темп строительства и непроизводительное время». Для количественной оценки использован материальный баланс отделения выбуренной породы на системе очистки и расчет объема разбавления. Для интервала диаметром 215,9 мм и длиной 1800 м повышение эффективности удаления выбуренной породы с 60 до 82 % уменьшает расчетный объем не удаленной твердой фазы с 26,4 до 11,9 м³; при условной целевой концентрации выбуренной породы 5 % об. объем разбавления снижается с 500,8 до 225,4 м³.

Ключевые слова: буровой раствор, система очистки, выбуренная порода, низкоплотная твердая фаза, LGS (НТФ), разбавление, реология, непроизводительное время, технико-экономические показатели.

Введение

Проблема управления твердой фазой возникает непосредственно в процессе разрушения породы долотом. Часть выбуренной породы удаляется на поверхности, однако частицы, не отделенные на виброситах, гидроциклонах и центрифугах, возвращаются в скважину с циркулирующим раствором. При многократной циркуляции крупные частицы дополнительно измельчаются долотом, насосами и

элементами циркуляционной системы. В результате увеличивается доля тонкодисперсной низкоплотной твердой фазы (НТФ; Low Gravity Solids – LGS), удалить которую механическими средствами значительно сложнее, чем исходный крупный шлам [1-3, 9].

Практическая проблема состоит в несоответствии оборудования очистки между его номинальной комплектацией и фактической эффективностью удаления выбуренной породы. Одинаковый набор вибросит, гидроциклонов и центрифуг может давать различный результат из-за выбора сеточных панелей, распределения потока по ситам, перегрузки оборудования, байпаса, давления на входе гидроциклонов, режима работы центрифуги и степени диспергирования шлама. Поэтому оценка системы только по перечню установленного оборудования не показывает, сколько твердой фазы реально остается в активном объеме и какие затраты это вызывает.

Накопление НТФ воздействует сразу на несколько статей стоимости строительства. Увеличение числа твердых частиц повышает пластическую вязкость и напряжение сдвига, что увеличивает гидравлические потери и эквивалентную циркуляционную плотность. При ограниченном гидравлическом окне это может потребовать снижения расхода, уменьшать эффективность очистки ствола и ограничивать механическую скорость бурения. Тонкая твердая фаза также увеличивает потребность в разбавлении, полимерах и других реагентах, а отбрасываемый при разбавлении объем переходит в категорию отходов и требует транспортирования и утилизации. Дополнительный механизм затрат связан с абразивным износом насосов и инструмента, ростом риска затяжек, прихватов и повторных проработок [5, 8-10].

В исследовании А.В. Хохлова и соавторов обработано более 3000 интервалов строительства скважин по трем проектам Западной Сибири, 200 буровым установкам и 10 сервисным компаниям. Фактическая эффективность очистки изменялась в диапазоне 20-90 %. Для секции эксплуатационной колонны диаметром 220,7 мм при повышении эффективности до 90 % авторы отмечают снижение удельного объема приготовления бурового раствора на 28 %, содержания выбуренной породы на 12,1 %, числа отклонений параметров раствора на 61,5 % и риска необходимости промывки оборудования на 63 %; темп строительства увеличивался на 32 % [5]. Эти результаты показывают, что система очистки влияет на продолжительность и стоимость всего интервала.

Цель работы - установить количественную связь между эффективностью удаления выбуренной породы, объемом разбавления и основными технико-экономическими показателями строительства скважин, а также определить механизмы, через которые неудовлетворительная очистка формирует дополнительные затраты.

Основная часть

Постановка расчетной задачи. Для последовательной системы очистки доля твердой фазы, не удаленная после прохождения n ступеней, может быть оценена через материальный баланс. Если E_i – доля выбуренной породы, удаляемая i-й ступенью из потока, поступающего именно на эту ступень, то после первой ступени остается доля $(1 – E_1)$, после второй – $(1 – E_1)(1 – E_2)$ и т.д. Отсюда расчетная эффективность последовательной системы определяется выражением:

$$E_{сист} = 1 – (1 – E_1) \cdot (1 – E_2) \cdot ... \cdot (1 – E_n), \quad (1)$$

Такой способ представления сопоставим с принципом оценки эффективности оборудования удаления твердой фазы, рассмотренным в главе 15 Drilling Fluids Processing Handbook [9]. В промысловых условиях фактическую эффективность системы следует определять по данным материального баланса и измерениям, поскольку отдельные ступени работают по разным диапазонам размеров частиц.

Для объема выбуренной породы $V_{пор}$ количество твердой фазы, возвращаемой в активную систему после механической очистки, определяется как:

$$V_{ост} = V_{пор} \cdot (1 - E_{сист}), \quad (2)$$

где $V_{ост}$ – объем выбуренной породы, не удаленной системой очистки; $V_{пор}$ – геометрический объем разрушенной породы, поступающий на поверхность; $E_{сист}$ – фактическая эффективность удаления выбуренной породы, доли единицы. Уравнение (2) представляет прямой материальный баланс по твердой фазе.

Если остаточная твердая фаза не удаляется механически, содержание выбуренной породы приходится ограничивать разбавлением. В Drilling Fluids Processing Handbook [9, гл. 15, с. 335-366] объем чистого бурового раствора, необходимый для доведения возвращаемой твердой фазы до заданной объемной концентрации Сц, определяется из баланса твердой фазы. В используемых обозначениях:

$$V_{разб} = V_{ост} \cdot (1 / C_{ц} - 1), \quad (3)$$

где $V_{разб}$ – объем чистого раствора или жидкой фазы с требуемым количеством реагентов, добавляемый для разбавления; $C_{ц}$ – целевая объемная доля выбуренной твердой фазы в системе. Формула (3) показывает главное экономическое свойство: один кубический метр твердой фазы, оставшийся в растворе, требует многократно большего объема разбавления. Например, при $C_{ц}$ = 0,05 на 1 м³ оставшейся выбуренной породы приходится 19 м³ разбавления.

Именно поэтому высокая эффективность первой ступени имеет непропорционально большое эксплуатационное значение. Частица, удаленная на вибросите сразу после выхода из скважины, не поступает на последующие ступени, не измельчается повторно и не увеличивает нагрузку на гидроциклоны и центрифугу. При недостаточной работе вибросит часть шлама переходит в более мелкий диапазон, а последующее удаление требует оборудования с более тонкой точкой разделения и сопровождается большим уносом жидкой фазы.

Основные каналы, через которые качество очистки переходит в стоимостные показатели, приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Связь эффективности очистки с технологическими и экономическими показателями

Фактор	**Технологическое изменение**	**Экономическое следствие**
Содержание НТФ	Рост числа мелких частиц; увеличение ПВ, рост реологии	Дополнительные реагенты; рост давления на насосах; ограничение гидравлического режима
Разбавление	Добавление чистого раствора и сброс равного объема загрязненной системы	Расход базовой жидкости, химреагентов и, для утяжеленных систем, утяжелителя

Продолжение таблицы 1

Отходы	Рост объема жидких и твердых отходов	Транспортирование, обработка и утилизация дополнительного объема
Очистка ствола	Снижение транспортирующей способности при неоптимальной реологии; образование шламовых скоплений	Дополнительные промывки, проработки, рост риска затяжек и прихватов
Износ оборудования	Абразивное воздействие твердой фазы на насосы и элементы КНБК	Ремонт, замена расходных элементов, непроизводительное время
Темп строительства	Ограничение МСП и увеличение продолжительности вспомогательных операций	Рост суточной стоимости буровой установки и общей стоимости интервала

Влияние на реологию и гидравлические расчеты. Рост концентрации НТФ увеличивает площадь поверхности твердой фазы и число межчастичных взаимодействий. Для нефтяных растворов экспериментально показано повышение пластической вязкости и напряжения сдвига при увеличении содержания НТФ; при достижении предельной загрузки твердой фазой ухудшаются также фильтрационные характеристики и качество фильтрационной корки [10]. Для водных систем конкретная величина эффекта зависит от минералогии шлама и состава полимерной системы, однако направление воздействия сохраняется: избыток диспергированной выбуренной породы требует большей химической обработки и увеличивает гидравлическое сопротивление.

Увеличение потерь давления снижает резерв по давлению насосов и увеличивает ЭЦП. Если допустимое давление ограничено поглощениями или узким окном между пластовым давлением и давлением гидроразрыва, расход приходится ограничивать. Снижение расхода ухудшает транспорт шлама, повышает вероятность накопления шламовой постели в наклонно-направленном и горизонтальном интервале и увеличивает время циркуляции перед СПО. Таким образом, избыток НТФ превращается в дополнительные часы работы буровой установки через гидравлические ограничения и операции по очистке ствола.

Влияние на стоимость раствора и отходов. Разбавление является наиболее прямой статьей затрат. Для снижения концентрации твердой фазы необходимо приготовить дополнительный объем раствора, включающий базовую жидкость и химические реагенты. При поддержании постоянного объема циркуляционной системы сопоставимый объем загрязненного раствора выводится из активной системы и становится отходом. Поэтому один и тот же недостаток очистки формирует две группы затрат одновременно: стоимость нового раствора и стоимость обращения с образовавшимися отходами. Для утяжеленных систем дополнительно возникает необходимость компенсировать потери барита или другого утяжелителя.

В [9] показано, что снижение эффективности удаления твердой фазы быстро увеличивает необходимый объем нового раствора, тогда как существует область оптимальной эффективности, при которой суммарный объем разбавления и сброса

минимален [9]. Следовательно, экономическая задача не сводится к максимизации процента отделения любой ценой: необходимо учитывать потери полезной жидкой фазы вместе с удаляемым шламом. Нерациональный режим центрифуги способен уменьшить содержание НТФ, но одновременно увеличить потери дорогостоящего раствора.

Расчетный пример. Рассмотрен интервал диаметром 215,9 мм и длиной 1800 м. Объем разрушенной породы при номинальном диаметре ствола составляет:

$$V_{пор} = \pi \cdot D^2 \cdot L / 4 = 65{,}9 \text{ м}^3. \quad (4)$$

При эффективности удаления 60 % в циркуляционную систему возвращается 26,4 м³ выбуренной породы, а при эффективности 82 % – 11,9 м³. При расчетной целевой концентрации $C_ц$ = 5 % об. по формуле (3) требуемый объем разбавления уменьшается соответственно с 500,8 до 225,4 м³. Разница составляет 275,4 м³, или 55,0 % относительно варианта с эффективностью 60 %.

Таблица 2 – Расчет влияния эффективности очистки на объем разбавления

Эффективность очистки, %	**Vост, м³**	**Vразб при Сц=5 %, м³**	**Снижение Vразб к 60 %, м³**
60	26,4	500,8	0
70	19,8	375,6	125,2
82	11,9	225,4	275,4
90	6,6	125,2	375,6

Расчетная зависимость по уравнению (3) приведена на рис. 1. На рисунке показан результат материального баланса при фиксированной целевой концентрации твердой фазы: чем меньшая доля выбуренной породы возвращается в активную систему, тем меньший объем чистого раствора требуется для сохранения заданной концентрации НТФ.

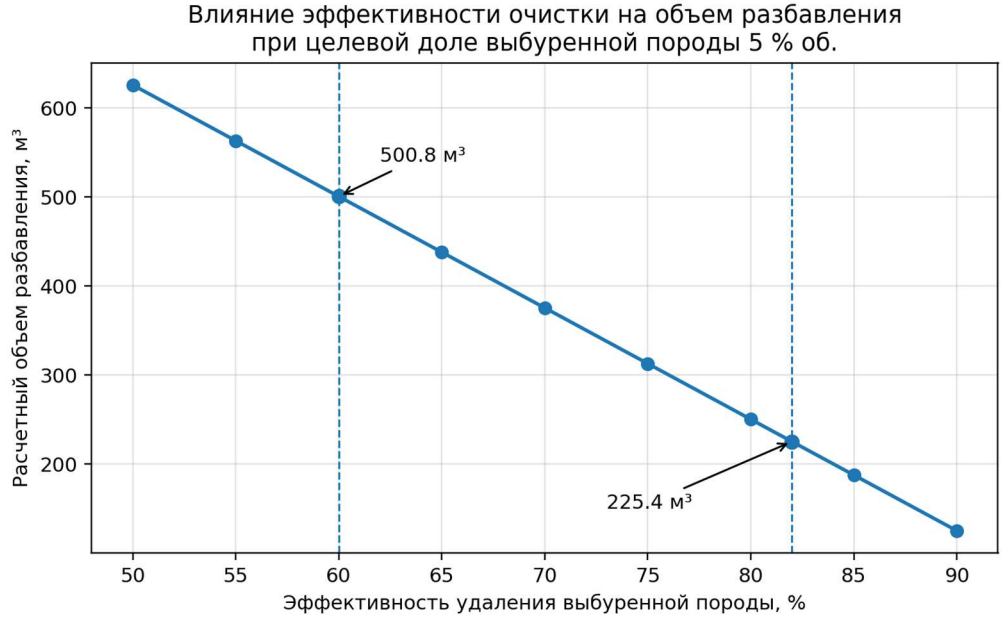


Рисунок 1 – Расчетная зависимость объема разбавления от эффективности удаления выбуренной породы

Из рис. 1 следует, что повышение эффективности с 60 до 82 % для рассматриваемого интервала снижает расчетную потребность в разбавлении на 275,4 м³. Каждый не приготовленный кубический метр разбавления исключает соответствующую долю химической обработки, уменьшает объем жидкости, которую затем необходимо вывести из системы, сокращает нагрузку на емкости и логистику отходов. Поэтому влияние $E_{сист}$ на прямые затраты усиливается одновременно по нескольким статьям.

Для экономической интерпретации в настоящей работе используется балансовая запись эффекта от повышения эффективности очистки:

$$Э = \Delta V_{разб} \cdot C_{бр} + \Delta V_{отх} \cdot C_{ут} + \Delta M_x \cdot C_x + \Delta t \cdot C_{сут} + \Delta C_{рем}, \quad (5)$$

где $\Delta V_{разб}$ – сокращение объема разбавления; $C_{бр}$ – стоимость приготовления 1 м³ бурового раствора; $\Delta V_{отх}$ – сокращение объема отходов; $C_{ут}$ – стоимость транспортирования и утилизации 1 м³ отходов; ΔM_x и C_x – сокращение расхода химреагентов и их удельная стоимость; Δt – сокращение продолжительности строительства; $C_{сут}$ – суточная стоимость буровой установки и связанных сервисов; $\Delta C_{рем}$ – снижение затрат на ремонт и замену оборудования.

Наибольшая неопределенность в выражении (5) относится к Δt. Сокращение продолжительности строительства нельзя приписывать только системе очистки, поскольку на темп влияют долото, КНБК, режимы бурения, литология и качество ствола. Поэтому временной эффект следует определять статистически на сопоставимых интервалах. Отечественное исследование [5] решает эту задачу за счет большого массива наблюдений и контроля качества исходного реестра. Международная работа по Eagle Ford [8] основана на 965 горизонтальных скважинах: повышенное содержание НТФ более 9-10 % в разных выборках было связано примерно с 20 % более высокой стоимостью буровых растворов и дополнительными 2-3 сут бурения на скважину. В ограниченном сопоставлении скважин одного оператора и одной буровой установки применение усовершенствованной системы очистки сопровождалось снижением затрат на растворы примерно на 4,2 долл./фут и сокращением времени бурения в среднем на 4,4 сут; сами авторы отдельно указывают на ограниченный объем этой части выборки [8].

Таблица 3 – Опубликованные оценки технологического и экономического эффекта очистки

Источник	Массив данных	Зафиксированный результат
Хохлов и др., 2022 [5]	Более 3000 интервалов; 200 буровых установок; Западная Сибирь	При росте эффективности до 90 %: удельный объем БР -28 %; выбуренная порода -12,1 %; отклонения параметров -61,5 %; риск промывки оборудования -63 %; темп строительства +32 %
Guo и др., 2014 [8]	965 горизонтальных скважин Eagle Ford	НТФ >9-10 % связано с увеличением стоимости БР примерно на 20 % и 2-3 дополнительными сутками бурения; пилотное сопоставление показало дополнительную экономию при усиленной очистке

Продолжение таблицы 3

Барсуков, Крутиков, 2010 [11]	Промысловый опыт РН-Бурение	Для полного комплекса очистки приведена расчетная годовая экономия 6,81 млн руб. на одну буровую установку по условиям рассмотренного предприятия

Данные табл. 3 получены в разных геолого-технических условиях и не должны механически переноситься на другую скважину. Их значение состоит в подтверждении одинакового направления причинной связи: рост содержания выбуренной твердой фазы увеличивает расход бурового раствора и вероятность технологических потерь времени, а улучшение фактической очистки снижает эти составляющие.

Требования к оценке работы системы очистки. Контроль только одного показателя, например содержания песка, недостаточен. По ГОСТ 33213-2014 при промысловом контроле водных буровых растворов определяются плотность, вязкость, прочность геля, содержание твердой фазы и другие параметры [4]. Для оценки именно очистного комплекса к ним необходимо добавлять фактическую эффективность удаления выбуренной породы, расход на каждой ступени, состояние и API-обозначение сеточных панелей, объем потерь жидкой фазы с выбросом, параметры гидроциклонов и центрифуги. Эти данные позволяют отличить рост НТФ из-за высокой механической нагрузки от роста, вызванного неправильной настройкой оборудования.

Экономически рациональная настройка должна исходить из минимизации суммарных затрат на интервал. Для вибросит приоритетом является максимально раннее удаление крупной фракции без необоснованной потери жидкой фазы. Гидроциклоны должны работать при стабильном расходе и расчетном давлении, поскольку отклонение режима ухудшает точку разделения. Центрифуга применяется для контроля более тонкой фракции, однако ее режим следует выбирать с учетом стоимости уносимой жидкой фазы и, для утяжеленных систем, потерь барита. Систематическая оценка должна выполняться по балансу «удаленная порода – потерянный раствор – остаточная НТФ – объем разбавления – отходы – время бурения».

Заключение

Основная проблема системы очистки бурового раствора состоит в том, что недостаточная фактическая эффективность не всегда проявляется немедленным отказом оборудования. Экономические потери накапливаются через увеличение низкоплотной твердой фазы (НТФ), изменение реологии, рост разбавления и объема отходов, а затем – через снижение темпа строительства, дополнительные промывки, износ оборудования и НПВ.

Опубликованные данные по Западной Сибири подтверждают связь между управлением твердой фазой, расходом бурового раствора и временем строительства. Поэтому техническая оценка очистного комплекса должна включать состав оборудования, фактическую эффективность удаления, потери жидкой фазы с выбросом, содержание НТФ и влияние на продолжительность операций. Экономический критерий должен учитывать одновременно стоимость раствора, отходов, реагентов, времени буровой установки и ремонта оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. М.: Недра, 1999. 424 с.
2. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Летопись, 2005.
3. Резниченко И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. М.: Недра, 1982.
4. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе. М.: Стандартинформ, 2015.
5. Хохлов А.В., Бембак Е.В., Козырев А.С., Мишин А.В., Крепостнов Д.Д. Влияние эффективности системы очистки бурового раствора на технико-экономические показатели строительства скважин // Нефтяное хозяйство. 2022. № 11. С. 28-31. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-28-31.
6. Бембак Е.В., Козырев А.С., Мишин А.В. Актуальные подходы и состояние отраслевых документов в вопросах оценки эффективности оборудования очистки // Бурение и нефть. 2021. № 9. С. 34-40.
7. Бембак Е.В., Козырев А.С., Мишин А.В., Хохлов А.В. Реалии системного сбора информации по работе оборудования очистки буровых растворов // Бурение и нефть. 2022. № 1. С. 36-40.
8. Guo Q., Wang Y., Deplaude O., Fout G. Повышение экономической эффективности бурения за счет буровых растворов и контроля твердой фазы на примере Eagle Ford // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference. 2014. IADC/SPE-170525-MS. DOI: 10.2118/170525-MS.
9. ASME Shale Shaker Committee. Справочник по обработке буровых растворов (Drilling Fluids Processing Handbook). Burlington: Gulf Professional Publishing, 2005. 693 p. Гл. 14-16.
10. Shen H., Sun J., Lv K. и др. Влияние низкоплотной твердой фазы на структуру слабого геля и свойства нефтяных буровых растворов // Gels. 2023. Т. 9. № 9. Ст. 729. DOI: 10.3390/gels9090729.
11. Барсуков Д.В., Крутиков А.С. Эффективность рационального использования систем очистки бурового раствора // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2010. № 3. С. 14-17.

УДК 622.24

НОРМИРОВАНИЕ ВРЕМЕНИ ОТКРЫТОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА ПО ЦИРКУЛЯЦИОННЫМ ЧАСАМ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

А.Я. Давлетов, В.А. Капитонов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. От вскрытия пласта до спуска хвостовика с фильтрами горизонтальный ствол остаётся открытым, и фильтрат бурового раствора снижает продуктивность скважины. Работа предлагает способ нормировать это время. Расчёт по плановому графику работ горизонтальной скважины Правдинского месторождения показал, сколько фильтрата уходит в пласт при циркуляции и без неё. На пятке горизонтального участка циркуляция занимает меньшую часть времени, но даёт большую часть фильтрата. Поэтому в нормативе времени открытого ствола нужны отдельно общее время и часы циркуляции над вскрытой пяткой. Промывки, проработки и доводки сверх программы меньше вредят пласту, если график ставит их до вскрытия пятки.

Ключевые слова: первичное вскрытие, горизонтальная скважина, фильтрационная корка, инвазия фильтрата, скин-фактор, продуктивность скважины.

RATING THE OPEN-HOLE EXPOSURE TIME OF A HORIZONTAL WELL BY CIRCULATING HOURS IN RESERVOIR DRILL-IN

A. Ya. Davletov, Master’s student
V. A. Kapitonov, PhD in Engineering, Associate Professor
Samara State Technical University
Samara, Russia

Annotation. From drilling into the reservoir until the screened liner is run, the horizontal hole stays open, and mud filtrate reduces well productivity. The paper proposes a way to limit this open-hole time. A calculation based on the planned operations schedule of a horizontal well in the Pravdinskoye field shows how much filtrate enters the formation with and without circulation. At the heel of the horizontal section, circulation takes the smaller part of the time but delivers most of the filtrate. A sound time limit should therefore rate the total open-hole time and the circulating hours over the exposed heel separately. Extra flushing, reaming and mud conditioning beyond the program do less damage when the schedule places them before the heel is drilled.

Key words: reservoir drill-in, horizontal well, mud cake, filtrate invasion, skin factor, well productivity.

В продуктивном пласте горизонтальный ствол всё чаще оборудуется нецементируемым хвостовиком с фильтровыми секциями. Такая конструкция исключает перфорацию, которая обошла бы повреждённую призабойную зону, поэтому качество первичного вскрытия прямо переходит в продуктивность скважины [1]. Промысловые наблюдения показывают ухудшенное состояние призабойной зоны

у значительной части фонда скважин [2]. Фильтрат бурового раствора под репрессией проникает в коллектор и снижает проницаемость околоствольной зоны, а протяжённость открытого участка делает повреждение неравномерным по длине [3].

Норматив времени, в течение которого пласт остаётся под буровым раствором, обычно представляет собой одно число в сутках. Такой норматив неявно предполагает, что сутки ожидания и сутки промывки повреждают пласт одинаково. Между тем при работающих насосах над вскрытым интервалом устанавливается равновесная динамическая фильтрационная корка, которая пропускает фильтрат с постоянной скоростью, тогда как в статике фильтрация затухает по корневому закону. Различие режимов означает, что календарный срок сам по себе повреждение не характеризует.

Задача работы состояла в том, чтобы связать управляемые параметры первичного вскрытия с потерей продуктивности горизонтальной скважины и получить критерий предельного времени открытого ствола до спуска фильтровой компоновки. Объектом расчёта принята фактическая горизонтальная скважина Правдинского месторождения, вскрывающая пласт БС6 Усть-Балыкской свиты. Горизонтальный участок протяжённостью около 800 м расположен в интервале 2943–3739 м по стволу, секция пробурена долотом диаметром 155,6 мм под хвостовик 114 мм с фильтрами. Раствор первичного вскрытия биополимерный хлоркалиевый плотностью 1270 кг/м^3 с водоотдачей API не более 5 см^3 за 30 мин. Статическая репрессия на пласт составляет 2,35 МПа, динамическая репрессия при циркуляции 4,9–7,0 МПа; запас до давления гидроразрыва 15,6 МПа, то есть режим вскрытия лимитируется инвазией фильтрата, а не окном давлений.

Расчётная цепочка построена так. Из пооперационного планового графика работ восстановлен профиль времени экспозиции вдоль горизонтального участка с разделением на периоды циркуляции и статики. Фильтрация описана моделью роста сжимаемой корки [4], калиброванной по проектной водоотдаче API. Показатель сжимаемости принят 0,6 при вариации 0–0,8, время установления равновесной динамической корки 1,5 ч при вариации 0,5–3 ч. Измерений этих величин по объекту нет, поэтому они заданы сценарно, а результат проверен во всём диапазоне. Удельный объём фильтрата пересчитан с единицы площади стенки скважины на метр длины ствола умножением на периметр, после чего радиус зоны инвазии получен объёмным балансом при поршневом вытеснении [4, 5, 6]:

$$r_{\text{и}} = \sqrt{r_{\text{с}}^2 + \frac{V_{\text{ф}}}{\pi \beta}}\ \text{м}, \qquad (1)$$

где $r_{\text{с}}$ – радиус скважины, м;

$V_{\text{ф}}$ – объём фильтрата, отнесённый к метру длины ствола, м^3/м;

β – доступная для фильтрата доля порового пространства, доли ед.

Локальный скин-фактор определён по формуле Хокинса [7]. Степень снижения проницаемости в зоне инвазии задана тремя сценариями 0,75, 0,45 и 0,25, границы которых обоснованы опубликованными фильтрационными экспериментами на керне [8, 9, 10]. Переход к продуктивности выполнен сегментированной моделью притока. Модель разбивает горизонтальный ствол на сегменты и складывает их проводимости, что отвечает гармоническому агрегированию неравномерного скин-фактора. Доля

сохранённой продуктивности рассчитана с учётом анизотропии и длины горизонтального участка [11]:

$$\frac{J}{J_0} = \frac{1}{1+\frac{I_{\text{ани}}h}{L}S_{\text{эф}}}, \quad (2)$$

где $I_{\text{ани}}$ – параметр анизотропии, безразмерный;

h – толщина пласта, м;

L – длина горизонтального участка, м;

$S_{\text{эф}}$ – эффективный скин-фактор ствола, безразмерный.

Звено сегментированного притока проверено численно в гидродинамическом симуляторе MRST [12] на трёхмерной модели со скином, заданным по сорока скважинным ячейкам; расхождение аналитической и численной оценок составило 1,3 %.

Профиль времени экспозиции показал резкую неоднородность. Пятка горизонтального участка находится под раствором 4,76 сут, из них 43,8 ч приходится на циркуляцию; носок находится под раствором 2,35 сут при 9,0 ч циркуляции. Разница по общему времени двукратная, а по циркуляционным часам достигает 4,9 раза. Баланс фильтрата дал главный промежуточный результат. На пятке периоды циркуляции занимают 38 % времени экспозиции, но дают 64–81 % объёма фильтрата, причём диапазон получен вариацией времени установления динамической корки во всём принятом интервале. На носке вклады циркуляции и статики сопоставимы и составляют 31–53 %.

Величина репрессии при этом оказалась слабым рычагом. Из-за сжимаемости корки объём фильтрата растёт примерно пропорционально репрессии в степени 0,2, поэтому переход от статической репрессии к динамической увеличивает его лишь на 16 %. Изменение плотности раствора в пределах допустимого окна давлений смещает потерю продуктивности на доли процента. Неравномерность повреждения вдоль ствола подтверждает тот же вывод. Базовый радиус инвазии составляет 0,35 м на пятке против 0,22 м на носке, скин-фактор в среднем сценарии 1,83 против 1,30. Динамическая репрессия на носке, напротив, выше, поскольку потери давления в затрубном пространстве накапливаются к забою. Причиной служит не давление, а структура времени, и контраст пятки и носка сохраняется во всех проверенных сочетаниях сценарных параметров.

Потеря продуктивности от первичного вскрытия при базовой анизотропии составляет 2,1; 7,2 и 15,9 % для мягкого, среднего и тяжёлого сценариев повреждения. Предельное время открытого ствола получено как корень условия допустимой потери и приведено на рисунке 1 для двух способов набора времени сверх планового графика.

Результат расчёта состоит в следующем. При среднем сценарии повреждения и базовой анизотропии чистое ожидание не выводит потерю за допустимую границу в расчётном окне до 60 суток. Задержка, наполовину заполненная циркуляцией, при тех же условиях ограничивает полное время открытого ствола над пяткой величиной 11,75 сут, что оставляет сверх планового графика 6,99 сут. Календарный срок в обоих случаях один и тот же, а исход различен. Поэтому корректный норматив времени состоит из двух чисел, общего времени открытого ствола и циркуляционных часов над вскрытой пяткой. Фактический проектный режим скважины № 6229Г при этом сценарии даёт потерю 7,2 % и остаётся в допуске с запасом 2,47 раза по полному времени и 2,92 раза по циркуляционным часам.

Величина допустимой потери представляет собой управленческое решение, а не физическую границу, поэтому расчёт выполнен для порогов 5, 10 и 15 %. Цена этого решения оказалась выше цены любого из рассмотренных решений по режиму работ. Для базового сочетания среднего повреждения и анизотропии 0,10 порог 5 % нарушается уже плановой длительностью работ, а порог 10 % даёт предел 11,75 сут. При пороге 15 % для того же сочетания предел в расчётном окне не достигается. Порог 5 % поэтому недостижим управлением одним временем и требует перехода к мягкому сценарию повреждения, то есть к раствору с комплексом поверхностно-активных веществ и гарантированной очистке кислоторастворимой корки [13].

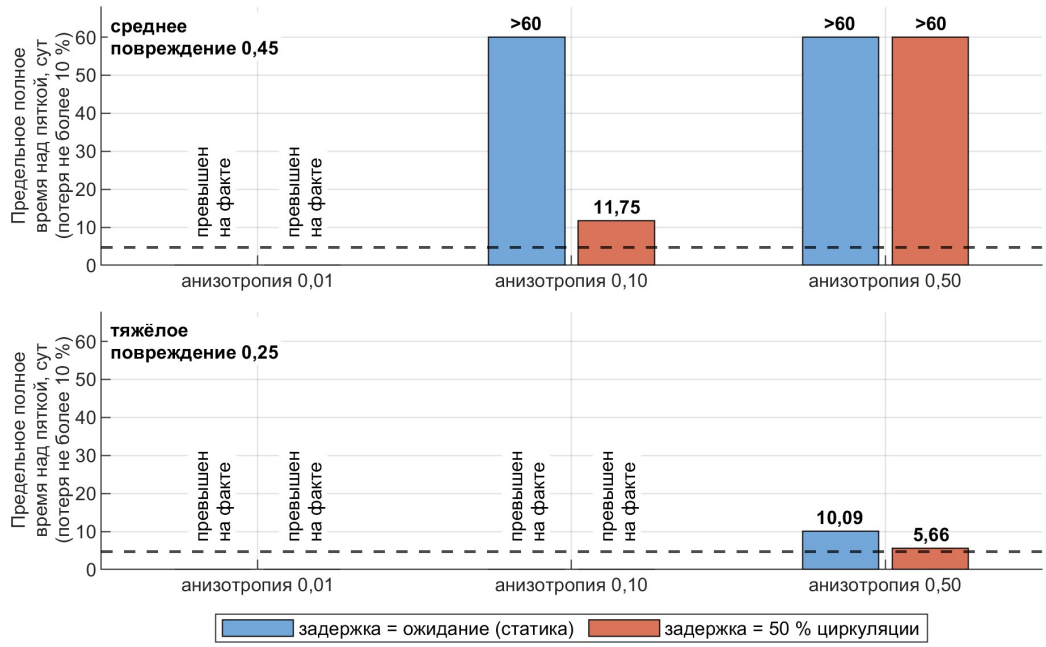


Рисунок 1 – Предельное полное время открытого ствола над пяткой при ожидании и при циркуляционной задержке; отметка «>60» означает, что предел не достигается в расчётном окне до 60 суток; штриховой линией показан фактический режим 4,76 сут

Из расчёта для скважины следуют выводы для бурения. На пятке этой скважины циркуляция занимает 38 % времени, но даёт 64–81 % объёма фильтрата. Поэтому корректный норматив времени открытого ствола до спуска хвостовика с фильтрами содержит два числа, общее время и часы циркуляции над вскрытой пяткой. Промывки, проработки и доводки сверх программы меньше вредят пласту, если график ставит их до вскрытия пятки. При среднем сценарии повреждения и базовой анизотропии плановый режим скважины укладывается в допустимую потерю 10 % с запасом по времени больше чем вдвое. При тяжёлом сценарии и той же анизотропии потеря продуктивности составляет 15,9 % уже при плановом графике. Тогда потерю снижают состав раствора и программа очистки фильтрационной корки, а не ускорение работ. Фактический сценарий повреждения покажет первая оценка скин-фактора при освоении скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Битти Т., Хебнер Б., Эксолл Р., Беннион Д. Б. Минимизация повреждения пласта в горизонтальных скважинах: лабораторные и промысловые исследования // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1995. Vol. 34, no. 6. DOI: 10.2118/95-06-06.
2. Черных И. А., Мартюшев Д. А., Пономарёва И. Н. Исследование формирования призабойной зоны скважин при вскрытии карбонатных коллекторов с учётом их минерального состава // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 12. С. 129–139.
3. Багери Б. С., Махмуд М. А., Аль-Мутаири С. Х., Абдулрахим А. Профиль пористости и проницаемости фильтрационной корки вдоль горизонтального ствола и его влияние на удаление корки // International Petroleum Technology Conference. 2015. Paper IPTC-18465-MS. DOI: 10.2523/IPTC-18465-MS.
4. Парн-анурак С., Энглер Т. У. Моделирование фильтрации жидкости и околоствольного повреждения вдоль горизонтальной скважины // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2005. Vol. 46, no. 3. P. 149–160. DOI: 10.1016/j.petrol.2004.12.003.
5. Линг К., Чжан Х., Шэнь Ч., Галамбор А., Хань Г., Хэ Цз., Пэй П. Новый подход к оценке радиуса проникновения фильтрата бурового раствора на водной основе для оценки повреждения пласта, вызванного бурением на репрессии // SPE Drilling & Completion. 2015. Vol. 30, no. 1. P. 27–37. DOI: 10.2118/168184-PA.
6. Никитин В. И. Математическое моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта с учётом вязкопластичных свойств нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334, № 3. С. 130–137. DOI: 10.18799/24131830/2023/3/3760.
7. Хокинс М. Ф. Заметка о скин-эффекте // Transactions of the AIME. 1956. Vol. 207. P. 356–357.
8. Конесев В. Г., Четвертнева И. А., Тептерева Г. А. Особенности выбора растворов первичного вскрытия продуктивных пластов на основе фильтрационных экспериментов на керне // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331, № 11. С. 168–175.
9. Джамиль Н., Али Дж. А. Промысловые и экспериментальные исследования влияния растворов первичного вскрытия на механическую скорость проходки и стоимость бурения горизонтальных скважин // Gels. 2023. Vol. 9, no. 7. Art. 510. DOI: 10.3390/gels9070510.
10. Рахмати М., Хосрави М., Аятизаде Танха А., Альбаджалан А. Р. Оценка повреждения пласта и удаляемости фильтрационной корки с новой добавкой LPM к буровому раствору // Results in Engineering. 2024. Vol. 23. Art. 102656. DOI: 10.1016/j.rineng.2024.102656.
11. Джоши С. Д. Повышение продуктивности скважин наклонными и горизонтальными стволами // Journal of Petroleum Technology. 1988. Vol. 40, no. 6. P. 729–739.
12. Ли К.-А. Введение в моделирование пластов средствами MATLAB/GNU Octave: руководство пользователя MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). Cambridge: Cambridge University Press, 2019. 674 p.
13. Сиддиг О., Махмуд А. А., Элькататни С. Обзор различных методов обработки фильтрационных корок буровых растворов на углеводородной основе // Journal of

Petroleum Exploration and Production Technology. 2022. Vol. 12, no. 2. P. 365–381. DOI: 10.1007/s13202-021-01427-4.

УДК 622.24

НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОБЕСПЕЧЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Р.С. Глазков

Научный руководитель: Хасаев Рагим Ариф оглы

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

Аннотация. В статье представлено научное обоснование и разработка метода обеспечения результативности строительства нефтяных и газовых скважин на основе применения гибких полимерных армирующих элементов. Рассмотрены механизмы воздействия полимерных композиций на устойчивость ствола скважины в неустойчивых породах, включая физическое кольматирование трещин, химическое связывание частиц породы и создание армирующей сетчатой структуры. Приведены данные лабораторных и промысловых испытаний, демонстрирующие повышение устойчивости ствола, сокращение непроизводительного времени и рост механической скорости бурения. Обоснована синергия комплексного применения гибких армирующих элементов различной природы.
Ключевые слова: стабилизация ствола скважины, гибкие полимерные армирующие элементы, неустойчивые породы, потеря циркуляции, водные буровые растворы, кольматация, полимерные композиции.

Введение

Обеспечение устойчивости ствола скважины при бурении в неустойчивых породах является одной из ключевых проблем, определяющих результативность строительства нефтегазовых скважин. Сложные геологические условия, характеризующиеся чередованием глинистых и соленосных пород, зонами аномальных пластовых давлений и наличием трещиноватых интервалов, существенно снижают темпы бурения и увеличивают непроизводительное время.

Современные подходы к стабилизации ствола включают применение специальных буровых растворов, содержащих полимерные добавки, способные проникать в трещины и поровое пространство породы, формируя барьер, препятствующий дальнейшему разрушению стенок скважины. Развитие данного направления связано

с разработкой гибких полимерных армирующих элементов, сочетающих свойства физических кольматантов и химических стабилизаторов.

Актуальность, научная значимость вопросов с кратким обзором литературы

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения эффективности строительства скважин в осложнённых горно-геологических условиях. Традиционные методы стабилизации ствола не всегда обеспечивают требуемую устойчивость пород, особенно в интервалах интенсивного гидратационного набухания глин и трещиноватых карбонатных отложений. Анализ литературы показывает, что перспективным направлением является применение гибких полимерных армирующих элементов, способных одновременно выполнять функции кольматантов, адгезионных составов и армирующих структур.

Постановка задачи

Целью работы является научное обоснование и разработка метода обеспечения результативности строительства нефтяных и газовых скважин на основе применения гибких полимерных армирующих элементов для стабилизации ствола в неустойчивых породах. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи: проанализировать механизмы нестабильности ствола скважины; классифицировать полимерные армирующие элементы и рассмотреть механизмы их действия; обосновать синергетический эффект композиционных систем; разработать методологический подход к применению гибких полимерных элементов; оценить результативность предложенного метода.

Теоретическая часть

1. Механизмы нестабильности ствола скважины в неустойчивых породах

Неустойчивые породы, представленные преимущественно глинистыми минералами (монтмориллонит, иллит, каолинит), аргиллитами и трещиноватыми карбонатными образованиями, характеризуются низкой прочностью и склонностью к гидратационному набуханию. Основными механизмами дестабилизации являются: гидратационное набухание, потеря циркуляции и механическая нестабильность.

Гидратационное набухание связано с проникновением молекул воды в межслоевое пространство глинистых минералов, что приводит к их расширению, сужению ствола и образованию каверн. Интенсивность процесса определяется катионообменной способностью глин и составом бурового раствора.

Потеря циркуляции возникает при превышении гидростатического давления столба жидкости над пластовым, что вызывает фильтрацию бурового раствора в естественные трещины и зоны повышенной проницаемости. Объём поглощений может достигать критических значений, приводя к полной потере циркуляции и остановке бурения.

Механическая нестабильность обусловлена снятием горного давления в процессе бурения и перераспределением напряжений вокруг ствола, что вызывает разрушение слабосцементированных пород, особенно в интервалах с высокой трещиноватостью.

2. Полимерные армирующие элементы: классификация и механизмы действия

Полимерные материалы для стабилизации ствола представляют собой макромолекулы высокомолекулярных соединений мономерных звеньев. В зависимости от состава они могут проявлять различные свойства.

2.1. Катионные полимеры

Катионные полимеры, такие как полидадмах и его сополимеры, обладают положительным поверхностным зарядом. Их действие основано на двух механизмах: электростатическая адсорбция на отрицательно заряженных поверхностях глинистых частиц нейтрализует дзета-потенциал, подавляя гидратацию и набухание; формирование гидрофобного барьера — полимерные цепи создают плотную прослойку, предотвращающую проникновение воды в породу. Циклическая структура полидадмаха с углерод-углеродными связями обеспечивает термостойкость до 220 °C и устойчивость к химической агрессии, что выгодно отличает его от линейных полимеров.

2.2. Акриловые полимерные композиции

Акриловые смолы, армированные гидрофобизированными частицами карбоната кальция, представляют собой гибридные материалы, сочетающие физическую кольматацию за счёт включения твёрдых наполнителей, деформационное заполнение благодаря гибкости полимерной матрицы и химическую адгезию через образование водородных связей с поверхностью породы. Испытания акриловой композиции ARH показали эффективность адгезионного соединения двух образцов горной породы с напряжением сдвига 0,4838 МПа. При внедрении в керн ARH повышала его прочность на сжатие до 7,1567 МПа, а прочность сланцевых кернов возрастала на 18 МПа по сравнению с образцами, погружёнными в воду.

2.3. Двойные сетчатые гидрогели

Инновационным направлением является применение термоотверждаемых гидрогелей с двойной сетчатой структурой. Гидрогель на основе полиакриламида, альгината натрия и геллановой камеди формирует под действием температуры два типа связей: ковалентную сетку, создаваемую полиакриламидом, и ионную сетку, формируемую полисахаридами с ионами кальция. Данная структура обеспечивает адгезию к породе до 0,98 МПа и герметизацию трещин при перепаде давления до 5 МПа, что значительно превосходит характеристики традиционных кольматирующих материалов.

3. Научное обоснование метода применения гибких армирующих элементов

3.1. Синергетический эффект композиционных систем

Теоретическое обоснование предложенного метода базируется на концепции многокомпонентного армирования, когда различные по природе гибкие материалы формируют взаимодополняющие механизмы упрочнения. Анализ данных по исследованию полиэтиленовых волокон, эластичных частиц и эпоксидных смол показывает: полиэтиленовые волокна длиной 3 мм и диаметром 24 мкм диспергируются в цементном камне, образуя сетчатую структуру; при возникновении трещин волокна выполняют мостиковую функцию, ограничивая их развитие и повышая прочность на изгиб на 26,03 % по сравнению с традиционными системами. Эластичные частицы (стирол-бутадиеновый каучук) выступают в качестве гибких структурных центров, повышая деформативность материала. Эпоксидная смола формирует полимерную плёночную структуру, снижая модуль упругости на 33,68 % и увеличивая трещиностойкость.

3.2. Физико-химические основы взаимодействия с породой

Эффективность гибких полимерных элементов определяется их способностью к проникновению в микротрещины, химической фиксации на поверхности породы и адаптации к раскрытию трещин. Вязкость полимерного компонента регулируется составом композиции. Снижение вязкости полиизоцианатного компонента до 350 мПа·с обеспечивает проникающую способность в трещины, недоступные для традиционных кольматантов. Образование водородных связей между гидроксильными и карбоксильными группами полимеров и активными центрами на поверхности глинистых минералов обеспечивает адгезию, выдерживающую динамические нагрузки в процессе бурения. Полимерная матрица сохраняет способность к деформации при изменении напряжённого состояния, предотвращая разрушение созданного барьера.

Практическая значимость, предложения и результаты внедрений, результаты экспериментальных исследований

4. Разработка метода обеспечения результативности

На основе проведённого анализа предлагается следующий методологический подход к применению гибких полимерных армирующих элементов.

4.1. Этап 1. Диагностика и классификация интервала

Перед применением полимерных композиций необходимо определить тип и интенсивность потерь циркуляции (частичные до 5 м³/ч, умеренные 5–30 м³/ч, полные свыше 30 м³/ч), а также характер нестабильности (гидратационное набухание, трещиноватость, кавернообразование).

4.2. Этап 2. Выбор композиции

На основе классификации интервала выбирается полимерная система.

Таблица 1 — Рекомендуемые композиции в зависимости от типа нестабильности.

Тип нестабильности	Рекомендуемая композиция	Механизм действия
Набухающие глины	Катионный полимер (полидадмах, 0,5–1,5 %)	Электростатическая адсорбция, гидрофобизация
Трещиноватые породы	Акриловая смола ARH (2 %)	Кольматация + химическая адгезия
Комбинированный тип	Гибридная система (волокно + эластомер + смола)	Синергия механизмов

4.3. Этап 3. Внедрение в технологический регламент

Разработанный метод интегрируется в процесс строительства скважины: бурение интервала с применением бурового раствора, содержащего полимерную композицию; мониторинг параметров — контроль реологических свойств раствора, фильтрации, показателей ГТИ; корректировка состава при изменении геологических условий.

5. Оценка результативности предложенного метода

5.1. Критерии оценки

Результативность применения метода оценивается по следующим показателям: снижение непроизводительного времени — уменьшение времени на ликвидацию осложнений; рост механической скорости бурения; сокращение коэффициента кавернозности; снижение расхода реагентов.

5.2. Данные полевых испытаний

Промысловые испытания катионных полимерных систем на скважине № 915 Д (Астраханское месторождение) в интервале 350–2485 м показали следующие результаты.

Таблица 2 — Результаты промысловых испытаний катионных полимерных систем на скважине № 915 Д

Показатель	Традиционный раствор	Катионный полимер	Изменение
Механическая скорость, м/ч	4,02	5,64	+40 %
Коэффициент кавернозности	1,33	1,14	−14 %
Осложнения	зафиксированы	отсутствуют	100 %

Применение акриловой композиции ARH в лабораторных условиях показало повышение прочности сланцевых кернов на 18,9 МПа и эффективное кольматирование мембран с порами 0,1–0,45 мкм.

5.3. Экономическая эффективность

Сокращение осложнений и повышение механической скорости позволяет сократить затраты на ликвидацию аварий до нуля, снизить расход реагентов на 57 % и уменьшить общее время строительства скважины.

Выводы (заключение)

В работе представлено научное обоснование метода обеспечения результативности строительства нефтегазовых скважин на основе применения гибких полимерных армирующих элементов. Установлено, что:

1. Основными механизмами нестабильности ствола в неустойчивых породах являются гидратационное набухание, потеря циркуляции и механическая нестабильность.

2. Полимерные армирующие элементы различной природы (катионные полимеры, акриловые композиции, гидрогели с двойной сетчатой структурой) проявляют синергетический эффект при совместном применении, обеспечивая физическую кольматацию, химическую адгезию и структурное армирование породы.

3. Разработанный методологический подход включает диагностику интервала, выбор композиции и интеграцию в технологический регламент строительства скважины.

4. Промысловые испытания подтверждают повышение механической скорости бурения на 40 %, снижение коэффициента кавернозности на 14 % и отсутствие осложнений при применении разработанных полимерных систем.

Полученные результаты позволяют рекомендовать применение гибких полимерных армирующих элементов в качестве эффективного инструмента повышения результативности строительства нефтегазовых скважин в осложнённых геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhang H., Wang C. Design and evaluation of oil well cement-based composite materials improved by multi-component flexible materials // Materials Research Express. – 2025. – Vol. 12. – P. 015508.
2. Аль-Ганими М.А.Д. Обзор по материалам для предотвращения поглощения буровых растворов // КиберЛенинка. – 2024.
3. Qin W., An Y., Zhao H. et al. Fracture-adaptive sealing via in situ thermal-curing double-network hydrogel for transformative wellbore stabilization // Journal of Colloid and Interface Science. – 2025.
4. Patel Z.M., Mahmoud A.A., Wang Y. Improvement in Geothermal Well Integrity: A Review of New Advanced Cementing Technologies // MEOS GEO. – 2025.
5. Скрепляющий состав для упрочнения неустойчивых горных пород: пат. 1730458 СССР.
6. Application of acrylic-based wellbore strengthening material in water-based drilling fluid to stabilize the fractured formation // Petroleum Science. – 2026. – Vol. 23, Iss. 2. – P. 730–741.
7. Джумаев К.И., Мулюков Р.А. Катионный буровой раствор для сохранения устойчивости ствола // КиберЛенинка. – 2025.

УДК 622.243.23:621.391

ВЛИЯНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА СВЯЗИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА РЕЙСОВУЮ СКОРОСТЬ ПРОХОДКИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

С.В. Яшин, А.А. Подъячев

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
г.Самара, Россия

Аннотация. *На промысловых материалах строительства бокового горизонтального ствола исследовано влияние характеристик гидравлического канала связи телеметрической системы на рейсовую скорость проходки. Установлено, что остановки на снятие статических замеров составляют 31 % времени операций, а 6,7 мин из 9 мин медианной остановки определяются синхронизацией и передачей данных по каналу. Построена расчётная модель канала, включающая вязкое затухание по*

Лэмбу, дисперсионное искажение импульса, отражения и спектр помех; модель верифицирована по записям давления станции ГТИ. Показано, что для рассматриваемых условий канал является низкочастотным (ослабление 22 дБ на 12 Гц против 6–9 дБ на частотах до 2 Гц), предел Шеннона в полосе 0–2,5 Гц составляет 7,6–9,6 бит/с при фактической скорости около 1 бит/с. Сквозным численным моделированием девяти вариантов передачи обоснованы программный и аппаратно-программный уровни модернизации, сокращающие расчётное время передачи кадра замера на 32 и 45 %. Пересчёт баланса времени двух рейсов даёт прирост рейсовой скорости от 3 до 13 % без изменения режимов бурения.
Ключевые слова: *телеметрическая система, гидравлический канал связи, импульсы давления, затухание, помехи буровых насосов, фазовая манипуляция, помехоустойчивое кодирование, рейсовая скорость, горизонтальное бурение.*

Введение

Гидравлический канал связи, реализующий передачу информации с забоя импульсами давления в столбе бурового раствора, остаётся основным для отечественных забойных телеметрических систем благодаря отсутствию ограничений по глубине и геологическому разрезу и совместимости со стандартной бурильной колонной [1, 2]. Его принципиальный недостаток – низкая скорость передачи (0,4–1,3 бит/с для систем с пульсатором положительного импульса [3]) – традиционно рассматривается как ограничение информативности телеметрии. Между тем при бурении горизонтальных участков в тонких коллекторах, когда статические замеры выполняются через каждую трубу, скорость канала становится фактором, непосредственно формирующим непроизводительное время рейса. Количественная связь между характеристиками канала и рейсовой скоростью в литературе, как правило, не раскрывается [4–6]. Цель исследования – установить эту связь на промысловом материале и обосновать методы повышения эффективности канала, реализуемые без изменения компоновки и режимов бурения.

Объект и методика исследования

Объектом исследования послужил боковой горизонтальный ствол диаметром 155,6 мм, зарезанный из окна в эксплуатационной колонне на глубине 2502–2510 м и пробуренный двумя рейсами до 4298 м с набором зенитного угла от 26 до 92°. Компоновка включала винтовой забойный двигатель, телесистему с гидравлическим каналом и пульсатором положительного импульса (модули инклинометра, гамма-каротажа, в рейсе 4 – резистивиметра) и бурильные трубы 89 × 9,35 мм с внутренним диаметром 70,2 мм. Использованы журналы бурения (400 интервалов, 189 замеров), отчёт по инклинометрии и диаграмма геолого-технологических исследований (ГТИ) с дискретностью 1 с (76 тыс. отсчётов давления за 71 ч), а также рапорт оператора ГТИ с пооперационной разбивкой времени.

На первом этапе по журналам и рапорту ГТИ построен баланс времени рейсов и выделена составляющая, определяемая каналом связи. На втором построена модель канала: скорость звука с учётом упругости трубы и газосодержания, вязкое затухание по решению Лэмба [7]

$$\alpha = \frac{1}{R \cdot c} \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot \mu \cdot f}{\rho}} \quad (1)$$

где R – внутренний радиус трубы; c – скорость звука; μ, ρ – вязкость и плотность раствора; f – частота; передаточная функция вязкой линии $H(f) = e^{-\alpha(f)(1+j)L}$, отражения от концов линии и модельный спектр помех (гармоники трёхпоршневых насосов $n \cdot f_0$, осцилляторы, широкополосный фон). Предел Шеннона $C = B \cdot log_2(1 + q)$ [8] рассчитан для четырёх вариантов передачи на трёх длинах канала. На третьем этапе реализована сквозная численная модель «передатчик – канал – помехи – приёмник» (40 Гц, 6000 бит на реализацию) с помехами, калиброванными по ГТИ; приёмник включает адаптивный компенсатор гармоник насосов по датчикам ходов, удаление тренда, согласованную обработку либо когерентное детектирование с оценкой фазы по преамбуле и декодер помехоустойчивого кода.

Результаты

В обоих рейсах время вне забоя составило 59–60 % продолжительности рейса; по рапорту ГТИ операция «снятие замера» заняла 19,0 ч из 61,6 ч учтённого времени операций (31 %), уступая только бурению. Из 80 замеров рейса 4 три четверти выполнены как самостоятельные остановки посреди свечи. Медианная длительность замера – 9 мин; по записи давления интервал от выхода насосов на установившийся режим до окончания замера, определяемый синхронизацией и передачей кадра, составил в медиане 6,7 мин (среднее 7,9 мин). Замеры с перезапуском насосов внутри окна (43 из 80) длились в 1,5 раза дольше; в журналах двух рейсов выделено 20 случаев повторных замеров и повторной синхронизации с суммарной потерей 3,4 ч, из которых 70 % вызваны остановками и переключениями насосов.

Для раствора плотностью 1190 кг/м³ (по ГТИ) в трубах 89 × 9,35 мм скорость звука составляет 1362 м/с. Расчёт по (1) при μ = 25 мПа·с даёт ослабление на длине 4298 м 6–9 дБ на частотах до 2 Гц, 22 дБ на 12 Гц и 31 дБ на 24 Гц; длительность фронта импульса возрастает с 0,15 с при 1000 м до 0,31 с при 4298 м, что ограничивает интервал следования импульсов величиной не менее 0,7–1,0 с. Канал, таким образом, является резко низкочастотным, и повышение несущей частоты, эффективное на малых глубинах и трубах большого диаметра, для рассматриваемых условий неприменимо: на 12–24 Гц при длине более 3,8 км отношение сигнал/шум отрицательно (рисунок 1). Предел Шеннона для импульсной передачи в полосе 0–2,5 Гц составляет 7,6–9,6 бит/с при фактической скорости около 1 бит/с; резерв в 7–9 раз локализован в области обработки сигнала и модуляции в низкочастотной полосе. Установлено также, что несущая 3 Гц попадает на первую гармонику насоса при 65 ход/мин (3,25 Гц) и свободна при 125 ход/мин, что требует адаптивного выбора несущей по фактической частоте ходов.

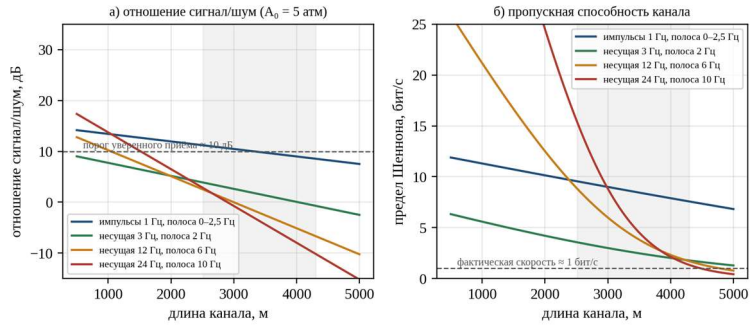


Рисунок 1 – Отношение сигнал/шум (а) и предел Шеннона (б) в зависимости от длины канала для вариантов передачи (амплитуда импульса у пульсатора 5 атм)

СКО давления на стояке составило 0,88 атм при бурении и 1,43 атм в окнах замера; избыток, обусловленный импульсами телесистемы, соответствует амплитуде на устье 2–5 атм и у пульсатора 8–10 атм, что согласуется с расчётом. Градиент гидравлических потерь по журналам (0,075 атм/м) в 1,6 раза превышает ньютоновскую оценку, указывая на эффективную вязкость у верхней границы принятого диапазона.

Базовая схема (двухпозиционная позиционно-импульсная модуляция, пороговый приём, 1 бит/с) на 4298 м даёт вероятность ошибки бита $5 \cdot 10^{-3}$ и ошибку кадра из 100 бит 39 %, что количественно объясняет промысловую частоту повторных замеров. Многопозиционная модуляция с шагом 0,10–0,15 с и манчестерское кодирование с тактом 0,5 с на длинах более 3,8 км несостоятельны (ошибки 4–15 %) вследствие дисперсионного затягивания фронтов; согласованный фильтр при помехе, сосредоточенной в низкочастотной области, не даёт заметного выигрыша по сравнению с пороговым приёмом через фильтр нижних частот. Адаптивный компенсатор подавляет первые гармоники насосов на 19–23 дБ при дрейфе частоты ходов. Для клапана положительного импульса предельной по скорости является фазовая манипуляция меандром на несущей 1,5 Гц (2 бит/с) с кодом Хэмминга (7,4): расчётное время передачи кадра сокращается на 32 %. Пульсатор непрерывной волны с полным размахом на несущей 1,5–2 Гц обеспечивает 2–3 бит/с при вероятности ошибки 10^{-3}–10^{-2} и сокращает время кадра на 45 %; оптимальная скорость для длины 4298 м – 2 бит/с. Увеличение амплитуды передатчика с 5 до 8 атм снижает вероятность ошибки в 5–8 раз и остаётся наиболее действенным аппаратным фактором.

Оценка эффекта. Относительные показатели перенесены на фактический баланс времени двух рейсов по трём сценариям (таблица 1): программному (компенсатор, фазовая манипуляция меандром, кодирование, корреляционная синхронизация), аппаратно-программному (дополнительно пульсатор непрерывной волны) и аппаратно-программному с оптимизацией протокола (кадр 70 бит, синхронизация 20 с). Для каждого сценария приведены нижняя оценка (сокращение отнесено к воспроизводимой моделью части времени замера, 3,7 мин) и верхняя (пропорционально всему времени, связанному с каналом, 7,9 мин).

Таблица 1 – Экономия времени и прирост рейсовой скорости по сценариям (нижняя / верхняя оценка)

Показатель	**Сц. 1, рейс 3**	**Сц. 1, рейс 4**	**Сц. 2, рейс 4**	**Сц. 3, рейс 4**
Сокращение времени передачи кадра, %	32	32	45	64
Экономия времени рейса, ч	3,7 / 6,8	2,3 / 4,1	3,3 / 5,9	4,4 / 8,0
Рейсовая скорость, м/ч: было → стало	7,66 → 7,83 / 7,98	6,86 → 7,09 / 7,28	6,86 → 7,20 / 7,48	6,86 → 7,32 / 7,74
Прирост рейсовой скорости, %	2,2 / 4,1	3,4 / 6,2	5,0 / 9,1	6,7 / 12,9

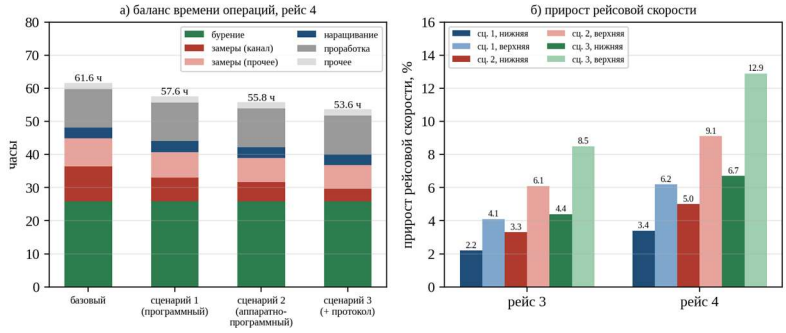


Рисунок 2 – Баланс времени операций рейса 4 по сценариям (а) и прирост рейсовой скорости (б)

Прирост рейсовой скорости на 3–13 % достигается без изменения механической скорости, компоновки и числа замеров; экономия по двум рейсам – 6–21 ч (рисунок 2).

Выводы

1. Влияние канала связи телесистемы на скорость проходки реализуется через рейсовую скорость: на объекте остановки на замер составляют 31 % времени операций, а 6,7 мин из 9 мин медианной остановки определяются синхронизацией и передачей данных.

2. Для глубоких боковых стволов, бурящихся на трубах малого диаметра, гидравлический канал является низкочастотным; резерв пропускной способности (7–9 раз) лежит в области обработки сигнала и модуляции в полосе 0–2,5 Гц, а не в повышении несущей частоты. Модель канала верифицирована по записям давления ГТИ с дискретностью 1 с, впервые использованным для этой цели.

3. Программная модернизация (адаптивная компенсация гармоник насосов, фазовая манипуляция меандром на 1,5 Гц, кодирование) сокращает время передачи кадра на 32 % и обеспечивает прирост рейсовой скорости 3–6 %; замена пульсатора на пульсатор непрерывной волны с низкой несущей – 45 % и 5–9 %; с оптимизацией протокола – 7–13 %.

4. Первоочередной мерой для практической реализации является регистрация сырого сигнала давления на стояке с частотой не менее 100 Гц совместно с сигналами датчиков ходов насосов; организационно – выполнение плановых остановок и переключений насосов до начала замера.

ЛИТЕРАТУРА

1. Молчанов А. А. Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. – М.: Недра, 1983. – 189 с.
2. Chin W. C. Measurement While Drilling (MWD) Signal Analysis, Optimization and Design. – Hoboken: Wiley-Scrivener, 2014. – 320 p.
3. Телесистемы с гидравлическим каналом связи: технические характеристики [Электронный ресурс]. – URL: https://gtroil.com/telesystem-hydraulic (дата обращения: 28.09.2026).
4. Hutin R., Tennent R. W., Kashikar S. V. New Mud Pulse Telemetry Techniques for Deepwater Applications and Improved Real-Time Data Capabilities // SPE/IADC Drilling Conference, 2001. – Paper SPE/IADC 67762.
5. Klotz C., Bond P. R., Wassermann I., Priegnitz S. A New Mud Pulse Telemetry System for Enhanced MWD/LWD Applications // IADC/SPE Drilling Conference, 2008. – Paper IADC/SPE 112683.
6. Chin W. C. High Data Rate MWD Mud Pulse Telemetry – From Mysteries to Discovery // Journal of Energy and Power Technology. – 2024. – Vol. 6, No. 4.
7. Лэмб Г. Гидродинамика. – М.–Л.: Гостехиздат, 1947. – 928 с.
8. Шеннон К. Работы по теории информации и кибернетике. – М.: Изд-во иностранной литературы, 1963. – 830 с.

УДК 622.24

СОХРАНЕНИЕ РЕЖИМА ЗАДАВКИ ВСПЕНИВАЮЩЕЙСЯ ЖИДКОСТИ «ПОЛИАЭРОГЕЛЬ» ПРИ ПЕРЕХОДЕ ОТ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

К.Б.О. Мустафазаде, А.Г. Бочкарев

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

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. Для вспенивающейся жидкости «Полиаэрогель» режим размещения задавкой обоснован для капитального ремонта скважин. Проверено, сохраняется ли этот режим при строительстве скважины в интервале с аномально низким пластовым давлением. Для этого давление в стволе рассчитано для компоновок ремонта и бурения по одной модели течения, а сама модель сверена с расчётом в пакете OpenFOAM. В покое столб состава удерживает пласт и не вызывает поглощения. При циркуляции с рекомендованными концентрацией и подачей эквивалентная циркуляционная плотность в буровой компоновке ниже, чем при

ремонте, но всё равно превышает порог поглощения. Поэтому и при строительстве скважины блокирующая пачка этого состава должна размещаться задавкой с ограничением циркуляции.

Ключевые слова: аномально низкое пластовое давление, вспенивающаяся жидкость, предел текучести, эквивалентная циркуляционная плотность, задавка, поглощение.

PRESERVATION OF THE BULLHEADING REGIME OF THE POLYAEROGEL FOAMING FLUID IN THE TRANSITION FROM WORKOVER TO WELL CONSTRUCTION

Mustafazade K. B. O. (Master's student), Khasaev R. A. O. (Dr. Sc. (Eng.), Prof.)
Samara State Technical University

Annotation. For the Polyaerogel foaming fluid, placement by bullheading has been justified for well workover. This regime has been checked for well construction across an interval with abnormally low formation pressure. For this, the downhole pressure was calculated for the workover and drilling configurations with a single flow model, and the model was verified against OpenFOAM simulations. At rest, the fluid column holds the formation without causing losses. In the drilling configuration, circulation at the recommended concentration and flow rate produces a lower equivalent circulating density than in workover. It still exceeds the lost circulation threshold. Therefore, a blocking pill of this fluid should also be placed by bullheading with limited circulation in well construction.

Key words: abnormally low formation pressure, foaming fluid, yield stress, equivalent circulating density, bullheading, lost circulation.

При строительстве и ремонте скважин в интервалах с аномально низким пластовым давлением (АНПД) давление в стволе ограничено с двух сторон. Снизу его ограничивает необходимость удерживать пласт, сверху давление поглощения, к которому при циркуляции добавляются гидравлические потери. Пределы при АНПД узкие, и обычные жидкости глушения повышенной плотности в них не укладываются, а их применение сопровождается поглощением и снижением продуктивности в послеремонтный период [1, 2]. Минимальная плотность водных растворов ограничена величиной около 1000 кг/м^3, поэтому в таких условиях используются облегчённые системы [3, 4, 5, 6]. К ним относятся газированные и аэрированные растворы, пены на поверхностно-активных веществах и структурированные вспенивающиеся составы. Состав «Полиаэрогель» относится к сшитым полимерным пенам, в которых пузырьки газа заключены в двойную оболочку, что ограничивает их сжатие под давлением [7].

Временное блокирование продуктивного пласта используется при глушении скважин в ремонте [8, 9], а при строительстве скважин оно помогает предупреждать осложнения и ограничивать миграцию пластовых флюидов [10, 11]. Состав разработан и аттестован для глушения скважин при капитальном ремонте [12]. Там кольцевое пространство образовано насосно-компрессорными трубами наружным диаметром 73 мм в эксплуатационной колонне с внутренним диаметром 130 мм, что даёт кольцевой зазор 28,5 мм. При строительстве скважины кольцевое пространство образовано открытым стволом вокруг бурильной колонны и шире (зазор 31,8 мм).

Гидравлические потери зависят от зазора, поэтому обоснованный для ремонта режим применения требует проверки перед переносом в бурение. Задачей работы является расчётное сопоставление двух компоновок в единой модели и установление того, сохраняется ли при смене геометрии рациональный способ размещения состава.

Течение жидкости описано моделью Гершеля–Балкли [13], связывающей напряжение сдвига со скоростью сдвига:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n \text{ Па}, \quad (1)$$

где τ – напряжение сдвига, Па;

τ_0 – динамическое напряжение сдвига (предел текучести), Па;

K – показатель консистенции, Па·с^n;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с$^{-1}$;

n – показатель нелинейности, безразмерный.

Параметры модели приняты по протоколу испытаний аккредитованной лаборатории ООО «Энергосертпродукт» [14], где состав испытан при трёх концентрациях сухой смеси. Для рекомендованной концентрации 33,8 г/л предел текучести составляет 14,8 Па. Показатель нелинейности принят равным 0,385 как расчётное среднее по паспортному диапазону 0,35–0,42. По тому же протоколу при 33,8 г/л он равен 0,46, и такое значение по щелевой модели снижает эквивалентную циркуляционную плотность рекомендованного режима в обеих компоновках примерно на 3 кг/м^3. Показатель консистенции найден из условия совпадения вязкой составляющей модели с бингамовской характеристикой при опорной скорости сдвига 511 с$^{-1}$. По смыслу этот показатель является коэффициентом согласования модели с лабораторным замером, а не самостоятельным измерением.

Забойное давление статической колонны получено интегрированием гидростатики с переменной по стволу плотностью пены, а эквивалентная статическая плотность определена как:

$$\rho_{\text{ЭСП}} = \frac{P_{\text{заб}}}{gH} \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{ЭСП}}$ – эквивалентная статическая плотность, кг/м^3;

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление, Па;

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

H – глубина, м.

Течение в кольцевом зазоре описано щелевой моделью с численным интегрированием профиля скорости, а эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) получена добавлением потерь в кольце к забойному давлению. Щелевая модель проверена расчётом течения в пакете OpenFOAM (рисунок 1). В буровой геометрии при концентрациях 33,8–40 г/л и подачах до 12 л/с расхождение с ней не превышает 5 %, а для рекомендованного режима составляет 2,3 %. В компоновке капитального ремонта для того же режима оно составляет 6,6 %.

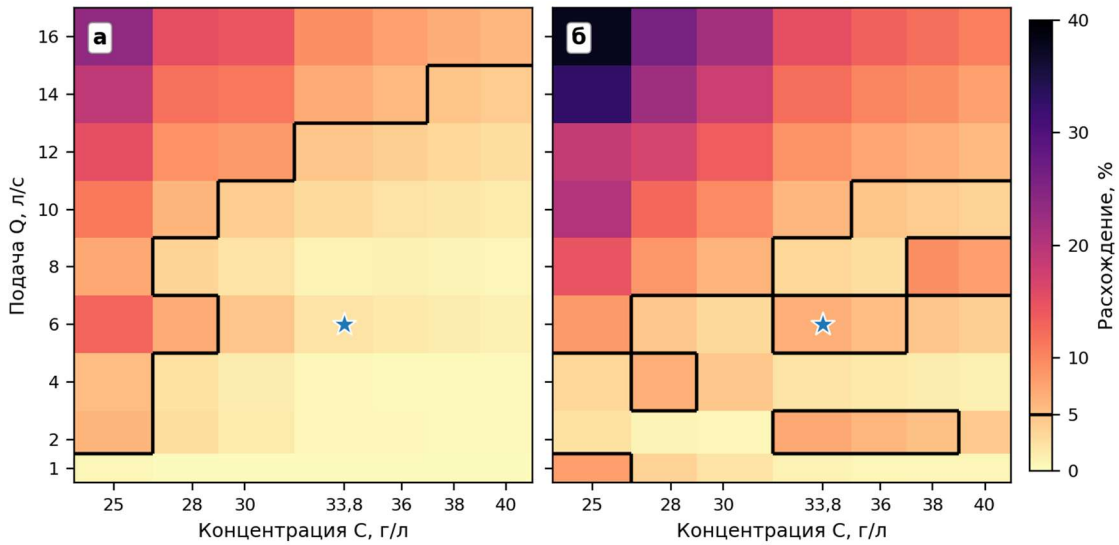


Рисунок 1 – Расхождение расчёта в OpenFOAM и щелевой модели по сетке концентраций и подач для строительства скважины (а) и капитального ремонта (б), где звёздочкой отмечен рекомендованный режим

Такая проверка подтверждает корректность реализации расчёта, но не физическую адекватность самой реологической модели, поскольку в обоих случаях использована одна и та же зависимость.

Расчёт выполнен для базового вертикального интервала глубиной 2000 м при целевой плотности жидкости 850 кг/м^3. Границы окна заданы коэффициентами аномальности 0,75 для пластового давления и 1,0 для давления поглощения. Эквивалентная статическая плотность составляет 872 кг/м^3, репрессия над пластом 2,4 МПа, запас до давления поглощения 2,5 МПа. Эта величина определяется массой столба и от геометрии кольцевого пространства не зависит. Поэтому по статике поведение состава в ремонте и в строительстве скважины одинаково и в обоих случаях укладывается в окно АНПД.

Различие проявляется при циркуляции. Вклад предела текучести в ЭЦП составляет около 95 кг/м^3 и слабо зависит от подачи насоса, поэтому расчётная величина превышает порог поглощения уже при малых подачах. Сопоставление обеих компоновок для рекомендованного режима приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Сопоставление компоновок капитального ремонта и строительства скважины при концентрации 33,8 г/л и подаче 6 л/с

Параметр	Капитальный ремонт	Строительство скважины
Кольцевой зазор, мм	28,5	31,8
Градиент давления, Па/м	1810	1490
Отклонение CFD от аналитики, %	+6,6	+2,3
ЭЦП, кг/м^3	1057	1024
Превышение порога поглощения, кг/м^3	57	24
Безопасных по циркуляции режимов из 63	11	22

Более широкое буровое затрубье снижает скорость потока и гидравлические потери, поэтому ЭЦП в строительстве скважины ниже, а область допустимой циркуляции шире. Однако вклад предела текучести сохраняется, и расчётная величина остаётся выше порога поглощения в обеих компоновках. Именно это и определяет перенос режима. Меняется допустимая интенсивность циркуляции, а не сам вывод о способе размещения состава.

Полную картину даёт сопоставление по сетке технологических параметров, показанное на рисунке 2. ЭЦП рассчитана для каждого сочетания концентрации сухой смеси и подачи, чёрная линия отвечает порогу поглощения. Зона безопасной циркуляции в буровой геометрии шире и охватывает 22 режима из 63 против 11, но рекомендованная точка лежит за её пределами в обеих компоновках.

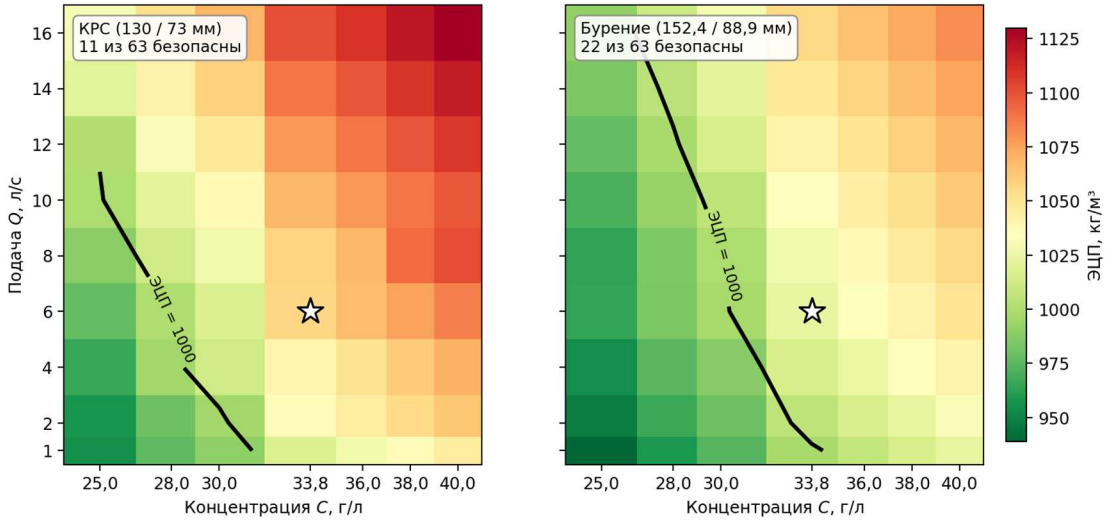


Рисунок 2 – Поле ЭЦП для компоновок капитального ремонта (КРС) и строительства скважины

Расчёт для плотностей приготовления 800–900 кг/м^3 даёт ту же картину. Статическую безопасность относительно пластового давления сохраняют все рассмотренные сочетания, а по циркуляции в буровой компоновке безопасны 252 сочетания из 693 против 136 в компоновке капитального ремонта.

В буровой компоновке с зазором 31,8 мм состав «Полиаэрогель» плотностью 850 кг/м^3 в интервале АНПД глубиной 2000 м удерживает пласт в покое без поглощения. Циркуляция этого состава при концентрации 33,8 г/л и подаче 6 л/с поднимает ЭЦП до 1024 кг/м^3, что выше порога поглощения. Поэтому блокирующая пачка и в строящейся скважине должна размещаться задавкой с ограничением циркуляции, как при капитальном ремонте.

В том же режиме буровой зазор шире, и превышение порога поглощения падает с 57 кг/м^3 при ремонте до 24 кг/м^3. Превышение при этом остаётся, но безопасных по циркуляции режимов становится 22 из 63 вместо 11. Рекомендованное сочетание 33,8 г/л и 6 л/с в их число не входит, и циркуляция на нём выводит ЭЦП за порог поглощения.

Состав «Полиаэрогель» подходит для интервала с аномально низким пластовым давлением. Пачка ставится задавкой, циркуляция состава ограничивается. Пока состав стоит на месте, давление на пласт ниже порога поглощения. Циркуляция при

концентрации 33,8 г/л и подаче 6 л/с поднимает давление выше порога, и часть состава уйдёт в пласт. При бурении затрубье шире и превышение меньше, но оно остаётся. Циркуляция допустима только на режимах из безопасной зоны на рисунке 2.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сингуров А. А., Мельников С. А., Мельникова Е. В., Нифантов В. И., Пищухин В. М., Макарьев О. В. Анализ результатов применения технологических жидкостей и газожидкостных систем для бурения и ремонта скважин в условиях АНПД // Нефтяная провинция, № 1(21), 2020. С. 56–72.
2. Никулин В. Ю., Мукминов Р. Р., Мухаметов Ф. Х. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и резкого прорыва газа. Часть 1 // Нефтегазовое дело, Т. 20, № 3, 2022. С. 87–96.
3. Крылов В. И., Крецул В. В., Меденцев С. В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 1, 2015. С. 36–44.
4. Шаляпин Д. В., Шаляпина А. Д. Оптимизация технологии бурения на сбалансированном давлении с использованием аэрированных буровых растворов для вскрытия газовых коллекторов с низким пластовым давлением // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, № 6, 2022. С. 147.
5. Говида А., Элькататни С., Ибрагим А. Ф., Камаль М. С. Влияние давления и температуры на поведение пены для повышения эффективности бурения на депрессии // ACS Omega, Т. 9, № 1, 2024. С. 1042–1055.
6. Гасумов Р. Р. Разработка пенообразующих технологических жидкостей для освоения и глушения скважин в условиях АНПД: дис. … канд. техн. наук: 25.00.15. 2012. 250 с.
7. Сингуров А. А. Физико-химическая структура технологических полимер-гелевых жидкостей для блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД // Нефтяная провинция, № 1(33), 2023. С. 197–208.
8. Гасумов Р. А., Минченко Ю. С., Гасумов Э. Р. Разработка технологических решений по надёжному глушению скважин путём временного блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД (на примере сеноманских газовых залежей) // Записки Горного института, Т. 258, 2022. С. 895–905.
9. Демахин С. А., Меркулов А. П., Касьянов Д. Н. и др. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта // Нефть. Газ. Новации, № 1, 2015. С. 66–69.
10. Ноздря В. И., Карапетов Р. В., Ефимов Н. Н., Балдрян А. А. Технология временного блокирования призабойной зоны продуктивных пластов для предупреждения и ликвидации осложнений при строительстве и ремонте скважин в несбалансированных инженерно-геологических условиях // Нефть. Газ. Новации, № 9(285), 2017.
11. Гасумов Р. А., Минченко Ю. С. Технологические жидкости, препятствующие миграции пластовых флюидов в заколонном пространстве при строительстве скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 6, 2017. С. 21–24.

12. Ефимов Н. Н., Ноздря В. И., Карапетов Р. В., Кузнецов А. Е. Технологический регламент по технологиям щадящего глушения нефтяных и газовых скважин с блокированием призабойной зоны пласта с использованием состава «Полиаэрогель». Жуковский: ООО «НПК Спецбурматериалы», 2021. Состав по ТУ 2458-131-97457491-2015.
13. Гершель В. Х., Балкли Р. Измерения консистенции растворов каучука в бензоле // Kolloid-Zeitschrift, Т. 39, № 4, 1926. С. 291–300.
14. Протокол № ТЭК 180111 испытаний Полиаэрогеля от 22.01.2018. Жуковский: ООО «Энергосертпродукт», испытательная лаборатория промывочных и специальных жидкостей, аттестат аккредитации № ИЛ 003-17, 2018. 2 с. Заявитель ООО НПК «Спецбурматериалы».

УДК 622.24

ЛОКАЛЬНОСТЬ ЭЛЕКТРОРАЗРЯДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЦЕНА ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

С.С. Демин, А.Г. Бочкарев

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

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. При строительстве скважин свойства бурового раствора регулируются в основном химическими реагентами, которые расходуются постоянно. В статье электроразрядная обработка рассмотрена как способ регулировать эти свойства без реагентов. Для оценки использована модель разряда, настроенная по измерениям тока пробоя. Воздействие разряда сосредоточено вблизи его канала, поэтому узел нужно ставить в байпас циркуляционной системы, а не в напорную линию буровых насосов. По расчёту в среднем сценарии обработка раствора эксплуатационной скважины Салымского месторождения укладывается в допустимые затраты энергии. По тому же расчёту обработка позволяет сократить расход бентонита при приготовлении и снизить фильтрацию раствора. Способ подходит для водных глинистых растворов. Для засолонённых растворов затраты энергии становятся слишком большими.

Ключевые слова: буровой раствор, электроразрядная обработка, электрогидравлический эффект, локальность воздействия, циркуляционная система, энергозатраты.

LOCALITY OF ELECTRIC DISCHARGE TREATMENT AND THE ENERGY COST OF DRILLING MUD CONDITIONING

Demin S. S. (Master’s student), Khasaev R. A. O. (Dr. Sc. (Eng.), Prof.)
Samara State Technical University

Annotation. Drilling mud properties are mostly controlled with chemical additives that are consumed all the time. The paper considers electric discharge treatment as a way to control these properties without additives. A discharge model tuned to breakdown current

measurements was used for the evaluation. Because the discharge acts mainly close to its channel, the treatment unit should sit in a bypass of the circulation system, not in the mud pump discharge line. For a production well in the Salym field, the median-scenario calculation shows that the energy needed for treatment stays within acceptable limits. By the same calculation, the treatment can cut bentonite use in mud preparation and reduce filtration loss. The method suits water-based clay muds. In saline muds the energy demand becomes too high.

Key words: drilling mud, electric discharge treatment, electrohydraulic effect, locality of action, circulation system, energy consumption.

При строительстве нефтяных и газовых скважин технологические свойства бурового раствора регулируются преимущественно химическими реагентами. Такое регулирование отработано, но сопровождается постоянным расходом материалов, накоплением солей и продуктов деструкции и ростом стоимости раствора. Интерес к безреагентным физическим способам, к которым относится электроразрядная обработка, поэтому сохраняется. В её основе лежит электрогидравлический эффект. При высоковольтном импульсном разряде в жидкости формируется плазменный канал, развитие которого сопровождается генерацией ударных волн, кавитацией и локальным нагревом [1]. Кроме того, буровая жидкость служит рабочей средой электроимпульсного бурения [2], где разряд действует на раствор непосредственно в скважине. Опубликованные данные показывают, что импульсное электрическое воздействие изменяет реологические и дисперсные характеристики глинистых систем [3, 4], а закономерности тонкого электроразрядного диспергирования установлены и для других дисперсных сред [5].

Расчёты в статье отвечают на два вопроса. Первый касается объёма раствора, на который распространяется воздействие одного импульса, поскольку от этого объёма зависит компоновка технологического узла. Второй касается того, во сколько раз обработка обходится дороже известных способов кондиционирования.

Процесс единичного импульса в проводящей жидкости развивается в две стадии. На предпробойной накопитель частично разряжается через проводимость среды, причём сопротивление стекания обратно пропорционально электропроводности раствора, а вероятность пробоя зависит от способа инициирования разряда [6]. На искровой энергия вводится в плазменный канал, сопротивление которого принято по модели Ромпе–Вайцеля [7]. Ввод характеризуется долей энергии импульса, выделившейся в канале:

$$\eta = \frac{W_{\text{к}}}{W_{\text{имп}}}, \qquad (1)$$

где $W_{\text{к}}$ – энергия, выделившаяся в канале за импульс, Дж;

$W_{\text{имп}}$ – запасённая энергия импульса, Дж.

По трём измеренным амплитудам тока пробоя в растворах хлористого натрия при напряжении 9,5 кВ, ёмкости накопителя 120 мкФ и межэлектродном промежутке 45 мм определены три параметра модели [8]. Расчётные амплитуды воспроизводят измеренные с невязкой не более 0,35 %. Подбор трёх параметров по трём точкам представляет собой калибровочное воспроизведение, а не независимую валидацию модели. Полость и кавитационные зародыши описаны соответственно моделью Наугольных–Роя [9] и уравнением Келлера–Миксиса [10]. Волновой блок закреплён по единственной измеренной точке давления, относящейся к иному режиму пробоя.

Его энергетический якорь поэтому не выводится из двухстадийной модели и остаётся сценарным.

Расчёт динамики кавитационных зародышей в поле уходящей волны определяет облик технологического узла. Относительный рост зародышей не превышает 1,4 при пороге перехода в транзиентный режим, равном двум. На расстояниях свыше трёх сантиметров от канала транзиентная кавитация в свободном поле не возникает. Воздействие, следовательно, сосредоточено в объёме пульсирующей полости и у границ камеры, где волна инвертируется отражением, а не охватывает весь проходящий мимо электродов объём. Устанавливать узел в напорную линию буровых насосов бессмысленно. Подавляющая часть потока в ней проходит вне зоны воздействия. В рациональной схеме, напротив, малый объём у канала прокачивается многократно, что для циркуляционной системы означает байпас производительностью порядка 2,7 л/с, то есть 5–10 % подачи насосов.

Цену обработки задаёт доля запасённой энергии, доходящая до канала, и первым из определяющих её факторов служит минерализация жидкости. В калибровочном диапазоне концентраций 1–2,5 % NaCl потери на предпробойное стекание возрастают с 39 до 59 %. При экстраполяции к электропроводности 15 См/м полезный ввод падает до 1,8–1,9 % даже при низкоомном исполнении контура. Конечно-элементный расчёт предпробойного поля подтверждает механизм независимо. При росте электропроводности с 0,1 до 15 См/м ток утечки в нём увеличивается с 11 до 1645 А. Вторым фактором служит активное сопротивление контура. При кабельном исполнении 0,14 Ом, применённом на калибровочной установке, большая часть энергии искровой стадии выделяется вне канала и ввод не превышает 1,5 %. Короткая низкоиндуктивная шина 0,01 Ом даёт для пресного раствора ввод около 5,4 %. Выигрыш низкоомного исполнения по сравнению с кабельным достигает 3,5–3,7 раза во всём рассмотренном диапазоне электропроводности (рисунок 1).

Кривые свойств раствора привязаны к энергозатратам известных технологий кондиционирования [11] через нормировку η_{ref}. Поэтому полная удельная энергия, необходимая узлу для того же эффекта, больше энергии на якорной шкале во столько раз, во сколько η_{ref} превышает ввод узла η. Нормировка принята равной 0,142. Эта величина соответствует доле энергии импульса, введённой в канал в опыте, по которому закреплены кривые. Независимо измеренным коэффициентом полезного действия она не является, так что значения отношения относятся к принятому базовому сценарию нормировки. При нижнем её сценарии превышение не возникает вовсе. Отношение не постоянно. При электропроводности 0,1 См/м и низкоомной шине оно составляет 2,7, при 15 См/м возрастает до 7,7, а при кабельном исполнении лежит в пределах от 9,7 до 27. Минерализация и сопротивление контура определяют, таким образом, не возможность воздействия, а его цену, разброс которой превышает порядок величины.

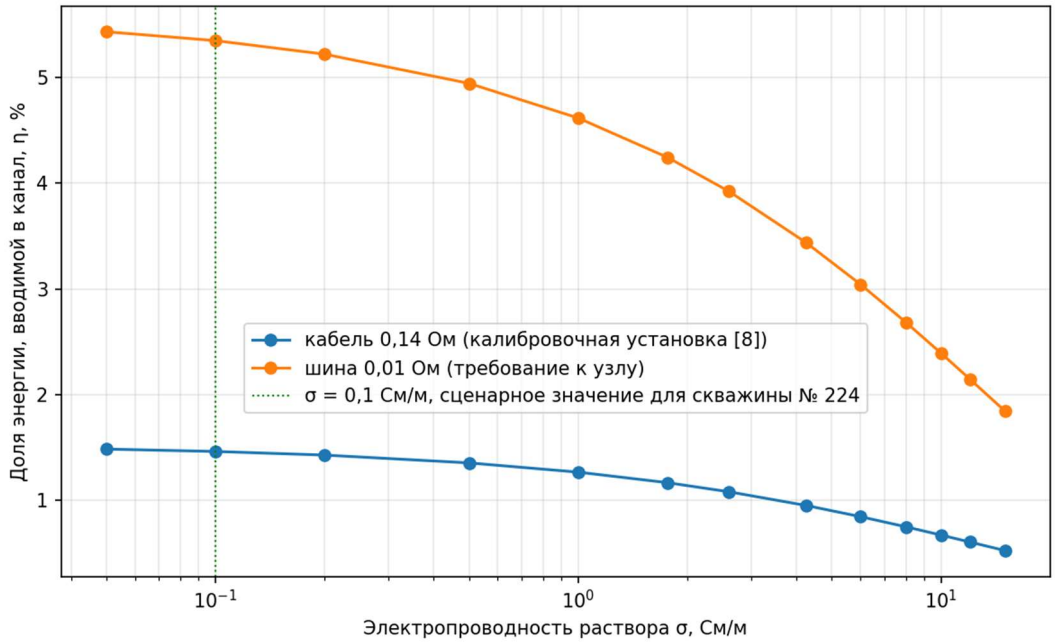


Рисунок 1 – Доля энергии импульса, вводимая в канал, в зависимости от электропроводности раствора для кабельного (0,14 Ом) и низкоомного (0,01 Ом) исполнений контура

Применение рассмотрено на эксплуатационной наклонно-направленной скважине № 224 Лемпинской площади Салымского месторождения. Бурение ведётся на полимер-глинистом растворе, содержащем 40–60 г/л глинистой фазы. Активный объём циркуляционной системы принят равным 180 м^3. Узел отбирает раствор из активной или смесительной ёмкости после механической очистки и возвращает в соседнюю ёмкость. При возврате в ёмкость отбора часть раствора проходила бы камеру повторно, а часть не обрабатывалась бы вовсе, поэтому поршневое продвижение по ёмкостям входит в технологические требования к обвязке. Неполезная мощность порядка 47 кВт при средней мощности узла 50 кВт требует принудительного охлаждения электродов и разрядной камеры.

Электропроводность раствора не измерена, поэтому расчёт выполнен при сценарном значении 0,1 См/м внутри оценки 0,04–0,2 См/м по минерализации. При приготовлении раствора обработка активного объёма требует 917 кВт·ч и 18 ч, а экономия бентонита составляет 18 % в коридоре 7–38 % при неизменном пределе текучести. Пороговое снижение фильтрации до 0,85 от исходной в коридоре 0,66–0,94 требует 741 кВт·ч и 15 ч. Восстановление наработанного раствора обходится в 216 кВт·ч и 4 ч, а снижение условной вязкости оценено экспертно в 7–10 %. Экономия бентонита при этом отнесена к обработанному раствору. На расход по всей скважине она переносится только при обработке всего объёма приготовления. Направление зависимости согласуется с высокоэнергетическим механическим диспергированием бентонита, при котором свойства пятипроцентного раствора получены при трёхпроцентном содержании глины [12], хотя энергия там вводится иначе.

В медианном сценарии пороговый эффект укладывается до электропроводности около 2,6 См/м в лимит затрат 5,75 кВт·ч/м^3, принятый по кавитационному кондиционированию [11]. Засолонённые растворы и интервалы поэтому находятся вне

области применения. В пессимистичном сценарии коридора пороговый эффект в пределах лимита не достигается и для пресного раствора. Для растворов на углеводородной основе механизм пробоя и отклик системы принципиально иные, чем у водных глинистых систем. Узла с требуемыми характеристиками не существует. Приведённые режимы служат техническим заданием на проверку концепции, а не промысловым регламентом.

Для полимер-глинистого раствора скважины № 224 электроразрядная обработка может применяться в трёх задачах. По расчёту в медианном сценарии при приготовлении раствора она сокращает расход бентонита при том же пределе текучести. На активный объём 180 м^3 узел мощностью 50 кВт тратит при этом 18 ч и 917 кВт·ч. Снижение фильтрации в том же сценарии занимает 15 ч и требует 741 кВт·ч. Восстановление наработанного раствора обходится в 4 ч и 216 кВт·ч, а снижение условной вязкости при нём оценено экспертно.

Узел следует ставить в байпас циркуляционной системы, а не в напорную линию буровых насосов, потому что воздействие разряда сосредоточено вблизи канала. Подавляющая часть потока в напорной линии прошла бы мимо зоны обработки. Раствор нужно отбирать из активной или смесительной ёмкости после очистки и возвращать в соседнюю ёмкость, иначе часть раствора пройдёт обработку дважды, а часть не пройдёт её вовсе. Для контура нужна короткая шина 0,01 Ом вместо кабеля 0,14 Ом. Она в 3,5–3,7 раза увеличивает долю энергии, доходящую до канала разряда. Электроды и разрядная камера нуждаются в принудительном охлаждении, так как бесполезно расходуется около 47 кВт из 50 кВт мощности узла.

Обработка подходит для водных глинистых растворов. В медианном сценарии её предел по электропроводности составляет около 2,6 См/м. Раствор скважины № 224, электропроводность которого по минерализации оценена в 0,04–0,2 См/м, в этот диапазон входит. В засолонённых растворах и интервалах затраты энергии становятся слишком большими, а растворы на углеводородной основе в статье не рассматривались.

В работе рассчитан путь от электрического разряда в жидкости до свойств бурового раствора и проверено, укладывается ли обработка в допустимые затраты энергии. Узел размещается на байпасе ёмкостей циркуляционной системы, а напорная линия буровых насосов для него не подходит. Способ годится для водных глинистых растворов малой минерализации. Засолонённые растворы и растворы на углеводородной основе остаются вне области применения. При строительстве скважины это даёт меньший расход бентонита, меньшую фильтрацию и восстановление наработанного раствора без добавления реагентов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Юткин Л. А. Электрогидравлический эффект и его применение в промышленности. Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1986. 253 с.
2. Важов В. Ф., Дацкевич С. Ю., Журков М. Ю., Муратов В. М., Рёдланд А. Р. Электроимпульсное бурение скважин большого диаметра // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: материалы Всероссийского форума с международным участием. Томск, 2013.
3. Филатов Г. П. Активация глинистых буровых растворов импульсными электрическими разрядами: дис. … канд. техн. наук. Томск, 1985. 229 с.

4. Смолко В. А., Антошкина Е. Г. Электрофизические методы активации водных суспензий глинистых минералов // Вестник ЮУрГУ. Серия «Металлургия», Т. 14, № 1, 2014. С. 24–27.
5. Малюшевская А. П., Малюшевский П. П. Оптимизация процесса тонкого электроразрядного диспергирования // Электронная обработка материалов, Т. 55, № 3, 2019. С. 51–57.
6. Курец В. И., Филатов Г. П., Юшков А. Ю. Влияние методов инициирования импульсного разряда на вероятность пробоя жидких проводящих сред // Электронная обработка материалов, № 1, 2004. С. 54–57.
7. Rompe R., Weizel W. Über das Toeplersche Funkengesetz // Zeitschrift für Physik, Bd. 122, H. 9–12, 1944. S. 636–639. DOI: 10.1007/BF01330625.
8. Нагдалян А. А., Оботурова Н. П., Барыбина Л. И., Лукьянченко П. П. Исследование характеристик электроимпульсного разряда в водных растворах хлористого натрия // Научный журнал КубГАУ, № 86(02), 2013.
9. Наугольных К. А., Рой Н. А. Электрические разряды в воде. М.: Наука, 1971.
10. Keller J. B., Miksis M. Bubble oscillations of large amplitude // Journal of the Acoustical Society of America, Vol. 68, No. 2, 1980. P. 628–633. DOI: 10.1121/1.384720.
11. Заливин В. Г., Руденко М. Г. Гидродинамическая кавитация как средство регулирования качественных показателей буровых растворов // Известия Сибирского отделения секции наук о земле РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений, № 4(41), 2010. С. 153–160.
12. Jo H. J., Hong S. H., Lee B. M., Kim Y. J., Hwang W. R., Kim S. Y. High energy dissipation-based process to improve the rheological properties of bentonite drilling muds by reducing the particle size // Ultrasonics Sonochemistry, Vol. 92, 2023. Art. 106246. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2022.106246.

УДК 522.245.3 : 678.7

ВЛИЯНИЕ ОСМОТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА РАЗУПРОЧНЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Л.В. Ермолаева

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

Показано влияние осмотических процессов на устойчивость глины. Рассмотрено влияние полимерного реагента в промывочной жидкости на его кольматирующе-связывающее действие. показано влияние капиллярной пропитки глин с малой увлажнённостью на её разрушение.

Ключевые слова: *устойчивость глин, осмотические перетоки, крепящее действие полимерного реагента.*

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин могут возникать осыпи и обвалы горных пород. В результате осложнения снижается эффективность и

увеличивается время строительства скважин. Устойчивость горных пород на стенках скважины зависит от геологических особенностей формирования осадочных пород, природы минералов и свойств цементирующего вещества. В интервалах пластов представленных глинами, глинистыми сланцами, аргиллитами, алевролитами, а также в породах, цементирующим веществом в которых являются глинистые минералы, наблюдается нарушение устойчивого состояния таких пород и образование каверн.

Свойства глинистых пород зависят от строения кристаллической решётки минералов, состава глинистых и неглинистых минералов, химического состава обменного комплекса, способности глинистой породы поглощать значительное количество водной среды. Вода, проникающая внутрь кристаллической решётки глинистых минералов, способствует вспучиванию, набуханию глинистых пород и увеличению их объёма, Этот процесс влияет на устойчивое состояние породы на стенках ствола скважины.

Глинистые минералы, которые характеризуются набухающей кристаллической решеткой имеют слабые связи между слоями и могут поглощать большое количество водной среды. В следствии этого может происходить значительное расширение кристаллической решётки и разобщение породы пластов [1] .

Начальная влажность глинистых пород влияет на их устойчивость. Глины имеющие малую влажность сначала гидратируются и происходит насыщение капилляров водной средой. Фильтрат бурового промывочного раствора проникая в поры глинистых пород заполняет их в приствольной зоне скважины. Постепенно происходит уменьшение перепад давления между пластовым и гидростатическим давлением столба бурового промывочного раствора в скважине, и создаются условия для набухания глинистых частиц. В результате набухания может происходить ослабление и потеря сцепления между частицами глин, их разупрочнение, которые могут осыпаться, обваливаться в скважину или уплотняться. На устойчивое состояние малоувлажнённых пород на стенках скважины в основном влияет структурно-адсорбционные деформации, давление набухания.

Глинистые породы средней увлажнённости в процессе бурения подвержены осыпанию и образованию каверн. Прочность сцепления частиц глинистой породы уменьшается при увеличении структурно-адсорбционных деформаций. С целью сохранения устойчивого состояния среднеувлажнённых глинистых отложений необходимо создание связывающе-крепящих условий в порах глинистых пород, т.е. увеличение сцепления глинистых частиц и уменьшение структурно-адсорбционных деформаций.

Глинистые породы с высокой начальной влажностью являются набухающими. В зависимости от пластовых условий , таких как температура, давление вышележащих пород и др., величина набухания может быть разной. При бурении нарушение устойчивого состояния высоко увлажнённых глин проявляется в виде вытекания глинистой породы в скважину [2]

Осмотические процессы в скважине на границе глинистой породы и водной среды промывочной жидкости являются одной из причин приводящей к потери устойчивости породы на стенках скважины. Осмотические перетоки жидкой среды могут происходить как из скважины в пласт, так и из пласта в скважину, и

обусловлены наличием полупроницаемой перегородки, которой является фильтрационная корка на стенках скважины [3].

Фильтрующаяся водная среда бурового промывочного раствора может проникать в породу под действием осмотического давления, если минерализация пластовой воды выше, чем дисперсионной среды промывочной жидкости. При этом происходит увлажнение породы и возникающие внутренние напряжения приводят к ослаблению связи между частицами глины, происходит разрушение устойчивости глинистой породы.

В случае когда минерализация пластовой воды меньше, чем дисперсионной среды бурового промывочного раствора, возможен переток воды из пласта в скважину, при этом наблюдается упрочнение глинистых пород.

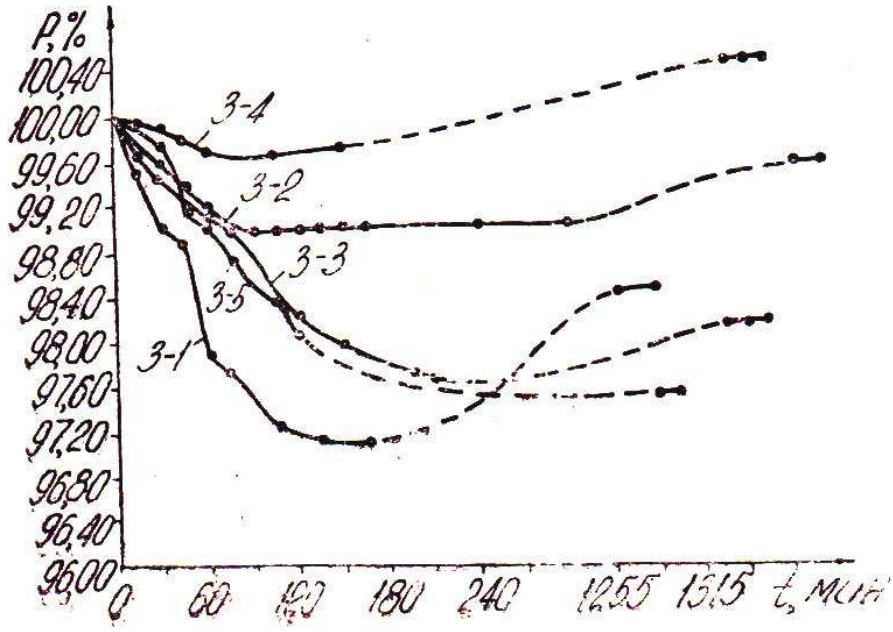
Исследования воздействия осмотических перетоков на разупрочнение глинистых пород показали, что изменение минерализации растворов влияет на состояние глин. Так, при следующим составе исследуемого образца : глина, 17 % воды дистиллированной, 6,0 % соли галит и составе жидкой среды : вода, 1,0 % химического реагента кремнийорганической жидкости, направление осмотического перетока проходило из раствора в образец, глинистый образец разрушился (рисунок, кривые 3-1 , 3-5).

При следующим составе образца : глина, 11 % воды и составе жидкой среды : вода, 1,0 % каустической соды, 3,0 % модифицированного крахмала, 23 % соли галит, направление осмотического перетока изменилось и проходило из образца глины, образец уплотнился и не разрушился (рисунок, кривые 3-2, 3-3, 3-4).

Опыты по исследованию изменения глинистых образцов с разным содержанием воды при нахождении в растворе с постоянным составом показали, что количество воды в образце влияет на изменение устойчивости глины. Раствор состоял из воды, гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости, хлористого натрия - осмотический переток происходил из образца. В образцах глины с небольшой влажностью около 5 % при капиллярной пропитке происходило изменение структуры, что ускоряло их разрушение. Образцы глины с большей влажностью, содержанием воды около 15 %, процесс пропитки отсутствовал и образец глины разрушился лишь частично.

Увеличение содержание в растворе полимерного реагента гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости замедляет и уменьшает разрушение глинистой породы. Это объясняется гидрозащитой пор в искусственном образце глины за счёт гидрофобизирующего действия полимерного реагента.

Исследования показали, что устойчивость глинистой породы в жидкой среде зависит от активности осмотических процессов, кольматирующего действия полимерных реагентов, физико-химической природы глин. Управление изменением осмотических процессов в скважине зависит от естественной влажности глинистых пород и связующе-крепящего действия полимерных химических реагентов, содержащихся в буровом промывочном растворе.



Кривые весовых характеристик осмотической усточивости глин

ЛИТЕРАТУРА

1. Ермолаева Л.В. Устойчивость горных пород в скважине и повреждения эксплуатационных колонн. // Интервал. - 2002. № 4. - С. 4-5.
2. Ермолаева Л.В. Роль осмотических процессов в сохранении стабильности глинистых отложений. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2021. - № 11. - С. 19-21.
3. Мовсумов А.А. Гидродинамические основы совершенствования технологии проводки глубоких скважин. - Москва : Недра, 1976. - 192 с.

УДК 622.24

НАКЛОННЫЙ СТВОЛ КАК ЗОНА РИСКА ОЧИСТКИ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ

А.С. Лисицкий, М.Е. Коваль

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия

Аннотация. В скважинах с большим отходом от вертикали под лежащей на нижней стенке колонной образуется застойная зона, где копится шлам. Течение раствора в кольцевом пространстве горизонтальной скважины Новопортовского месторождения рассчитано и сопоставлено с записями о рейсах по месторождению. Расчёт показал, что при расходах, принятых в программе бурения, раствор под лежащей колонной не движется ни в заключительной секции, ни в наклонном стволе. Промывка этот зазор не очищает, и его очистка остаётся за вращением колонны. По этим записям в наклонном стволе колонна вращается заметно меньшую часть времени, чем в горизонтальном участке. Поэтому в наклонном стволе буровой бригаде следует промывать скважину с вращением по окончании протяжённых интервалов слайдирования, не дожидаясь признаков осложнений.

Ключевые слова: большой отход от вертикали, очистка ствола, эксцентричное кольцевое пространство, вращение бурильной колонны, затяжки, режимы промывки.

THE INCLINED SECTION AS THE HOLE CLEANING RISK ZONE IN EXTENDED-REACH WELLS

Lisitskiy A. S. (Master’s student), Koval M. E. (Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof.)
Samara State Technical University

Annotation. In extended-reach wells, a stagnant zone where cuttings accumulate forms under a drill string lying on the low side of the hole. The drilling fluid flow in the annulus of a horizontal well in the Novoportovskoye field was modelled and compared with the field trip records. At the flow rates set in the drilling programme, the fluid under the lying pipe does not move in either the final section or the inclined section. Circulation does not clean this gap, and cleaning it depends on drill string rotation. According to these records, the string rotates for a markedly smaller share of the time in the inclined section than in the horizontal section. In the inclined section, the drilling crew should therefore circulate with rotation after long sliding intervals, without waiting for signs of hole problems.

Key words: extended-reach well, hole cleaning, eccentric annulus, drillstring rotation, overpull, circulation modes.

Строительство скважин с большим отходом от вертикали ограничено передачей нагрузки и момента через протяжённый наклонный ствол, ростом потерь давления в кольцевом пространстве и выносом шлама. Из этих ограничений очистка ствола хуже всего поддаётся прямому измерению. Состояние нижней образующей на забое недоступно наблюдению, а косвенные признаки осложнений проявляются, когда шлам

уже накоплен. Практика и исследования связывают повышенный риск с горизонтальным участком, где колонна лежит на нижней стенке и под ней образуется застойная область [1–3]. Такая постановка делает горизонтальный участок главным адресатом требований по расходу промывочной жидкости.

Расчёт течения в кольцевом пространстве и промысловая статистика приводят к другому распределению риска.

Объектом служит добывающая горизонтальная скважина 4075D кустовой площадки 4Бис Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, построенная в 2022 году. Её ствол длиной 3757 м при вертикальной глубине 1911 м включает горизонтальный участок 1497 м. Диаметр эксплуатационной колонны составляет 177,8 мм, хвостовика-фильтра 114,3 мм, бурильной колонны заключительной секции 102 мм [4, 5]. Отношение длины ствола к вертикальной глубине равно 1,97 при принятом в отечественной практике пороге 2, а отношение отхода к вертикали составляет 1,29. Поэтому объект относится к пограничным представителям категории и формально порога не достигает. Условия его проводки при этом совпадают с условиями скважин с большим отходом, и их определяют протяжённый наклонный ствол, узкие кольцевые зазоры и лёгкая бурильная колонна.

Работоспособность нижнего зазора оценена решением двумерной краевой задачи для осевой скорости в эксцентричном кольцевом сечении. Задача решена в биполярных координатах, где обе границы становятся координатными линиями, а среда с пределом текучести описана моделью Гершеля–Балкли [6] с регуляризацией Папанастасиу [7]. Сетка содержит 180 × 52 узла, эффективная вязкость уточняется итерациями, а градиент давления подбирается под заданный расход. Постановка отвечает известным решениям для ламинарного течения неньютоновских жидкостей в эксцентричных кольцевых каналах [8]. Решение сверено с точным щелевым решением на концентрическом пределе, где расхождение составило 2,2 %, и с корреляцией для эксцентричных колец [9]. Критерием служит отношение фактического градиента давления к градиенту, необходимому для страгивания застойной пробки в нижнем зазоре:

$$G_{\text{кр}} = \frac{2\tau_0}{h}\ \text{Па/м}, \qquad (1)$$

где τ_0 – динамическое напряжение сдвига раствора, Па;

h – высота нижнего зазора при заданном эксцентриситете, м.

Рассчитаны три кольцевых сечения при программных расходах соответствующих секций для двух положений колонны, когда она частично опирается на нижнюю стенку и когда полностью на ней лежит. Результаты приведены на рисунке 1.

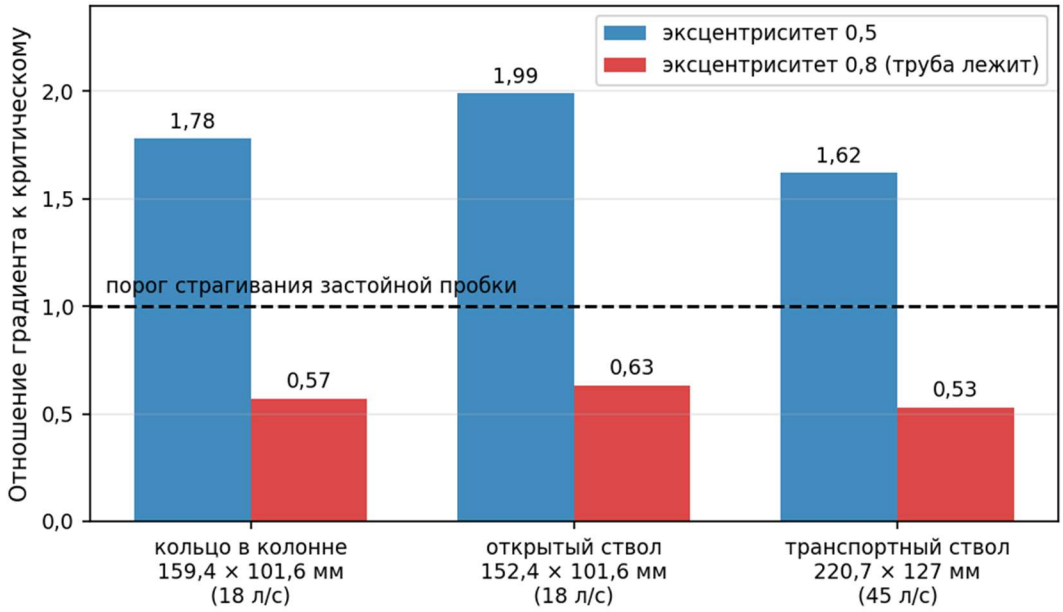


Рисунок 1 – Отношение градиента давления в нижнем зазоре к критическому для трёх кольцевых сечений при программных расходах секций

Картина оказывается одинаковой для всех трёх сечений. При частичном опирании колонны поток ещё способен страгивать материал в нижнем зазоре, отношение составляет 1,62–1,99. При лежащей трубе оно падает до 0,50–0,63, то есть нижний сектор выключается из транспорта. Увеличение расхода положения не меняет. В открытом стволе заключительной секции переход от 14 к 20 л/с поднимает отношение с 0,57 до 0,65. В транспортном стволе рост расхода с 38 до 45 л/с повышает его с 0,50 до 0,53. Во всём проверенном диапазоне отношение остаётся ниже единицы, то есть расход нижнюю образующую не оживляет. Очистка нижней образующей остаётся за вращением бурильной колонны, решающее влияние которого на очистку наклонного ствола показано экспериментально [10]. Двумерная модель неподвижной трубы вращения не описывает и такого вывода сама по себе не даёт.

Из такого механизма следует проверяемое предсказание. Если очистка нижней образующей держится на вращении, то осложнения должны накапливаться не там, где труба лежит дольше всего, а там, где вращения меньше. Горизонтальный участок бурится роторной управляемой системой практически непрерывно, тогда как наклонный ствол значительную часть времени проходится в режиме слайдирования, когда колонна не вращается.

Это следствие сопоставлено с корпоративной базой рейсов Новопортовского месторождения за 2016–2021 годы [11], которая содержит 1230 записей по 257 скважинам, из которых 245 горизонтальных. Из базы извлечены доли времени вращения и слайдирования, а также комментарии инженеров. Рейс отнесён к осложнённым, если в комментарии встречается слово с основой «затяж» или «посадк» и в окне ±90 символов вокруг него нет отрицания. Без такой проверки частота завышается вдвое, поскольку около половины упоминаний представляют собой записи об отсутствии затяжек. Комментарий заполнен у 891 рейса из 1230, и доли отнесены к рейсам с комментариями. Таких рейсов 202 в секции под

эксплуатационную колонну, 64 в пилотных стволах и 274 в горизонтальных секциях. Скважина 4075D в базу не входит, так как пробурена в 2022 году, поэтому сопоставление даёт внешний фон правдоподобия, а не валидацию расчёта по объекту. Результаты приведены на рисунке 2.

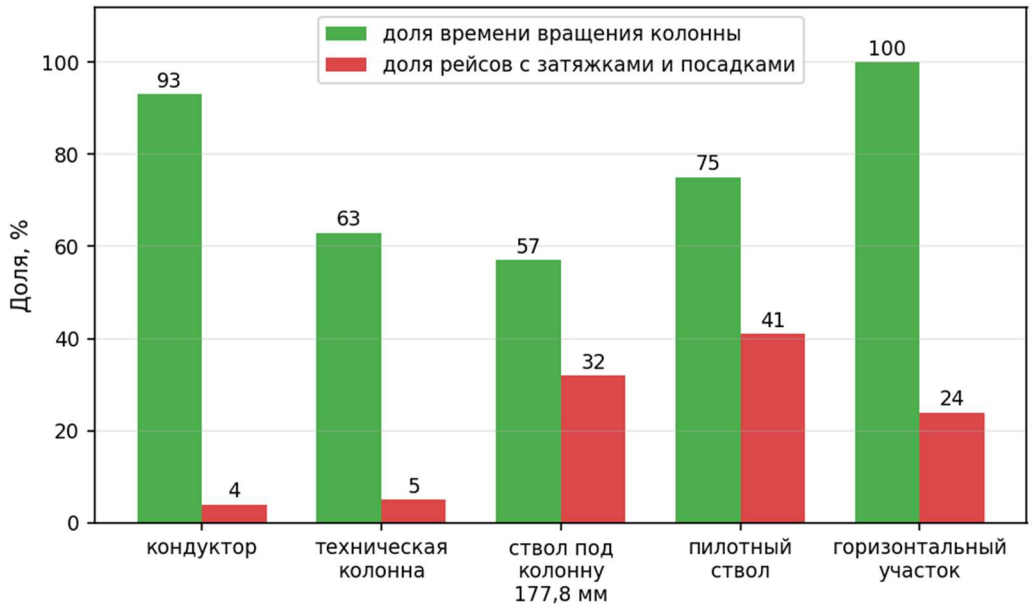


Рисунок 2 – Доля времени вращения колонны и частота фиксации затяжек и посадок по секциям фонда месторождения

В горизонтальных секциях медианная доля времени вращения равна 1,00, причём у 97 % секций она не ниже 0,95. В наклонном стволе под эксплуатационную колонну медиана составляет 0,57, то есть около 43 % времени колонна не вращается. Частота осложнений распределена соответственно. Затяжки и посадки зафиксированы в 64 рейсах из 202 в секции под эксплуатационную колонну и в 26 из 64 в пилотных стволах. В горизонтальных секциях таких рейсов 67 из 274. Доли составляют 32 %, 41 % и 24 % соответственно, причём в горизонтальных секциях примерно в половине рейсов отмечено чистое хождение инструмента. Различие между наклонной секцией и горизонтальной невелико. Отношение долей равно 1,30 при 95 %-м доверительном интервале 0,96–1,77 по кластерному бутстрапу со скважиной в роли кластера, точный тест Фишера даёт $p = 0,10$. Это описательная тенденция, а не доказанное различие. Направление тенденции обратно ожидаемому. Самый длинный участок с постоянно лежащей трубой вращается практически непрерывно и осложнений даёт меньше, а наклонный транспортный ствол сочетает неработающий нижний зазор с перерывами вращения. Проверка гипотезы о росте частоты затяжек с индексом сложности профиля внутри секции не подтвердилась, поэтому различие между секциями связано со стадией ствола, а не с интегральной сложностью траектории.

Практическое следствие относится к организации промывок. Программа бурения рассматриваемой скважины снимает проработку перед наращиванием в интервале 460–1865 м и оставляет её как реакцию на признаки осложнений. К таким признакам программа относит скачки давления и момента и расхождение весов на крюке с расчётными [4]. Расчёт и статистика показывают, где эта реакция должна

срабатывать раньше. После протяжённых интервалов слайдирования буровой бригаде следует выполнять промывку с вращением до появления перечисленных признаков, а не после них. Такое правило не требует изменения расхода, оборудования или рецептуры раствора и реализуется существующими средствами буровой бригады.

Остальные границы проводки той же скважины при программном режиме сохраняют запас и входят в общую режимную карту. К ним относится эквивалентная циркуляционная плотность 1200–1350 кг/м^3 на забое при мягком окне давлений. Сюда же относится момент на верхнем приводе 10–14 кН·м против программного лимита 20 кН·м.

При расходах 14–20 л/с в заключительной секции и 38–45 л/с в наклонном стволе раствор под лежащей на нижней стенке колонной не движется. Увеличение подачи насосов в этих пределах нижний зазор не очищает, и его очистка остаётся за вращением колонны. В наклонном стволе значительную часть времени занимает слайдирование без вращения, а в горизонтальном участке колонна вращается почти постоянно. Поэтому в наклонном стволе буровой бригаде следует промывать скважину с вращением по окончании протяжённых интервалов слайдирования, не дожидаясь признаков осложнений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бургойн А. Т., Миллхейм К. К., Шеневерт М. Е., Янг Ф. С. Прикладная технология бурения. Ричардсон: Society of Petroleum Engineers, 1986. 502 с.
2. Томрен П. Х., Айохо А. В., Азар Дж. Дж. Экспериментальное исследование транспорта шлама в наклонно направленных скважинах // SPE Drilling Engineering, 1986, Т. 1, № 1. С. 43–56.
3. Ларсен Т. И., Пилехвари А. А., Азар Дж. Дж. Разработка новой модели транспорта шлама для скважин с большим зенитным углом, включая горизонтальные // SPE Drilling & Completion, 1997, Т. 12, № 2. С. 129–135.
4. Программа бурения скважины № 4075D куста № 4Бис Новопортовского НГКМ. Тюмень: ООО «Газпромнефть-Ямал», 2022. 186 с.
5. Геолого-технический наряд на строительство скважины № 4075D куста № 4Бис Новопортовского НГКМ. Тюмень: ООО «Газпромнефть-Ямал», 2022.
6. Гершель В. Х., Балкли Р. Измерения консистенции растворов каучука в бензоле // Kolloid-Zeitschrift, 1926, Т. 39, вып. 4. С. 291–300.
7. Папанастасиу Т. К. Течения материалов с пределом текучести // Journal of Rheology, 1987, Т. 31, № 5. С. 385–404.
8. Эскудье М. П., Оливейра П. Ж., Пиньо Ф. Т. Полностью развитое ламинарное течение чисто вязких неньютоновских жидкостей в кольцевых каналах с учётом эксцентриситета и вращения внутреннего цилиндра // International Journal of Heat and Fluid Flow, 2002, Т. 23. С. 52–73.
9. Хаджиисламоглу М., Ланглинэ Дж. Течение неньютоновских жидкостей в эксцентричных кольцевых каналах // Journal of Energy Resources Technology, 1990, Т. 112, № 3. С. 163–169.
10. Санчес Р. А., Азар Дж. Дж., Бассал А. А., Мартинс А. Л. Влияние вращения бурильной колонны на очистку ствола при бурении наклонно направленных скважин // SPE Journal, 1999, Т. 4, № 2. С. 101–108.
11. Геолого-геофизические данные по скважинам Новопортовского НГКМ: база рейсов 2016–2021 годов. Тюмень: ООО «Газпромнефть-Ямал», 2022.

УДК 622.244.4

АНАЛИЗ ВЫНОСА ШЛАМА ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

А.В. Бежский, С.Н. Парфенова, С.Ю. Милькова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия
e-mail: parfenova.samgtu@yandex.ru

Аннотация. В работе рассмотрены гидродинамические и реологические факторы, определяющие эффективность выноса шлама при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Проведён анализ механизмов транспорта частиц выбуренной породы в кольцевом пространстве, включая гравитационное осаждение, сальтацию и режимы течения. Установлены критериальные зависимости, связывающие скорость восходящего потока, реологические параметры бурового раствора, геометрию ствола и характеристики шлама. Предложена методика оценки критической скорости потока и коэффициента транспорта шлама (CTR), позволяющая оптимизировать режим промывки без привязки к конкретным геологическим условиям. Показано, что управление эффективной вязкостью в диапазоне скоростей сдвига, характерных для кольцевого пространства, и учёт эксцентриситета бурильной колонны являются определяющими для снижения накопления шлама в интервалах с малыми зенитными углами.

Ключевые слова: *вынос шлама, очистка ствола скважины, кольцевое пространство, реология бурового раствора, критическая скорость, эксцентриситет, наклонно-направленное бурение.*

Введение

Качество очистки ствола скважины непосредственно определяет вероятность прихватов, износ долота и забойного оборудования, гидравлические потери и, в конечном счёте, стоимость цикла строительства [6,8]. При росте доли наклонно-направленных и горизонтальных скважин проблема выноса шлама приобретает системный характер: в интервалах с зенитным углом 30–65° гравитационная составляющая способствует образованию неподвижных или медленно движущихся шламовых постелей даже при номинально достаточной скорости восходящего потока. Расход, подаваемый насосом, в зависимости от геометрии кольцевого пространства и реологии, обеспечивает ламинарный или турбулентный режим, создавая динамические давления в скважине, подлежащие контролю [13,12,10]. При управлении параметрами бурового раствора для совершенствования качества очистки ствола скважины важно учитывать фильтрационные параметры при вскрытии продуктивных пластов [1,17]. Разработка алгоритма выбора бурового раствора под заданные горно-геологические условия является эффективным направлением исследований [14].

Цель работы – выявление ключевых параметров, управление которыми позволяет повысить эффективность выноса шлама, и формирование

инженерной методики оценки режима промывки, инвариантной к конкретным месторождениям.

Задачи:

1. Систематизировать механизмы транспорта шлама в кольцевом пространстве.
2. Проанализировать влияние реологии раствора и геометрии канала на критические условия осаждения.
3. Обосновать критерии и алгоритм оптимизации режима промывки.

Механизмы выноса шлама в кольцевом пространстве

Транспорт частиц выбуренной породы в кольцевом канале реализуется через совокупность механизмов:

- Гидравлический подъём – вертикальная составляющая скорости потока, уравновешивающая силу тяжести частицы.
- Сальтация (перекатывание и скачкообразное движение) – преобладает в наклонных интервалах при образовании шламовых постелей.
- Взвешивание за счёт турбулентных пульсаций – существенно при развитой турбулентности и умеренных вязкостях.
- Эффект «сжатия» постели – движение частиц в составе подвижного слоя под действием сдвигового потока.

В вертикальных интервалах определяющим является баланс силы тяжести и гидродинамического сопротивления. В наклонных – критичным становится порог страгивания частицы с поверхности шламового слоя, который зависит от касательного напряжения [5, 2].

Критериальные зависимости и определяющие параметры

1. Скорость осаждения частицы

Для условий ламинарного обтекания используется закон Стокса [7]:

$$v_s = \frac{d_p^2 \, (p_p - p_f) g}{18 \mu_e}$$

где d_p – эквивалентный диаметр частицы; p_p, p_f – плотности частицы и раствора; μ_e – эффективная вязкость при характерной скорости сдвига.

Для переходного и турбулентного режимов применяются эмпирические корректировки (например, модель Чена–Фаннинга или диаграммы Бирда), учитывающие форму и сферичность частиц.

2. Критическая скорость восходящего потока

Условие устойчивого выноса:

$$v_{ann} \geq k v_s$$

где k – коэффициент запаса, зависящий от зенитного угла и эксцентриситета. Для вертикальных скважин k ≈1.5–2.0; для наклонных k возрастает до 2.5–4.0.

3. Коэффициент транспорта шлама (CTR)

$$CTR = \frac{v_p}{v_{ann}}$$

где v_p – средняя скорость частицы. При CTR <0.5 формируется устойчивая шламовая постель; при CTR >0.8 вынос считается эффективным [4].

4. Реология бурового раствора. Учёт влияния реологии бурового раствора и выбор корректной реологической модели являются основами моделирования выноса шлама. Для вязкопластичных растворов (модель Бингама) и псевдопластичных (степенная модель) определяющим является не «воронка», а эффективная вязкость в диапазоне скоростей сдвига кольцевого пространства [3]:

$$y_{ann} \approx \frac{v_{ann}}{D_h - D_p}$$

Увеличение показателя нелинейности n снижает вязкость при низких сдвигах, что ухудшает удержание частиц в постели. Оптимум достигается при $n \approx 0.6–0.75$ и умеренных значениях динамического напряжения сдвига.

Геометрические и эксплуатационные факторы

1. Эксцентриситет бурильной колонны. Смещение колонны к нижней стенке формирует узкую и широкую зоны кольцевого пространства. В узкой зоне скорость потока падает, что способствует осаждению. Учёт эксцентриситета обязателен для интервалов с зенитным углом > 45° [15,16].

2. Зенитный угол. Максимальный риск накопления – 30–65°. При 65–90° частицы скатываются вниз, но легче вовлекаются в подвижный слой [9].

3. Расход и плотность раствора. Рост расхода увеличивает v_{ann}, но может приводить к росту гидравлических потерь и размыву стенок. Увеличение плотности повышает выталкивающую силу, но снижает v_s лишь косвенно.

4. Размер и форма частиц. Крупные и угловатые частицы осаждаются быстрее; для них требуется более высокий запас скорости.

Методика оптимизации режима промывки

Предлагаемый алгоритм:

1. Определение профиля зенитных углов и выделение интервалов с повышенным риском.

2. Расчёт v_s для характерных фракций шлама с учётом μ_e при y_{ann}.

3. Оценка v_{ann} по фактическому расходу и геометрии с поправкой на эксцентриситет.

4. Расчёт CTR и сравнение с пороговыми значениями.

5. Корректировка реологии (регулирование n, τ_0, μ_e) и/или расхода до достижения $CTR \geq 0.8$.

6. Верификация по данным наземных датчиков (момент, давление, расход) и, при возможности, по телеметрии забойных параметров.

Обсуждение

Анализ показывает, что универсальной «оптимальной» рецептуры раствора не существует: эффективность выноса определяется совместным действием реологии, расхода и геометрии кольцевого пространства. Ключевым является управление эффективной вязкостью именно в том диапазоне скоростей сдвига, который реализуется в кольцевом пространстве, а не в вискозиметре при стандартных условиях. Игнорирование эксцентриситета приводит к систематической переоценке v_{ann} в узкой зоне и, как следствие, к недооценке риска накопления шлама.

Перспективным направлением является адаптивное управление реологией в реальном времени на основе забойных измерений и моделей машинного обучения [11], обученных на данных о моменте и давлении .

Заключение

1. Эффективность выноса шлама определяется балансом гидродинамического подъёма и гравитационного осаждения с учётом сальтации в наклонных интервалах.
2. Критериями оценки являются критическая скорость восходящего потока и коэффициент транспорта шлама; порог $CTR \geq 0.8$ соответствует устойчивому выносу.
3. Определяющие управляемые параметры – эффективная вязкость при кольцевых скоростях сдвига, показатель нелинейности, расход и учёт эксцентриситета.
4. Предложенная методика позволяет оптимизировать режим промывки без привязки к конкретным геологическим условиям и может быть адаптирована под любые профили скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адонина, А. Е. Влияние реологических свойств буровых растворов на проникновение фильтрата в призабойную зону пласта / А. Е. Адонина, О. А. Нечаева // Ашировские чтения. – 2025. – Т. 2, № 17. – С. 145-148. – EDN HJVIVF.
2. Акбулатов, Т. О. Исследование процессов транспорта частиц шлама при промывке горизонтальных скважин / Т. О. Акбулатов, И. А. Хабибуллин, Л. М. Левинсон // Повышение качества строительства скважин: Сборник научных трудов, Уфа, 07–09 декабря 2005 года / Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография", 2005. – С. 113-115. – EDN RLCYSL.
3. Бабаян, Э. В. Инженерные расчеты при бурении: учебное пособие / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко. – 2-е изд. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2026.
4. Балаба, В. И. Технические средства для повышения эффективности гидротранспорта шлама при бурении наклонных и горизонтальных участков ствола скважины / В. И. Балаба, О. Д. Зинченко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 3. – С. 23-27. – EDN TWDLJP.
5. Влияние реологических свойств промывочной жидкости на транспорт шлама по горизонтальному стволу скважины / Ф. А. Агзамов, Т. О. Акбулатов, И. А. Хабибуллин [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2008. – № 9. – С. 16-18. – EDN KNPZCJ.
6. Инновационные подходы к минимизации рисков, связанных с накоплением бурового шлама. Обзор / Р. А. Исмайлова, Э. Н. Алиев, С. А. Герайбейли, Ф. С. Гахраманова // Химическая безопасность. – 2026. – Т. 10, № 1. – С. 97-117. – DOI 10.25514/CHS.2026.1.26111. – EDN RJUTHU.
7. Митчелл, Дж. Безаварийное бурение /Дрилберт Инжиниринг Инк., 2001. — 279 с.

8. Нечаева, О.А. Обоснование реологических параметров бурового раствора для бурения горизонтальных скважин / О.А. Нечаева, В.А. Кузнецова // Ашировские чтения. – 2025. – Т. 2, № 17. – С. 182-185. – EDN FXMLWZ.
9. Никитин, В. И. Моделирование выноса частиц шлама на участке горизонтальной скважины в программном комплексе ANSYS Fluent с учетом вращения бурильной колонны и параметров реологической модели Гершеля-Балкли / В. И. Никитин, Н. Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 2(362). – С. 32-36. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-2(362)-32-36. – EDN HKSBYA.
10. Никитин, В. И. Моделирование потока буровой промывочной жидкости при обтекании замковых соединений бурильных труб в программном комплексе ANSYS / В. И. Никитин, Н. Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 4(364). – С. 11-15. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-4(364)-11-15. – EDN XDQKDX.
11. 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.
12. Парфенов, К. В. Научно-практические подходы к обеспечению устойчивости горных пород в осложненных условиях строительства скважины / К. В. Парфенов, О. А. Нечаева, С. Н. Парфенова // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 34-38. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-2-34-38. – EDN YYAEUF.
13. Парфенова, С. Н. Параметры моделирования движения потоков бурового раствора при частичном поглощении / С. Н. Парфенова, Р. А. Ишимов // Ашировские чтения. – 2025. – Т. 1, № 1(17). – С. 25-29. – EDN VNYXAZ.
14. Разработка алгоритма выбора бурового раствора под заданные горно-геологические условия / С. П. Спирин, С. Н. Парфенова, К. В. Парфенов, А. Н. Ованесян // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 1, № 1(16). – С. 49-53. – EDN XAJLHQ.
15. Харламов, С. Н. Транспорт шлама буровым раствором в горизонтальных скважинах. Часть 1. Моделирование структуры дисперсных течений / С. Н. Харламов, М. Джанхорбани, В. В. Зайковский // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 10. – С. 34-48. – DOI 10.18799/24131830/2023/10/4433. – EDN DANARW.
16. Харламов, С. Н. Транспорт шлама буровым раствором в горизонтальных скважинах. Часть 2. Численные результаты бурения при оптимальных реологических свойствах раствора / С. Н. Харламов, М. Джанхорбани, А. Г. Чернов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 11. – С. 7-24. – DOI 10.18799/24131830/2023/11/4468. – EDN IEJALN.
17. 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.

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН КАТЕГОРИИ КР-6: ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Д.С. Калугин, Б.В. Каргин

Научный руководитель: В. Н. Аверкин

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
e-mail: pruppa@bk.ru , averkinv@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются технологические аспекты капитального ремонта скважин категории КР-6. Основной фокус направлен на осложнения, возникающие в открытом стволе и эксплуатационной колонне, а также методам их диагностики и ликвидации. Приведены характерные виды осложнений. Материал предназначен для инженерно-технических работников, занимающихся капитальным ремонтом скважин.

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, КР-6, осложнения, диагностика, профилактика, КРС, ЗБС, прихват, ликвидация осложнений, сальник, сальникообразование.

Фонд скважин большинства месторождений находится в длительной эксплуатации. Рано или поздно дебит падает, оборудование изнашивается, именно тогда скважине и нужен капитальный ремонт. Среди всех методов КР-6 занимает особое место, по своей сути это малое бурение в старом стволе скважины или же метод ЗБС (зарезка бокового ствола)

Актуальность данного метода довольна проста – легче пробурить боковой ствол, чем строить новую скважину в другом месте и начинать все с самого начала. Однако, цена ошибки здесь достаточно высока, осложнения что были в основном стволе могут привести к потере самой скважины, поэтому понимание технологии обязательно для любого инженера КРС.

Что такое КР-6 и ЗБС

В классификации КРС КР-6 обозначает работы, связанные с зарезкой бокового ствола скважины. Очевидно, что есть и другие методы такие как : КР-1 (ремонт эксплуатационной колонны), КР-2 (ликвидация аварий) и так далее, но именно КР-6 сочетает в себе как бурение так и ремонт. Задача – не трогая верхнюю часть ЭК имеющейся скважины, выйти из колонны и пробурить новый ствол в продуктивный пласт. В обсадной колонне спускают клин-отклонитель и вырезают ««окно»», затем собирают и спускают компоновку для отхода от основного ствола и бурения в

соответствии с утвержденным проектом в продуктивную часть пласта. Далее ведется бурение по проектной траектории, горизонтально или наклонно-направленно.

Главное отличие ЗБС от классического бурения – работа в малых диаметрах: Нельзя использовать объемные КНБК, интервал допустимых значений углов ограничен. Все это влияет на выбор оборудования и режимы работы.

Критерии применимости

Решение о зарезке бокового ствола принимается на стадии планирования и проектирования по следующим критериям:

1) Остаточные запасы, если их недостаточно до приемлемого дебита, то проведение ЗБС нецелесообразно

2) Состояние эксплуатационной колонны. Если она имеет значительные повреждения или подверглась серьёзной коррозии, то риск аварии возрастает многократно

3) Глубина и угол. Чем глубже «окно» и чем больше отклонение - тем сложнее проводка

4) Обводненность. При обводненности порядка 90% и выше ЗБС эффективна только при условии попадания в нефтяной пропласток, в противном случае мероприятие экономически не выгодно.

5) Шаблонирование колонны. Проверка проходимости ЭК. При непрохождении шаблона устраняют сужения.

6) Отдельно оценивают герметичность колонны. Для этого проводят опрессовку или геофизические исследования. При обнаружении негерметичности ее устраняют: в процессе бурения давление в скважине изменяется, и ослабленный участок может не выдержать.

Всё это занимает время, но пренебрежение подготовкой почти гарантированно приводит к осложнениям.

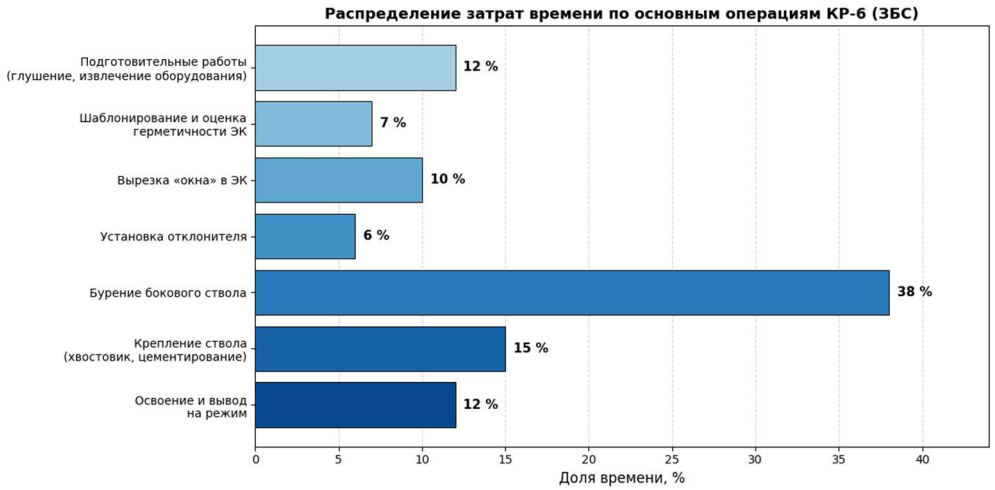


Рис. 1. Распределение затрат по основным операциям КР-6 (ЗБС)

Наибольшая доля времени приходится на бурение бокового ствола, что определяет приоритет контроля именно этого этапа.

Создание окна в эксплуатационной колонне

Создание «окна» в ЭК - один из ключевых этапов ЗБС. «Окно»- интервал в эксплуатационной колонне, через которое КНБК выходит в новый ствол. Существует несколько способов его создания. Самый распространённый – фрезерование, в ствол спускают фрезер, который вырезает интервал, стачивая металл колонны, процесс продолжительный и требует определённых навыков персонала. Нужно поддерживать скорость вращения и давление, при отклонении от режима долото не пройдет через «окно».

Другой способ заключается в том, чтобы вырезать секцию колонны, создавая увеличенное «окно». Основной риск – падение вырезанной секции в ствол и возникновение аварии.

После создания окна спускают отклонитель, - это устройство которое отклоняет долото в сторону, клин отклонителя фиксируется на колонне или на цементом мосту. От правильной установки зависит траектория, поэтому данный этап требует особого контроля.

Бурение бокового ствола

Бурение начинается с запуска долота в «окно». Наиболее ответственный участок – необходимо отойти от ЭК и обеспечить проектное значение набора кривизны, так же избежать повреждений компоновки

Основные особенности этапа:

1) Ограничение осевой нагрузки. Поскольку бурение ведется из старого ствола, нельзя развивать большие осевые нагрузки – это может привести к повреждению «окна» и отклонению от проекта.
2) Контроль траектории. Отклонение от проектного курса приводит к потере проектного курса набора кривизны.
3) Свойства бурового раствора. Раствор должен обеспечивать устойчивость стенок скважины и предотвращать обвалы породы. В растворе необходимы смазочные добавки для уменьшения коэффициента трения и вероятности образования сальника.

Осложнения в открытом стволе

Открытый ствол – это интервал бурения после выхода через окно из обсадной колонны, чаще всего здесь возможны осложнения из-за контакта инструмента с породой. Рассмотрим основные виды.

Дифференциальный прихват возникает при перепаде давления между скважиной и пластом, когда гидростатическое давление превышает пластовое. Колонна находится в контакте с проницаемой породой, она испытывает боковую прижимающую силу. Эта сила прямо пропорциональна площади взаимодействия, коэффициенту трения и перепаду давления. В таких условиях риск

дифференциального прихвата на боковой ствол увеличивается. При длительной неподвижности колонны происходит ее прилипание к стенке. Отличительная особенность такого прихвата – сохранение циркуляции.

Заклинивание посторонними предметами

Заклинивание колонны происходит при падении в скважину инструмента, металла или других предметов. В боковом стволе кольцевой зазор минимальный – риск заклинивания становится выше. Любой предмет может создать пробку, необходимо будет разбуривать или использовать ловильный инструмент.

Затягивание инструмента и желобообразование

В горизонтальных и наклонно-направленных скважинах со временем (из-за трения инструмента по стенкам ствола) появляется продольная канавка – желоб. При подъёме КНБК может попасть в желоб, что приведет к затягиванию инструмента. Проявляется ростом нагрузки при подъеме.

Потеря циркуляции

Поглощение - одна из серьезнейших проблем. Раствор уходит в пласт, соответственно давление в скважине понижается. Это может привести к выбросу. Если увеличить плотность раствора – это усилит риск дифференциального прихвата. Необходимо искать баланс между безопасностью и эффективностью.

Осложнения при СПО

Свабирование - эффект пониженного давления при быстром подъеме колонны. Возникает приток пластового флюида, что может привести к выбросу. Свабирование опасно в боковом стволе, так как скорости потоков там невелики.

Осложнения в эксплуатационной колонне

Данная группа осложнений связана с процессами внутри обсадной колонны. При подъеме старого оборудования или бурения бокового ствола.

Сальникообразование

Сальник – плотная пробка, препятствующая движению труб. Он образуется при накоплении шлама, выбуренной породы или продуктов коррозии в кольцевом пространстве. Причина чаще всего - плохая очистка ствола, низкая скорость промывочной жидкости или увеличение зазора между стенкой и колонной. Чаще всего накоплению шлама способствует подъем компоновки с центраторами. Она создает дополнительное сопротивление, вследствие чего больше шлама остается в кольцевом пространстве.

Затягивание сальника – динамическое развитие сальникообразования. Колонна движется с большим сопротивлением, шлам сильнее уплотняется. Задача персонала - заметить на ранней стадии, пока расхаживание еще эффективно.

Геологические осложнения

Пластичные породы под действием горного давления деформируются и уменьшают диаметр скважины. Соответственно, инструмент теряет проходимость. Это происходит из-за осыпей, обвалов и набухания глин.

Диагностика осложнений

Ликвидация осложнения невозможна без точной диагностики, диагностика включает анализ нескольких параметров, регистрируемых в процессе работ. В эксплуатационной колонне применяют дефектоскопию для оценки состояния резьбовых соединений, стенок колонны и толщину цементного камня.

При дифференциальном прихвате попытка натяжения приводит к росту веса на крюке сверх собственного веса колонны, при освобождении вес возвращается к исходному значению. При сальниковом прихвате наблюдается аналогичная картина, однако после рахаживания вес, как правило, не восстанавливается полностью.

Сохранение циркуляции при потере подвижности сохраняется – признак дифференциального прихвата. Прекращение циркуляции – перекрытие сальника, если циркуляция частичная – неполное перекрытие ствола.

Если колонна не вращается, но крутящий момент передается до определенной глубины – это зона прихвата. Для локализации зоны применяют метод прихватоопределителя или расчет по углу закручивания, эти методы позволяют определить место прихвата без дополнительного спуска инструмента.

Комплексный анализ

На практике существует множество факторов, которые могут вызвать осложнение, часто реализуется комбинированный механизм: дифференциальный прихват и сальниковый. Необходимо учитывать всю историю скважины, а также данные литологии.

Способы ликвидации осложнений

1) Расхаживание – многократное приложение знакопеременных осевых нагрузок с цель нарушения сил сцепления. Эффективно на ранних стадиях дифференциальных и сальниковых прихватов. Амплитуда подбирается опытным путем, при этом нельзя превышать допустимые напряжения труб. В некоторых случаях применяют ясс, который создает резкие гидравлические удары, способствуя срыву прихвата.

2) Промывка и гидроимпульсное воздействие - применяется интенсивная промывка жидкостью для размывания сальника и шламовой пробки.

3) Установка нефтяных ванн, используется для понижения плотности и растворения корки. Кислотные ванны используются только при заклинивании металла.

4) Снижение давления в скважине – радикальный метод при дифференциальном прихвате, очень опасен из – за высокого риска ГНВП. Снижают гидростатическое давление путем облегчения раствора.

5) Отворот. Если прихват не удается ликвидировать прибегают к развинчиванию труб по резьбовым соединениям. Оставшуюся часть либо обходят, либо извлекают ловильным инструментом.

6) Торпедирование и обрезание используется в крайних случаях, когда колонна не может быть разъединена другими методами. Применяют торпеды (кумулятивные заряды) или ГПП. После данных методов осложнение переходит в разряд аварии.

7) Применение пакеров и гидроразрыва позволяет разрушить связующее вещество и освободить колонну при гидратных и парафиновых отложениях (прогревом, закачкой кислот или ингибиторов). Применение пакеров возможно только при не герметичности, для отсечения поступления флюида выше головы адаптера.

Профилактика осложнений

1) Контроль реологических свойств раствора
2) Периодическое расхаживание или вращение
3) Применение добавок снижающих коэффициент трения
4) Использование центраторов и калибраторов для предотвращения контакта со стенками скважины
5) Планирование траектории соответственно проектной технологической документации
6) Обучение персонала методам работы при возникновении и устранении аварийных ситуаций.

Заключение

Осложнения ЗБС – система взаимосвязанных процессов, а не отдельных случаев. Каждому типу осложнения соответствует свой набор диагностических признаков, совокупность этих признаков позволяет понять вид осложнения и какие меры нужно предпринять, чтобы устранить или избежать его. Следовательно, определяющим фактором эффективности ЗБС является не совершенство методов ликвидации, а полнота подготовительного этапа и непрерывный контроль параметров бурения. Учёт выше сказанного позволяет устранить проблему до её возникновения.

ЛИТЕРАТУРА

1) Ахметов Р. М Технологии зарезки боковых и многозабойных скважин : учеб. Пособие – Уфа : УУУНиТ, 2019. – 184 с.
2) Клещенко И. И. Технологии и материалы для ремонта скважин : учеб. Пособие. - Вологда : Инфра-Инженерия, 2023. - 348 с.
3) Шешукова К. В., Хайруллин А. А. Зарезка боковых стволов как метод улучшения нефтеотдачи // Научный форум. Сибирь. - Тюмень, 2016. - С. 73.
4) Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах : учеб. Пособие / В. М. Шенбергер, Г. П. Зозуля, М. Г. Гейхман- Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. - 580 с

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ СЖИГАНИЯ И ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СЛАНЦЕВ

В.Н. Аверкин, И.М. Васин, Э.Ш. Аскеров

Научный руководитель: *Р. А. Хасаев*

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

e-mail: ***askerovelnur2005@gmail.com, ivan.vasir@yandex.ru, rakhasaev@gmail.com, averkinv@yandex.ru***

Аннотация. В статье приведен анализ исторического развития технологии термической обработки сланцев на протяжении 30 лет на территории СССР. Были проанализированы современные Российские и зарубежные технологии термической обработки сланцев, проанализированы тенденции. Был сделан вывод о необходимости модернизации нынешний технологий термической обработки сланцев в России.

Ключевые слова: горючие сланцы, наземные технологии, подземные технологии, исторический анализ, альтернативные горючие источники энергии.

С промышленной точки зрения горючие сланцы являются дешевым и легко добываемым источником топлива. Об этом знали более ста лет назад, их часто применяли как альтернативный углю источник питания для первых ТЭЦ своего времени. Сейчас же сланцы как источник топлива почти не используют, ведь почти все нынешние теплоэлектро станции работают либо на природном газе, либо на каменном угле, ввиду их более высокой экологической чистоты и повышенной продуктивности, а в случае природного газа также недорогого хранения и транспортировки. Однако горючие сланцы нашли свою нишу как сырье для разработки различным медикаментов, смазывающих веществ и эмульгаторов. Но нынешние технологии переработки сланцев ушли намного вперед и сильно отличаются от тех, которые использовали в прошлом веке. Тем самым целью статьи исторический анализ технологии переработки горючих сланцев в прошлом, проанализировать нынешние технологии переработки горючих сланцев и их тенденции развития и сравнить результат анализа.

Актуальности статьи заключается в анализе возможных альтернативных источников топлива с экономической точки зрения. В нынешнее время индустрия добычи и переработки нефти и газа переживает весьма трудные времена с экономической точки зрения и нахождение выгодного альтернативного источника энергии может поспособствовать развитию индустрии и преодолению кризиса.

Исторический анализ переработки сланцев

История открытия горючего сланца как топлива и его добыча нас не сильно интересуют, т. к. в рамках нашей страны нас необходимо знать как сланец использовался как топливо конкретно у нас, какие технологии при этом применялись и что стало с этими технологиями сегодня. поэтому исторический анализ стоит начать с первого массового применения сланца в России.

Изначально, сланец использовался как отопительное топливо на различных предприятиях и иногда в домах. А началось это с острого топливного кризиса в 1918

г. После различных экспедиций и составлений планов по местам добычи, под руководством геолога И. М. Губкина, в сентябре 1919 г. начались повсеместные открытия рудников на средне- и Нижне-Волжском районах. Однако стабильному развитию мешал дефицит огромного числа вещей: инструменты, оборудование, питание, низкое качество жилья и проблемы с вывозом добытого сланца, а также отсутствие специалистов, множество людей привлекалось из местного населения. Использование горючих сланцев в качестве топлива наталкивалось на отрицательное отношение потребителей из-за трудностей технологии применения данного вида топлива.

Однако во время первых пятилеток добыча и сжигание сланцев выросло многократно. От десятков тысяч тонн сланцевая промышленность выросло до сотен тысяч. Стране было необходимо много дешевого топлива для индустриального роста.

В послевоенное время цифры добычи только больше выросли, лидирующие по добыче шахты выдавали до 700 т. сланцев в год. Это связывают ростом потребления электроэнергии в Ленинграде, Прибалтике и в целом на Северо-Западе страны, а также послевоенным экономическим чудом СССР. Само наличие большого количества сланцев на территории стало одним из аргументов для включения городов Самары и Саратова в план электрификации России. Однако крупные цифры добычи не могли решить множество других проблем промышленности: трудности доставки, ее высокая себестоимость, качественные показатели (высокое содержание серы, зольного остатка), неразработанность методов газификации. Перед энергетиками на период 1948-54 гг. было поставлено множество топливных и тепловых задач большой народной значимости, одной из них стало развитие технологии переработки местных низкосортных сланцев Прибалтийского бассейна для развития энергетики Северо-Запада СССР, это также совпадало с общим курсом страны на индустриализацию, что явилось новой, еще не изученной научно-технической проблемой.

Для развития индустрии переработки сланцев было необходимо: совершенствовать железные дороги для лучшей доставки, усовершенствование технологий очистки, а также разработки новых методов добычи и повышение числа рабочих. За основу для достижения этих целей был взят опыт сжигания сланцев Эстонской ССР.

На тот момент, оборудование, которое имелось для обработки теплоэнергетических сланцев, не отвечало, ни требования для выработки, ни стандартам использования. Послевоенная разруха давала о себе знать. Другие страны, располагающие большими запасами горючих сланцев, не имели тогда (как и теперь) положительного опыта сжигания сланца в энергетических котлах, несмотря даже на технологический прогресс, опережавший СССР на то время, ввиду предпочтения углю, газу и нефти. Связывалось это с тем, что большая часть станций работала на угле, хоть его и дороже добывать, но он был немного чище чем сланец, а также производил больше энергии. Однако для СССР, стране, которой было необходимо реабилитировать все свои отрасли после Великой Отечественной Войны как можно скорее, горючие сланцы стали отличным источником энергии. Они были весьма просты в добыче, они были в достатке, а также планировалось решить проблему доставки возведением станций недалеко от мест добычи. Примером может послужить Сызранская ТЭЦ, которая была первопроходцем в вопросе переработки сланцев и стала первой ТЭЦ в Европе, работающей на сланце, ее выход составляла 37 МВТ. Несмотря на то, что в дальнейшем ТЭЦ поэтапно перейдет на газ, шахты,

которые добывали сланец на нужды станции, не будут ликвидированы, приведет это к тому, в наши дни, эти шахты эксплуатируются ЗАО «Медхим», который является крупным производителем важного медицинского препарата - ихтиола.

В 1946 году ЛОТЭП (Ленинградское отделение Всесоюзного государственного проектного и научно-исследовательского института «Теплоэлектропроект») взял на себе идею развития переработки сланцев на северо-западе страны. Стали закупаться различные технологии других стран и проводится способы их освоения к реалиям северо-запада. Первые шаги были неудачными, удавалось освоить лишь часть от планируемых мощностей. Однако эти неудачи стали опытом и ЛОТЭП смог подобрать необходимые котлы, которые послужили основой для котлов собственного производства. Им стал немецкий котел «Буккау», который смог питать вторую очередь ТЭЦ с мощностью 25 МВт. На основе этого котла был реконструирован котел БКЗ-75/фсл., который позже установили на ряде электростанций. Таким образом в 1950 годах сланцевая энергетика вышла на качественно новый уровень с использованием небольших котлоагрегатов среднего давления производительностью 60-75 т пара в час, что позволило использовать турбоустановки мощностью до 25 МВт, но не решило нарастающий дефицит электроэнергии на Северо-Западе.

Был разработан план элетроснабжения на последующее десятилетие. Предусматривались строительство крупных электростанций, а также улучшение моделей котлов для повышения мощностей. Ожидались трудности из-за прошлого опыта: переход к среднему давлению вызывал сильное загрязнение поверхностей и износ экономайзеров. В итоге параметры котлов составили 320 т/час при 140 кгс/см² и 540/540°С, предельная мощность станции — 1612 МВт, годовой расход топлива к 1978 году составил 12 млн тонн. Но даже эти цифры не помогли преодолеть кризис. Было решено построить вторую крупную станцию — Эстонскую ГРЭС (первоначально Ново-Прибалтийская), завершенную в 1973 году с проектной мощностью в 1610 МВт.

В 60-е гг. началось интенсивное развитие сланцевой энергетики, ставшей основным потребителем сланца. Были введены в строй крупные Прибалтийская и Эстонская ГРЭС. В связи этим объем добычи сланца по Прибалтийскому бассейну возрастал достиг 1975 г. 336083 тыс. Т.

Несмотря на рост цифр добычи и мощности электростанций, промышленность ограничивало 2 преграды. Одна из них - крайне медленные темпы расширения его применения для переработки и неудовлетворительное использование побочных продуктов добычи, сжигания и переработки в строительной промышленности сельском хозяйстве. Вторая же - более быстрое, и что самое главное - продуктивное, развитие других топливных отраслей. Сжигание природных газов и продуктов переработки нефти просто банально давало больший результат, за меньшие затраты, по сравнению со сланцами. Технологии добычи и переработки нефти и газа развивались почти параллельно со сланцевыми и, как показало время, принесли куда больший результат для страны в то время. Таким образом вопрос дальнейшего развития технологий переработки сланцев был заморожен.

После распада СССР множество различных энергоблоков были выведены из эксплуатации. Это повлекло соответственное снижение мощностей этих ТЭЦ. Вместе с этим, дальнейшее развитие котлов и самой технологии переработки почти прекратилось. Новые современные котлы предназначены для работы на монофракциях сланца. При существующих методах добычи сланца выход фракции 20

мм составляет 5-10% от общего объема добычи, т.е. если перевести все котлы на технологию ЦКС, то 90-95% добытого сланца пришлось бы отправить в отвал, поэтому до сих пор популярны весьма старые котлы времен СССР.

В конечном счете можно сделать вывод о том, что сегодня большая часть технологий переработки сланцев являются устаревшими и не отвечают необходимым энергетическим требованиям страны. Что для использования сланцев как топлива, то они проиграли индустриальную гонку нефти и газу, а сейчас не идут ни в какое сравнение с АЭС.

Для решения этих проблем стоит проанализировать современные зарубежные технологии обработки сланцев.

Современные технологии переработка сланцев

Одним из лидирующих сейчас методов является китайский метод переработки сланца “Фушунь”. Горючий сланец движется вниз, получая температуру от нагретого газа. Пиролиз происходит при температуре 500 °С. Парогазовая смесь выводится из верхней части реторты, двигаясь снизу вверх, при температуре 90-110 °С. Полукокс газифицируется в нижней части реторты при 700-800 °С смесью воздуха и водяного пара, смесь нагревается за счет горячей золы. Циркулирующие газы после выхода из реторты охлаждают в системе конденсации, вновь нагревают в печи до температуры от 500 до 600 °С и возвращают обратно в реторту для нагрева горючего сланца. Сланцевая зола в дальнейшем используется для производства цемента. Основными компонентами золы являются диоксид кремния (62-64 %), оксиды алюминия (22-23 %) и железа (8-10 %).

Также стоит выделить американский процесс «Парахо». Его основное оборудование способно функционировать в двух режимах нагрева — с прямым либо косвенным подогревателем. Сланец фракции 9–75 мм загружается в верхнюю часть реторты через вращающийся распределитель, а перемещение материала вниз регулируется подвижной решёткой, установленной в основании аппарата. Сверху в реторту через решётки подаётся смесь холодного обратного газа с воздухом. Эта смесь, поступающая снизу, проходит через раскалённый полукокс и воспламеняется, за счёт чего выгорает остаточный углерод в полукоксе при температуре 700–800 °С. Образующиеся газы в зоне над газораспределительными трубками прогревают сланец до температуры полукоксования (примерно 500 °С), после чего потоки смешиваются. Парогазовая смесь поднимается вверх, отдавая тепло встречному потоку сланца, и отводится в конденсационную систему. Смесь проходит очистку во влажном электрофильтре и сжимаются компрессором, после чего часть сжатого газа возвращают в низ реторты, где он охлаждает сланцевую золу, тем самым сам нагревается и поднимается в зону пиролиза, служа дополнительным источником тепла для нагрева сланца. Оставшуюся часть можно использовать как низкокалорийное газовое топливо. Охлаждённая сланцевая зола выгружается через разгрузочную решётку в нижней части реторты и отправляется в отвалы.

Однако одним из самых передовых методов обработки сланцев является метод немецкий “Энефит”. Суть процесса “Энефит” заключается в смешивании сланца диаметром 0-25 мм горячей золой при 800 °С, полученной путем сжигания отработанного горючего сланца (полукокса). Смесь перемещают в керамическую электромагнитную печь с циркулирующем кипящем слоем. Производительность по сланцу составляет 3000 тонн за сутки. Передовым этом метод термической обработки делает повышенный выход смол и природных газов, а также, что самое главное,

«Энефит» обеспечивает полное сгорание углистого остатка, что решает одну из главных проблем термической обработки сланцев - большой вред экологии. “Технология "Энефит” является самой эффективной и современной для производства масла и электроэнергии из сланцевой мелочи», – сказал Цуй Чансин, заместитель генерального директора Longkou Mining Group - Китайской государственной угледобывающей и энергетической компании.

Вывод

К настоящему времени разработано большое количество процессов переработки сланцев, большая их часть применяется за рубежом, также есть попытки насаждения этих технологий в разных странах. Общим для всех процессов является разработка методов и технологии, позволяющих получать высокие выходы сланцевой смолы или бензиновой фракции. Однако нынешние технологии термической обработки сланцев в России оставляют желать лучшего, несмотря на регулярные технические обслуживания и все еще рабочее состояние, в большинстве своем, наши технологии являются пережитками СССР, которые хоть и являются работоспособными, не выдерживают никакой конкуренции с зарубежными аналогами. Отсюда можно сделать вывод о необходимом покупке зарубежных технологии в Российские перерабатывающие предприятия, или разработке наших аналогов, основанных на передовых, технология.

В заключение следует отметить, что в стратегическом отношении вовлечение местных топлив создает аналог использованию традиционных топливных ресурсов (качественные угли, нефть, газ), запасы которых ограничены.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Малиновский А.С. Технология переработки горючих сланцев: этапы становления и перспективы развития. Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. 2007. Т. 50. № 6. С. 9-14.
2. Зюба О.А., Глущенко О.Н. Обзор современных термических методов переработки горючих сланцев и экологические аспекты их применения.
3. Лаурингсон В.Х, Рейер А.Х. «Полезные ископаемые Эстонской ССР и их добыча». Таллин. «Периодика», 1981. 71 с.
4. Кожевников А.В. «Горючие сланцы», т.1. Генезис, распространение и химический состав, ГИЗ «Научная литература». Тарту. 1947. 66 с.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.98:552.513

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННОГО КОЛЛЕКТОРА, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕВЕРНОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.М. Максимкина

СамГТУ, г.Самара, Российская Федерация,
E-mail: Maksimkina.Natalya@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются особенности процесса пескопроявлений при эксплуатации месторождений северной группы Самарской области, обусловленные геологическим строением и формированием отложений слабосцементированных терригенных коллекторов пласта $Б_2$ бобриковского горизонта.

Ключевые слова: слабосцементированный коллектор, тектогенез, пористость, вязкость, битуминозность, депрессия, обводненность, форсированный отбор.

Пескопроявление является одним из основных факторов, осложняющих работу нефтепромыслового оборудования в процессе эксплуатации залежей нефти, приуроченных к слабосцементированным терригенным коллекторам. Вынос породы с добываемой продукцией вызывает абразивную эрозию рабочих органов глубинно-насосного оборудования, колонн насосно-компрессорных труб, систем нефтепромысловых трубопроводов и влечет за собой рост числа текущих и капитальных ремонтов, сокращение межремонтного периода и наработки на отказ. [1].

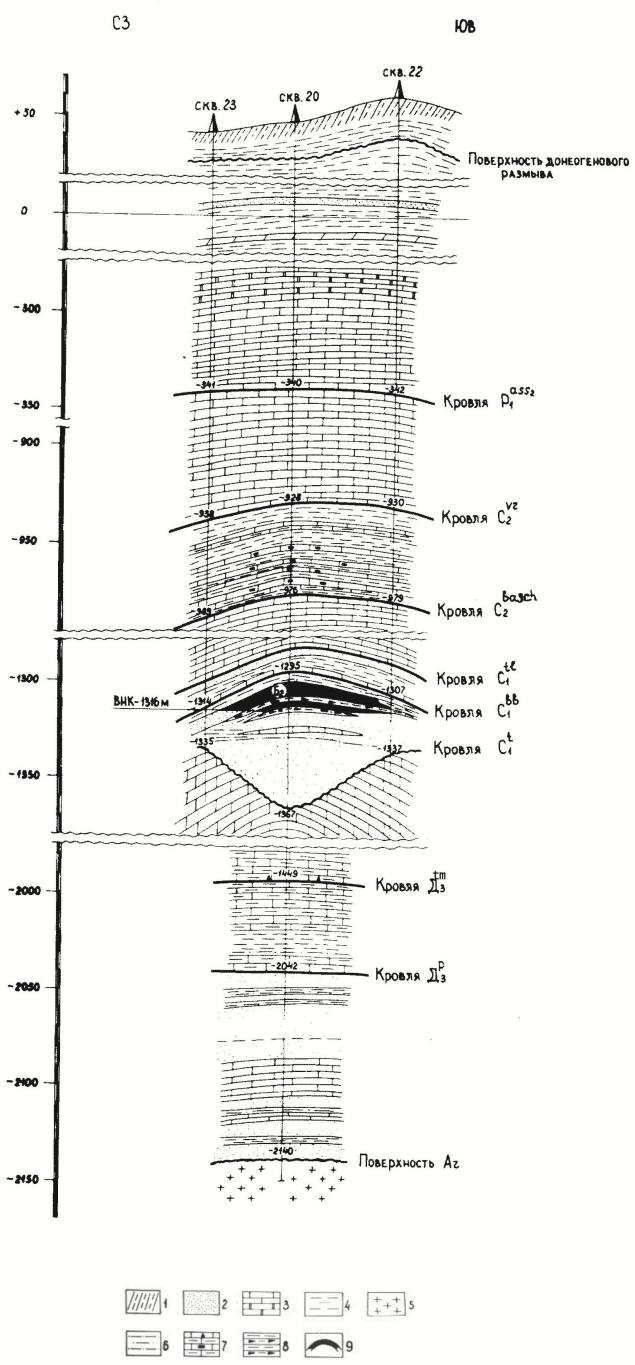
Промышленно нефтеносносные залежи нефти пласта Б2(С1) бобриковского горизонта нижнего карбона на месторождениях северной группы Самарской области (Красногородецкое, Горбуновское, Ермоловское, Озеркинское, Шумолгинское, Смагинское, Славкинское, Аксеновское и др.), расположенных в зоне сочленения юго-восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода, нередко приурочены к рыхлым и слабосцементированным кварцевым песчаникам, насыщенными высоковязкой и битуминозной нефтью (48,5–258 мПа·с в пластовых условиях, на отдельных участках — до 402,8 мПа·с). Признаки выноса породы появились с конца 2001 г., когда с переводом скважин на форсированный отбор жидкости депрессии на пласт возросли в 3–4 раза, а динамические уровни снизились на 500–1000 м; уже к началу 2004 г. пескопроявления фиксировались по 66 скважинам, или 30,4 % действующего фонда [2]. Хотя непосредственным «спусковым механизмом» разрушения призабойной зоны выступают техногенные факторы —

величина депрессии, скорость фильтрации, обводнение продукции — сама предрасположенность коллектора к разрушению заложена в условиях его формирования.

Слабосцементированные коллекторы северной группы месторождений парагенетически связаны с формированием залежей высоковязких нефтей, а на отдельных участках — к сверхвязким: так, по Балтийской залежи Аксеновского месторождения, вязкость пластовой нефти достигает 402,8 мПа·с.

Нефти битуминозные (плотность в поверхностных условиях 0,908–0,943 г/см³), высокосернистые (3,0–4,7 %), смолистые и высокосмолистые (6–19 %). Показательно закономерное утяжеление нефти вниз по разрезу залежей: на Аксеновском месторождении плотность проб, отобранных у кровли пласта, составляет 0,909–0,914,6 г/см³, а вблизи водонефтяного контакта возрастает до 0,931–0,943 г/см³. Вероятно, этот факт в совокупности с аномально высоким содержанием азота (37,8–74,6 %) и присутствием сероводорода (до 4,3–5,4 %) в растворенном газе, указывает на гипергенную (окислительную) природу утяжеления нефтей. Высоковязкая нефть при фильтрации создает повышенные силы вязкостного увлечения на зернах коллектора и высокие градиенты давления в призабойной зоне [1]; с другой стороны, она генетически сопряжена со слабой цементацией — раннее нефтенасыщение «законсервировало» поровое пространство и остановило процессы цементации, а последующее окисление нефти породило специфический, механически неустойчивый битумный цемент.

Ключом к пониманию природы слабосцементированного коллектора служит палеогеографическая обстановка начала визейского века. Глобальная регрессия на рубеже турнейского и визейского веков вызвала длительный перерыв осадконакопления, интенсивное карстование изолированных турнейских карбонатных платформ и формирование сложного эрозионно-карстового рельефа с многочисленными врезами округлой и удлиненной каньоноподобной формы амплитудой от 5 до 95 м и более [4,5,6]. На рассматриваемой территории врезы приурочены главным образом к бортовым зонам Усть-Черемшанского прогиба, где они выработаны в карбонатных породах турне и заполнены терригенными отложениями повышенной мощности; характерные примеры — Ермоловское и Озеркинское месторождения (Рис1;2), где над врезом сформировалась ловушка с залежью пласта Б2, и Аксеновско-Мазуровская зона с предвизейским врезом и мульдой, выполненной глинистыми отложениями нижней части бобриковского горизонта.



1 - суглинки; 2 - песчаники; 3 - доломиты,известняки;
4 - глины; 5 - граниты; 6 - алевролиты;
7 - известняк битуминозный;
8 - сланцы глинистые; 9 - залежь нефти.

Рис.1 Ермоловское месторождение:
профильный литолого-стратиграфический разрез по линии скважин 23,20,22

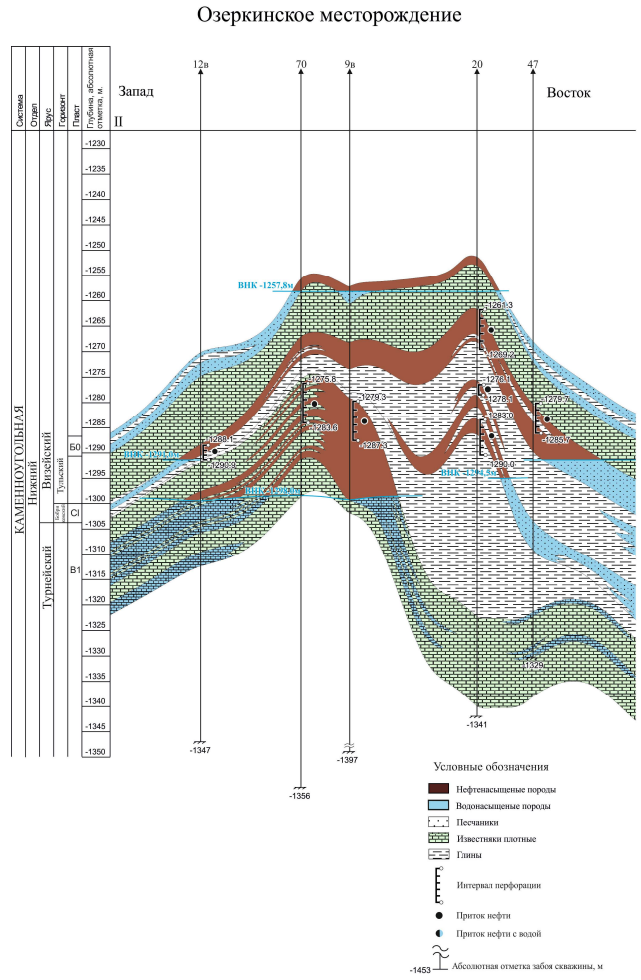


Рис. 2. Озеркинское месторождение:
профильный литолого-стратиграфический разрез по линии скважин 12в;70,9в,20,47

Ранневизейская (радаевско-бобриковская) трансгрессия возобновила осадконакопление, сменив его тип с карбонатного на терригенный. Врезы, будучи отрицательными формами рельефа дна, первыми принимали и сохраняли осадки, играя роль седиментационных ловушек, защищавших накопившийся материал от размыва, господствовавшего на приподнятых участках сводов [4]. Заполнение врезов происходило стадийно и снизу вверх по разрезу и выражено закономерной сменой генетически различных пачек.

Первичное заполнение ловушек нефтью, происходило, по-видимому, на позднегерцинском этапе, и исходные нефти были существенно легче современных. Пермский этап (воздымание, сульфатно-галогенное осадконакопление), вероятно, характеризовался платформенным режимом и относительной консервацией залежей. Решающее влияние на современный облик нефтей оказал новейший (альпийский неоген-четвертичный) этап тектогенеза. Не исключено, что поступление окислителей,

переносимых при миграции подземных вод в зонах максимального напряжения обеспечило развитие процессов химического и биохимического окисления нефтей сформировавшихся залежей.

Первым фактором, определившим слабую сцементированность коллектора, является относительно небольшая глубина залегания и, соответственно, невысокая термобарическая нагрузка. По обобщенным данным о закономерностях уплотнения терригенных пород [4], в обломочных породах без цемента или с низким (до 5–10 %) его содержанием, уплотнение за счет механической перегруппировки частиц завершается на глубинах 1000–1500 м. Кровля пласта Б2(С1) на месторождениях северной группы вскрывается на глубинах 1400–1650 м (на Озеркинском месторождении — 1405–1460 м, на Аксеновском — 1541–1571 м) при начальном пластовом давлении 15–16 МПа и пластовой температуре около 30 °С . Рассматриваемые коллекторы находятся вблизи нижней границы этого интервала: гравитационное (механическое) уплотнение чистых кварцевых песков в них практически завершено, тогда как химическое уплотнение развития не получило.

Существенную роль сыграли структурно-текстурные особенности и гранулометрический состав пород. Песчаники пласта Б2(С1) на месторождениях района исследования преимущественно мономинеральные кварцевые: содержание полевых шпатов, циркона и т. д. не превышает 2 %. Преобладают мелкозернистые и средне-мелкозернистые разности с размером зерен 0,1–0,3 мм; во врезовых разрезах встречаются разнозернистые песчаники с зернами 0,05–1,5 мм, редко до 2 мм. По данным гранулометрических анализов содержание псаммитовой фракции колеблется от 45,9 до 98,3 %, алевритовой — от 0,2 до 46,4 %, глинистой — от 0 до 29,4 %. Зерна кварца полуокатанные и окатанные, изометричной формы, что, по всей вероятности, обеспечивает их рыхлую упаковку с точечным межзерновым контактом [2] Рис 3. Лишь на участках наибольшего уплотнения наблюдаются выпукло-вогнутые (конформные) контакты, возникшие при пластической деформации кварцевых зерен под нагрузкой.

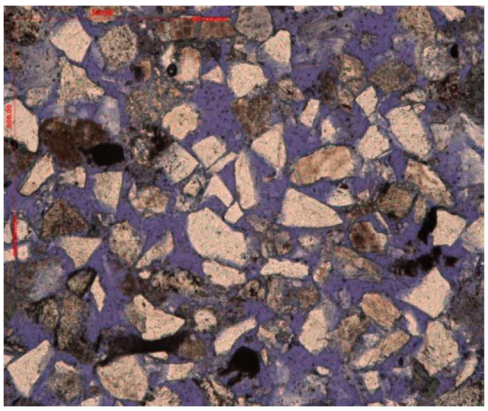


Рис.3 Пример шлифа слабосцементированного песчаника.
Поровое пространство образца пропитано окрашенной смолой. [7]

Текстуры песчаников — тонкая горизонтальная, пологоволнистая и линзовидная слоистость, обусловленная переслаиванием с алевритовым и углисто-

глинистым материалом; в наиболее рыхлых нефтенасыщенных разностях отмечаются брекчиевидные текстуры (Аксеновская группа месторождений).

Коэффициент открытой пористости песчаников пласта Б2(С1) составляет 16–28,6 % при средних значениях по залежам 20–25 % то есть близок к пористости свежеотложенного хорошо отсортированного песка, что также является косвенным подтверждением о приоритетном точечном и точечно-линейном типе контакта, контактно-поровый цемент имеет подчиненное распространение и характеризует переходные, несколько более крепкие разности. [2]. Малая площадь контактной поверхности при высокой пористости и является структурной первопричиной низкой механической прочности коллектора.

Существенное влияние на прочность породы оказывает вещественный состав цемента. Основным цементирующим материалом песчаников пласта Б2(С1) служит глинистое вещество каолинитового и гидрослюдистого состава. Именно преобладание контактного глинистого (каолинит-гидрослюдистого) цемента при минимальной площади контактных площадок предопределяет способность породы разрушаться при незначительных механических и гидродинамических воздействиях: большая часть таких песчаников рассыпается уже на стадии подъема керна на поверхность.

Третьим по значению компонентом цемента является битумное (окисленно-нефтяное) вещество, генетически обусловленное гипергенным преобразованием высоковязких окисленных нефтей, вызванное потерей легких фракций и выпадением смолисто-асфальтеновых компонентов в поровом пространстве. Зерна кварца в таких песчаниках, редко контактируя друг с другом, дополнительно удерживаются окисленной нефтью. При техногенном воздействии: разогреве призабойной зоны, воздействии растворителей и опережающем обводнении он теряет вяжущие свойства, и коллектор переходит в состояние несцементированного песка.

Вышеприведенные факты доказывают «уязвимость» коллектора пласта Б2(С1) зоны сочленения юго-восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода к техногенным воздействиям: глинистый цемент гидратирует и диспергирует при обводнении; битумный — теряет прочность при изменении термобарических условий и отмыве; кварцевый каркас при росте эффективных напряжений (снижении пластового и забойного давлений) и скоростей фильтрации в ходе форсированного отбора высоковязкой нефти утрачивает устойчивость. Практика разработки подтверждает это: массовые пескопроявления начались именно после форсирования отборов, сопровождавшегося кратным ростом депрессий и обводненности [2]. Таким образом, из приведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Склонность коллекторов северной группы месторождений к пескопроявлению является, следовательно, закономерным итогом всей истории их формирования Продуктивный пласт Б2(С1) бобриковского горизонта на ряде северной группы месторождений Самарской области (Озеркинское, Славкинское, Ермоловское, Аксеновское и т.д.) сложен слабосцементированными и рыхлыми кварцевыми песчаниками, насыщенными высоковязкими (48,5–258 мПа·с), а на отдельных участках сверхвязкими (до 402,8 мПа·с) нефтями. Сочетание слабосцементированного коллектора и высоковязкой окисленной нефти генетически

закономерно и определяет предрасположенность залежей к пескопроявлению, реализующуюся при форсировании отборов и обводнении скважин.

2. Слабая сцементированность обусловлена комплексом взаимосвязанных факторов: глубиной залегания 1400–1600 м, при которой механическое уплотнение чистых кварцевых песков завершено, а химическое (регенерационное) уплотнение не получило развития; высокой пористостью (20–25 %), обратно связанной с суммарной площадью межзерновых контактов; составом цемента — каолинит-гидрослюдистым глинистым веществом, лишенным вяжущих свойств и неустойчивым к гидратации при обводнении[9].

3. В слабосцементированных разностях, служащих основными коллекторами, развит преимущественно контактный тип цементации; контактно-поровый тип имеет подчиненное распространение и характеризует переходные разности.

4. Установленные генетические особенности должны учитываться при выборе технологических решений — от щадящих режимов эксплуатации, подбора фильтров для защиты глубинно-насосного оборудования и методов крепления призабойной зоны до целенаправленного применения технологии холодной добычи высоковязкой нефти с попутным выносом песка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Костилевский В.А., Дитц А.В., Бикбулатов О.В., Зырянов П.А., Никифоров С.С., Меркурьев К.К., Попов С.Н. Обзор актуальных методов борьбы с пескопроявлениями при разработке месторождений нефти и газа // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 68–72.

2. Разработка методических подходов к выделению коллекторов сложного типа и моделирование процессов фильтрации в них. Этап 3. Составление программы по рациональной эксплуатации скважин и разработке залежей, сложенных слабосцементированными песчаниками: отчет о НИР / ОАО «Гипровостокнефть». Самара, 2004. 160 с.

3. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов: утв. распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р. М.: Минприроды России, 2016.

4. Силантьев В.В., Валидов М.Ф., Мифтахутдинова Д.Н. и др. Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) – разнофациальное заполнение закарстованной поверхности турнейской изолированной карбонатной платформы // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 4. С. 3–28.

5. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ «Гарт», 2008. 210 с.

6. Королев Э.А. Этапность преобразования песчаных коллекторов тульско-бобриковского возраста в эрозионных врезах на территории Татарстана // Ученые записки Казанского университета. Серия Естественные науки. 2014. Т. 156, кн. 3. С. 87–97.

7. Смирнов В.Г. Визейские и верейские эрозионные врезы – перспективные объекты на поиски залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 1994. № 7. С. 21–29.

8. Москаленко Н.Ю. Повышение достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств и насыщенности коллекторов сеномана по комплексу керн-ГИС на основе усовершенствованной технологии исследования слабосцементированного керна: дис. канд. геол.-минерал. наук. Тюмень: ТИУ, 2022. 157 с

9. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 260 с.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА НА СКВАЖИНАХ УТЁВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.В. Стародумов, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО «СамГТУ»
город Самара, Россия E-mail: ilyastar2015@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены результаты применения технологии радиального вскрытия пласта на Утёвском нефтяном месторождении. Проведен анализ геолого-промысловых условий пласта О2, выполнена оценка эффективности технологии на основе фактических данных эксплуатации скважин №283 и №190. Установлено, что радиальное вскрытие позволяет существенно повысить дебиты нефти за счет увеличения площади дренирования пласта и восстановления гидродинамической связи с продуктивным коллектором. Вместе с тем показано, что величина и продолжительность технологического эффекта зависят от правильности выбора скважин-кандидатов и геолого-физических условий разработки.

Ключевые слова: радиальное вскрытие пласта, интенсификация добычи нефти, призабойная зона пласта, дебит нефти, Утёвское месторождение, Перфобур.

Большая часть нефтяных месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением пластового давления, ростом обводненности продукции и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта [1–3]. В этих условиях применение традиционных методов воздействия на пласт не всегда обеспечивает необходимый технологический эффект, что обусловливает поиск новых технологий интенсификации добычи.

Одним из перспективных направлений является технология радиального вскрытия пласта (РВП), предусматривающая бурение нескольких горизонтальных каналов малого диаметра из эксплуатационной колонны непосредственно в продуктивный пласт. Создание дополнительных каналов фильтрации позволяет увеличить площадь контакта скважины с пластом, снизить влияние загрязненной призабойной зоны и вовлечь в разработку ранее недренируемые участки залежи [11–15].

Целью настоящего исследования является оценка эффективности применения технологии радиального вскрытия пласта на примере скважин Утёвского нефтяного месторождения.

Объектом исследования является пласт О2 Утёвского нефтяного месторождения. Для данного объекта характерны неоднородное строение коллектора, ухудшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны, снижение продуктивности отдельных добывающих скважин и рост обводненности продукции.

На момент проведения исследования фонд перспективного бурения месторождения составлял 79 скважин, что подтверждает актуальность поиска технологий повышения эффективности разработки и увеличения коэффициента извлечения нефти.

Оценка эффективности технологии выполнялась на основе анализа фактических промысловых данных по двум скважинам, на которых было проведено радиальное вскрытие пласта.

Анализ включал:

• изучение исходного состояния скважин до проведения ГТМ;

• сравнение дебитов нефти до и после проведения РВП;

• анализ причин последующего снижения технологического эффекта;

• оценку возможности дальнейшего применения технологии на аналогичных объектах.

Работы выполнялись с использованием отечественного комплекса «Перфобур», позволяющего бурить радиальные каналы длиной до 15 м диаметром 69 мм.

Наиболее высокий технологический эффект получен на скважине №283.

До проведения радиального вскрытия дебит нефти составлял 4,9 т/сут, после выполнения работ увеличился до 37,1 т/сут. Прирост дебита составил 32,2 т/сут, что свидетельствует о высокой эффективности технологии при правильно выбранном объекте воздействия.

Анализ дальнейшей эксплуатации показал постепенное снижение добычи вследствие роста обводненности продукции. По результатам факторного анализа потери добычи нефти, связанные с увеличением обводненности, составили около 12 т/сут. При этом установлено, что снижение эффекта обусловлено преимущественно влиянием системы поддержания пластового давления и работой соседних нагнетательных скважин, а не недостатками технологии радиального вскрытия.

Для сравнения была рассмотрена скважина №190.

После проведения РВП дебит нефти увеличился с 2 до 14,8 т/сут, что соответствует приросту 12,8 т/сут. Однако дальнейшая эксплуатация показала менее продолжительный эффект вследствие отсутствия приемистости при проведении кислотной обработки после бурения радиальных каналов. Анализ показал, что причиной явились особенности фильтрационно-емкостных свойств коллектора в районе расположения скважины.

Сравнение результатов эксплуатации двух объектов позволяет сделать вывод, что эффективность технологии определяется не только самим методом радиального вскрытия, но и качеством предварительного отбора скважин-кандидатов.

Полученные результаты подтверждают высокую эффективность радиального вскрытия пласта и согласуются с исследованиями отечественных авторов [13–15]. Основными преимуществами технологии являются:

• увеличение площади фильтрации;

• восстановление гидродинамической связи с пластом;

• вовлечение в разработку слабодренируемых зон;

• снижение влияния загрязненной призабойной зоны;
• возможность сочетания с кислотными обработками.

В то же время исследование показало необходимость комплексного учета геологических, гидродинамических и технологических факторов при выборе объектов для проведения РВП. Особое внимание следует уделять анализу пластового давления, истории ранее выполненных геолого-технических мероприятий, состоянию призабойной зоны и рискам преждевременного обводнения.

Выводы

1. Радиальное вскрытие пласта является эффективным методом интенсификации добычи нефти в условиях Утёвского нефтяного месторождения.

2. Наиболее высокий технологический эффект получен на скважине №283, где прирост дебита нефти составил 32,2 т/сут.

3. По скважине №190 также получен положительный результат, однако эффективность технологии оказалась ограничена геолого-техническими особенностями объекта.

4. Основной причиной последующего снижения добычи по скважине №283 является рост обводненности продукции, а не недостатки технологии радиального вскрытия.

5. Для достижения максимального технологического эффекта необходимо выполнять тщательный отбор скважин-кандидатов с учетом геолого-промысловых условий и состояния призабойной зоны пласта.

Таким образом, результаты исследования подтверждают перспективность дальнейшего применения технологии радиального вскрытия пласта на Утёвском нефтяном месторождении и на объектах с аналогичными геолого-физическими условиями разработки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача пластов: современные методы повышения. – Казань: ФЭН, 2007. – 750 с.
2. Хисамов Р.С., Ганиев Р.Г. Разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – Казань: Изд-во Казанского университета, 2014. – 312 с.
3. Савенок О.В. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: КубГТУ, 2019. – 419 с.
4. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. – М.: Недра, 1990. – 248 с.
5. Крылов А.П., Лисовский Н.Н., Мирзаджанзаде А.Х. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
6. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
7. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
8. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтепромысловая геология и геолого-физические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1985. – 422 с.

9. ГОСТ Р 53713–2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. – М.: Стандартинформ, 2010.
10. РД 153-39.0-110–01. Методические указания по выбору и применению методов увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Минэнерго России, 2001.
11. Сулейманов Э.И., Хайруллин М.М. Анализ эффективности технологий интенсификации притока нефти на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 72–76.
12. Фархутдинов Р.А., Ахметов И.Г. Современные методы повышения продуктивности добывающих скважин // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 5. – С. 34–39.
13. Ахметзянов И.И., Галкин В.И. Применение радиального вскрытия пласта для повышения продуктивности скважин карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 10. – С. 58–63.
14. Галкин В.И., Казаков А.А. Современные технологии интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах // Территория «Нефтегаз». – 2022. – № 9. – С. 46–52.
15. ПАО «Татнефть». Опыт применения технологии радиального вскрытия пласта на месторождениях Республики Татарстан // Материалы научно-технической конференции. – Альметьевск, 2023. – С. 112–118.

УДК 622.276

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТОНКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ: ПРОБЛЕМЫ, РЕШЕНИЯ И КРИТЕРИИ ВЫБОРА СТРАТЕГИИ

Д.О. Выволокин, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО «СамГТУ»[1]
город Самара, Россия E-mail: vyvolokin02@yandex.ru

Аннотация. Работа посвящена повышению эффективности извлечения углеводородов из газонефтяных залежей с тонкой нефтяной оторочкой, разработка которых сопровождается высокими рисками преждевременных прорывов газа и воды. На основе анализа геолого-физических особенностей таких объектов и средствами гидродинамического моделирования выполнено сопоставление подходов к освоению пласта ART1 Покровского месторождения, различающихся последовательностью ввода газовой и нефтяной частей залежи, типами скважин (наклонно-направленные, горизонтальные и многозабойные горизонтальные), плотностью сетки и наличием системы ППД, а также дополнительными технологиями - барьерным заводнением и газлифтным способом добычи. Показано, что для зон малых толщин предпочтительны наклонно-направленные скважины, тогда как в зонах повышенных толщин наибольший прирост нефтеотдачи обеспечивают многозабойные горизонтальные скважины с ППД. Выполнено технико-экономическое обоснование,

подтвердившее эффективность предложенного варианта по сравнению с утверждённым проектом.

***Ключевые слова**:* газонефтяная залежь, тонкая нефтяная оторочка, газовая шапка, конусообразование газа и воды, наклонно-направленная скважина, горизонтальная скважина, многозабойная горизонтальная скважина, ППД, барьерное заводнение, газлифт, гидродинамическое моделирование, КИН.

В связи с глобальной тенденцией истощения традиционных запасов нефти нефтегазовая отрасль всё активнее вовлекает в разработку трудноизвлекаемые запасы, характеризующиеся повышенной геологической и технологической сложностью. К данной категории относятся газонефтяные залежи, составляющие значительную часть мировых запасов недр. Освоение таких объектов сопровождается рядом трудностей как на этапе бурения (рапопроявления, солеотложения), так и на этапе добычи (образование газовых конусов, преждевременное обводнение), что приводит к потерям добываемой продукции, снижению конечных коэффициентов извлечения нефти и газа (КИН и КИГ) и ухудшению экономических показателей проектов.

Традиционные подходы к проектированию разработки, основанные на равномерных сетках вертикальных скважин и классических режимах заводнения, в большинстве случаев оказываются недостаточно эффективными для таких залежей, поскольку не позволяют оперативно управлять фильтрационными потоками в условиях тонкой оторочки. Современные технологии открывают новые возможности для управления разработкой, однако отсутствие комплексных научно обоснованных методик, позволяющих на этапе проектирования выбрать оптимальную комбинацию этих технологий с учётом геологических условий, технологических ограничений и экономики, сдерживает их широкое применение.

Газонефтяные залежи представляют собой скопления углеводородов, в которых газовая шапка подстилается нефтяной оторочкой - нефтяной частью залежи, размеры и геологические запасы которой меньше газовой части [5]. По геологическому строению выделяют два основных типа оторочек: кольцевые, в которых запасы нефти сосредоточены в подгазовой части, и козырьковые, в которых нефть сосредоточена по периферии газовой части. Особенности структурного строения определяют распределение пластовых флюидов и условия их фильтрации. Залежи с тонкой нефтяной оторочкой, толщина которой может составлять лишь несколько метров при значительных толщинах газовой шапки, представляют наибольшую сложность; фильтрационно-ёмкостные свойства таких пластов характеризуются существенной неоднородностью по площади и разрезу. Ключевое значение при проектировании имеют геолого-физические свойства флюидов - давление насыщения, газосодержание, плотность и вязкость, а также фазовые переходы, особенно при близости начального пластового давления к давлению насыщения, когда снижение давления приводит к выделению свободного газа и падению фазовой проницаемости по нефти.

Разработка тонких оторочек, подстилаемых подошвенной водой и перекрытых массивной газовой шапкой, относится к числу сложнейших задач отрасли. Малая толщина оторочки (часто 1-5 м, реже 10-20 м) затрудняет проводку ствола, не допуская его попадания в газовую или водяную зону, и ограничивает интервал перфорации. Основной проблемой остаётся преждевременный прорыв газа из газовой шапки: при снижении давления в нефтяной зоне газ из-за высокой подвижности

быстрее нефти устремляется к забоям добывающих скважин, формирует газовые конусы, блокирует значительные запасы нефти и занимает наиболее проницаемые участки, оставляя нефть в низкопроницаемых зонах [2]. Аналогичный эффект создают водяные конусы со стороны подошвенной воды: вода движется неравномерно и опережает нефть по высокопроницаемым зонам, что снижает охват вытеснением, формирует застойные зоны с остаточной нефтью, ведёт к падению дебитов и росту обводнённости, а в итоге - к снижению рентабельности и конечной нефтеотдачи [6].

Традиционные методы, ориентированные на легкодоступные запасы, оказываются малоэффективными для газонефтяных залежей, при разработке которых необходимо уделять отдельное внимание значительным объёмам остаточных запасов [4]. С учётом соотношения запасов газовой шапки и нефтяной оторочки (параметр М) и толщины оторочки применяют четыре базовые стратегии: разработку только газовой шапки (когда разработка оторочки нерентабельна); разработку только нефтяной оторочки (при сильном негативном влиянии отбора газа на нефтяную часть и высокой плотности запасов нефти при низких запасах газа); совместную разработку нефти и газа (при значительных запасах газа и высокой плотности и продуктивности нефтяной зоны); последовательную разработку «нефть → газ» (при низкой энергетике газовой шапки и высокой продуктивности нефтяной зоны). Согласно [1], при толщине оторочки менее 9 м рекомендуется сначала добывать газ; при толщине более 9 м и М < 2 - последовательная разработка «нефть → газ»; при толщине более 9 м и М > 2 допустима одновременная разработка нефти и газа.

Для выработки запасов применяются наклонно-направленные (ННС), горизонтальные (ГС) и многозабойные горизонтальные скважины (МЗГС). Применение горизонтальных и многозабойных скважин позволяет увеличить охват пласта, повысить продуктивность, снизить конусообразование газа и воды, вовлечь в разработку труднодоступные зоны и уменьшить число проектных скважин[3]. Для поддержания пластового давления используются традиционные методы заводнения (внутриконтурное, приконтурное, законтурное), направленные на поддержание давления в нефтяной оторочке; барьерное заводнение, создающее водный барьер на контакте газ/нефть для ограничения прорывов газа; сайклинг-процесс, поддерживающий давление в газовой шапке и предотвращающий ретроградную конденсацию за счёт обратной закачки добытого газа; а также закачка неуглеводородных газов при невозможности закачки добываемого газа [1]. Для предотвращения преждевременных прорывов газа и воды в горизонтальных и многозабойных скважинах применяются автономные устройства контроля притока (АУКП), позволяющие регулировать приток из отдельных интервалов и своевременно отключать участки прорыва. Таким образом, выбор оптимальной системы разработки должен опираться на многокритериальный анализ, учитывающий геолого-физические особенности объекта, технологические возможности и экономические ограничения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ). Вести газовой науки, 2013.

2. Лушпеев В.А., Ровник Н.А., Тананыхин Д.С., Шпуров И.В. Определение эффективности технологий ограничения газопритока при моделировании разработки нефтяных оторочек с помощью пакета tNavigator. Территория нефтегаз, 2019.
3. Войводяну А.В., Фоминых О.В., Коваленко И.В., Крамар В.Г. Опыт разработки нефтяных оторочек Новопортовского месторождения с применением обратной закачки попутного нефтяного газа. Известия вузов. Нефть и газ, 2025, № 3, 57-65. DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-57-65.
4. Зятиков П.В., Мазитов Р.Ф., Волков П.В., Захарова Н.П. Анализ применения технологии водогазового воздействия на пласты с наличием газовой шапки с целью увеличения нефтеотдачи и утилизации низконапорного ПНГ на примере месторождений Западной Сибири. Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов, 2022.
5. Выбор оптимальных параметров скважины для эффективной разработки нефтяной оторочки при помощи многовариантного гидродинамического моделирования. Neftegaz.RU, 2025.
6. Технология вторичного заканчивания с АУКП: новый этап в доразработке подгазовых зон. Neftegaz.RU, 2025.

УДК 621.3.079

ПРИМЕР РАСЧЕТА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, ОСНАЩЕННОЙ ЦЕНТРОБЕЖНЫМ НАСОСОМ С ВЕНТИЛЬНЫМ ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ

Ф.А. Сабадаш[1], Ю.А. Агеева[2], А.В. Стариков[2]

[1] ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия
[2] Самарский государственный технический университет

Самара, Россия
E-mail: *ageeva_julia04@mail.ru*

Аннотация. В статье приведен пример расчета передаточных функций электротехнического комплекса нефтяной скважины, оснащенной центробежным насосом с вентильным погружным электродвигателем. Для конкретной скважины найдены численные значения передаточных функций центробежного насоса, погружного двигателя, соединительного кабеля, повышающего трансформатора и собственно скважины. Разработана расчетная модель рассматриваемого электротехнического комплекса и построены графики изменения динамического

уровня жидкости в скважине при ступенчатом изменении входного воздействия. Показано, что при синтезе регулятора замкнутой системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине инерционностью повышающего трансформатора, соединительного кабеля и вентильного погружного двигателя можно пренебречь.

Ключевые слова: нефтяная скважина, центробежный насос, вентильный погружной электродвигатель, передаточная функция.

Рассмотрим нефтяную скважину, оснащенную центробежным насосом 052ЭЦНАКИД5А-400(Тв). Добываемая из скважины водоэмульсионная смесь имеет вязкость 2 сПз, и реальные экспериментальные данные показывают снижение напора насоса на 383 м. В связи с этим в таблице 2.2 представлена реальная зависимость напора насоса от подачи при работе на водоэмульсионной смеси.

Таблица 1 – Зависимость напора от подачи насоса 052ЭЦНАКИД5А-400(Тв) с 240 ступенями при работе на водоэмульсионной смеси с вязкостью 2 сПз

$Q_{нас}$, м^3/сут	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	558
$Q_{нас}$, м^3/с$\times 10^3$	0	0,58	1,16	1,74	2,31	2,89	3,47	4,05	4,63	5,21	5,79	6,37	6,46
$H_{нас}$, м	1277	1263	1229	1181	1117	1033	932	805	667	467	313	42	0

В таблице 1 представлен также пересчет производительности насоса в систему СИ.

Данные таблицы позволяют определить коэффициенты $a_н$, $b_н$, $c_н$ математической модели центробежного насоса 052ЭЦНАКИД5А-400(Тв) при работе на реальной водоэмульсионной смеси. Для этого необходимо решить систему трех уравнений

$$\left.\begin{aligned} H_{нас1} &= a_н Q_{нас1}^2 + b_н \omega Q_{нас1} + c_н \omega^2; \\ H_{нас2} &= a_н Q_{нас2}^2 + b_н \omega Q_{нас2} + c_н \omega^2; \\ H_{нас3} &= a_н Q_{нас3}^2 + b_н \omega Q_{нас3} + c_н \omega^2, \end{aligned}\right\}, \qquad (1)$$

составленных для трех точек напорной характеристики, например, для подачи насоса $Q_{нас1} = 0$ м^3/с, $Q_{нас2} = 4{,}63 \cdot 10^{-3}$ м^3/с и $Q_{нас3} = 6{,}46 \cdot 10^{-3}$ м^3/с. Этим значениям подачи соответствует напор $H_{нас1} = 1277$ м, $H_{нас2} = 667$ м и $H_{нас3} = 0$ м. Скорость вращения входного вала насоса в системе уравнений (1) берется равной $\omega = 304{,}7$ рад/с, что соответствует 2910 об/мин, для которой приведены напорные характеристики в каталоге [1]. Решение (1) с учетом приведенных исходных данных дает следующие коэффициенты: $a_н = -3{,}6027 \cdot 10^7$ с^2/м^5; $b_н = 115$ с^2/м^2; $c_н = 0{,}0138$ м·с^2.

Рассчитаем теперь параметры передаточных функций погружного центробежного насоса и его гидравлической цепи. Для НКТ длиной $l_{нкт} = 1101$ м и внутренним диаметром $d_{нктв} = 0{,}0503$ м коэффициент $a_{тр}$, характеризующий потери

на трение при движении жидкости по насосно-компрессорным трубам, может быть определен следующим образом

$$a_{тр} = \frac{H_{тр}}{Q_{нас0}^2} = \frac{142}{\left(4,63 \cdot 10^{-3}\right)^2} = 6,625 \cdot 10^6 \text{ с}^2/\text{м}^5, \quad (2)$$

где $H_{тр} = 142$ м – значение потерь напора на трение в НКТ, посчитанное с помощью онлайн калькулятора.

Коэффициент передачи центробежного насоса 052ЭЦНАКИ5А-400(Тв) по управляющему воздействию ω определим по формуле

$$k_{нас_у} = \frac{k_{пну}\left(b_н Q_{нас0} + 2c_н \omega_{00}\right)}{2\left(k_{тр} - a_н\right)Q_{нас0} - b_н \omega_{00}} = \\ = \frac{0,72 \cdot \left(115 \cdot 4,63 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,0137 \cdot 304,7\right)}{2 \cdot \left(6,625 \cdot 10^6 + 3,6027 \cdot 10^7\right) \cdot 4,63 \cdot 10^{-3} - 115 \cdot 304,7} = 1,782 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{рад}, \quad (3)$$

где $k_{пну} = \sqrt{\frac{H_{нас.ном}}{H_{нас}}} = \sqrt{\frac{H_{нас.ном}}{H_{дин} + H_{тр} - H_г + \frac{P_{буф}}{\rho g}}} = 0,72$, поскольку для рассматриваемой скважины $H_{нас.ном} = 667$ м, $H_{дин} = 774$ м, $H_{тр} = 142$ м, $H_г = 4,6$ м, $P_{буф} = 38$ атм ($P_{буф} = 3,727 \cdot 10^6$ Па), плотность откачиваемой жидкости $\rho = 1008$ кг/м^3.

Постоянная времени насоса совместно с гидравлической цепью будет равна

$$T_{нас} = \frac{l_{нкт}}{g S_{нкт}\left[2\left(k_{тр} - a_н\right)Q_{нас0} - b\omega_{00}\right]} = 0,157 \text{ с}. \quad (4)$$

Следовательно, передаточная функция рассматриваемого насоса по управляющему воздействию будет иметь следующие численные значения

$$W_{нас_у}(p) = \frac{Q_{нас}(p)}{\omega(p)} = \frac{k_{нас_у}}{T_{нас}p + 1} = \frac{2,477 \cdot 10^{-5}}{0,157p + 1}. \quad (5)$$

Коэффициент передачи насоса по отношение к возмущающему воздействию $H_{дин}$ будет равен

$$k_{нас_в1} = -\frac{1}{2\left(k_{тр} - a_н\right)Q_{нас0} - b_н \omega_{00}} = -2,779 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6)$$

Поэтому передаточная функция насоса по возмущающему воздействию будет иметь следующий вид

$$W_{нас.в1}(p) = \frac{Q_{нас}(p)}{H_{дин}(p)} = \frac{k_{нас_в1}}{T_{нас}p + 1} = \frac{-2,779 \cdot 10^{-6}}{0,157p + 1}. \quad (7)$$

Обсадная колонна имеет внутренний диаметр $d_к = 0,15$ м, наружный диаметр насосно-компрессорных труб составляет $d_{нкт} = 0,0603$ м. Следовательно, площадь затрубного пространства скважины составляет $S_з = 0,0148$ м^2. Глубина спуска насоса равна $H_{сп} = 1101$ м, коэффициент продуктивности нефтяного пласта $k_{пр} = 5,351$

м^3/сут·атм или $k_{пр} = 6{,}316 \cdot 10^{-10}$ м^3/с·Па. С учетом этих данных передаточная функция нефтяной скважины будет иметь следующие численные значения

$$W_{скв}(p) = \frac{H_{дин}(p)}{Q_{нас}(p)} = \frac{k_{скв}}{T_{скв}p + 1} = \frac{1{,}601 \cdot 10^5}{2384p + 1}, \quad (8)$$

то есть коэффициент передачи скважины равен $k_{скв} = 1{,}601 \cdot 10^5$ с/м^2, а постоянная времени $T_{скв} = 2384$ с.

Погружной насос в рассматриваемой скважине приводится в движение вентильным электродвигателем 1ВЭДБ190-117-1960В-80А-3М1В5, который имеет следующие номинальные характеристики: мощность $P_{ном} = 190$ кВт, линейное напряжение $U_{1л.ном} = 1960$ В, ток $I_{1.ном} = 80$ А, ток холостого хода $I_{1xx} = 4{,}67$ А, частота питающего напряжения $f_{1.ном} = 100$ Гц, коэффициент мощности $\cos\varphi_{ном} = 0{,}96$, коэффициент полезного действия $\eta_{ном} = 0{,}93$, скорость вращения $n_{ном} = 3000$ об/мин ($\omega_{ном} = 314{,}159$ рад/с), момент $M_{ном} = 605$ Нм, $R_1 = 0{,}51$ Ом, $L_1 = 0{,}003$ Гн.

На скоростях вращения ВПЭД от 0 до $\omega_{ном}$ при векторном управлении в двигателе на холостом ходу поддерживаются следующие величины проекций потокосцепления статора $\psi_{1d0} = \psi_p = 2{,}547$ Вс; $\psi_{1q0} = 0$ Вс. С учетом этих данных передаточная функция двигателя 1ВЭДБ190-117-1960В-80А-3М1В5 по управляющему воздействию U_{1q} принимает следующие численные значения

$$W_{ВПЭД_у1}(p) = \frac{\omega(p)}{U_{1q}(p)} = \frac{k_{ВПЭД_у1}}{\frac{2J_{пр}L_1}{3Z_n^2\left(\psi_{1d0}^2 + \psi_{1q0}^2\right)}p^2 + \frac{2J_{пр}R_1}{3Z_n^2\left(\psi_{1d0}^2 + \psi_{1q0}^2\right)}p + 1} = \quad (9)$$

$$= \frac{0{,}1967}{2{,}0406 \cdot 10^{-5}p^2 + 0{,}00348p + 1}$$

Передаточная функция вентильного погружного электродвигателя по отношению к изменению момента нагрузки M_c будет иметь следующие численные значения

$$W_{ВПЭД_в}(p) = \frac{\omega(p)}{M_c(p)} = \frac{k_{ВПЭД_в}(T_1p + 1)}{\frac{2J_{пр}L_1}{3Z_n^2\left(\psi_{1d0}^2 + \psi_{1q0}^2\right)}p^2 + \frac{2J_{пр}R_1}{3Z_n^2\left(\psi_{1d0}^2 + \psi_{1q0}^2\right)}p + 1} = \quad (10)$$

$$= -\frac{0{,}0132 \cdot (0{,}0059p + 1)}{2{,}0406 \cdot 10^{-5}p^2 + 0{,}00348p + 1}$$

В состав математической модели нефтяной скважины, оснащенной погружным центробежным насосом с ВПЭД, входит также передаточная функция кабельной линии. Для их определения необходимо найти сопротивление кабеля, которое рассчитывается по формуле [2]

$$R_{кл} = \frac{0,0175\left[1+0,004\left(T_{кл}-20\right)\right]\left(H_{сп}+50\right)}{S_{кл}} = \\ = \frac{0,0175\left[1+0,004\left(39,5-20\right)\right]\left(1101+50\right)}{16} = 1,357 \text{ Ом.} \quad (11)$$

Удельное индуктивное сопротивление соединительного кабеля равно 0,1 Ом/км при частоте напряжения 50 Гц [2]. Следовательно, индуктивность кабеля будет равна

$$L_{кл} = \frac{H_{сп}+50}{10^6\pi} = \frac{1101+50}{10^6\pi} = 3,664\cdot10^{-4} \text{ Гн.} \quad (12)$$

Постоянная времени соединительного кабеля определяется по формуле

$$T_{кл} = \frac{L_{кл}}{R_{кл}} = \frac{3,664\cdot10^{-4}}{1,357} = 2,7\cdot10^{-4} \text{ с.} \quad (13)$$

Данные экспериментов, проведенные на исследуемой скважине показывают, что реальный коэффициент полезного действия погружного насоса на номинальной скорости ВПЭД составляет $\eta_{нас} = 0,44$. В связи с этим коэффициент, характеризующий момент на валу насоса будет равен

$$k_M = \frac{\rho g k_H k_Q}{\eta_{нас}} = \frac{1008\cdot9,807\cdot7,183\cdot10^{-3}\cdot1,519\cdot10^{-5}}{0,44} = 2,452\cdot10^{-3} \text{ Нм}\cdot\text{с}^2/\text{рад}^2. \quad (14)$$

С учетом этого коэффициента посчитаем сопротивления нагрузки для повышающего трансформатора $R_н$ и кабельной линии $R_{н1}$ при скорости вращения вентильного двигателя $\omega_{00} = 377$ рад/с (скорость реального эксперимента)

$$R_н = R_{н1} = \frac{3Z_n\Psi_p\omega_{00}}{2k_{ВПЭД_у1}\left(k_M\omega_{00}^2 + M_{0нас}\right)} = 34,9 \text{ Ом.} \quad (15)$$

Следовательно, передаточная функция соединительного кабеля при векторном управлении ВПЭД будет иметь следующие численные значения

$$W_{кл_U}(p) = \frac{U_1(p)}{U_{2тр}(p)} = \frac{R_{н1}}{\left(R_{кл}+R_{н1}\right)\left(T_{кл}p+1\right)} = \\ = \frac{34,937}{\left(1,357+34,937\right)\left(2,7\cdot10^{-4}p+1\right)} = \frac{0,963}{2,7\cdot10^{-4}p+1}. \quad (16)$$

Электротехнический комплекс рассматриваемой нефтяной скважины оснащен повышающим трансформатором ТМПНГ-СЭЩ-400/3-11;2.47/0.38;3.10/1.41;YH/YH-0, имеющим следующие технические характеристики (таблица 2.7) [3].

Таблица 2.7 – Технические характеристики трансформатора для погружных насосов ТМПНГ-СЭЩ-400/3-11;2.47/0.38;3.10/1.41;YH/YH-0

Номинальная мощность, кВА	Напряжение обмотки ВН, В		Напряжение обмотки НН, В	Потери холостого хода, кВт	Потери короткого замыкания, кВт	Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
	Макс./мин.	Ном.					
400	3100/1410	2470	380	0,9	5,8	7,0	1,8

Для определения численных значений передаточной функции повышающего трансформатора при векторном управлении требуется прежде всего определить отношение числа витков вторичной обмотки повышающего трансформатора к числу витков первичной. С учетом того, что в конкретном случае на скважине используется отпайка на вторичной обмотке равная $U_{2тр} = 2812$ В, то

$$\frac{w_2}{w_1} = \frac{U_{2тр}}{U_{1ном.тр}} = \frac{2{,}812}{0{,}38} = 7{,}4\,. \qquad (17)$$

Необходимо также определить активное сопротивление и индуктивность трансформатора, приведенные ко вторичной обмотке

$$R_{тр} = \frac{10^3 \Delta P_{кз.тр} U_{2тр}^2}{S_{ном.тр}^2} = \frac{5800 \cdot (2{,}812)^2}{(400)^2} = 0{,}287 \text{ Ом}, \qquad (18)$$

$$L_{тр} = U_{к.тр,\%} \frac{U_{2ном.тр}^2}{10\pi S_{ном.тр}} = \frac{7 \cdot (2{,}812)^2}{10 \cdot 3{,}14 \cdot 400} = 4{,}405 \cdot 10^{-3} \text{ Гн}. \qquad (19)$$

Следовательно, постоянная времени повышающего трансформатора будет равна

$$T_{тр} = \frac{L_{тр}}{R_{тр}} = \frac{4{,}405 \cdot 10^{-3}}{0{,}287} = 0{,}015 \text{ с} \qquad (20)$$

и его передаточная функция при векторном управлении примет следующие численные значения

$$W_{тр_U}(p) = \frac{\overset{\text{r}}{U}_{2тр}(p)}{\overset{\text{r}}{U}_{1тр}(p)} = \frac{\frac{w_2}{w_1}\frac{R_н}{(R_{тр}+R_н)}}{T_{тр}p+1} = \frac{7{,}34}{0{,}015p+1}, \qquad (21)$$

Полученные численные значения коэффициентов передачи и передаточных функций (2) – (22) позволяют получить численные значения передаточной функций электротехнического комплекса нефтяной скважины при векторном управлении

$$W_{ЭТК_ВПЭД1}(p) = \frac{\omega(p)}{U_{1тр}(p)} = \frac{\frac{w_2}{w_1}\frac{R_н R_{н1}}{(R_{тр}+R_н)(R_{кл}+R_{н1})} k_{ВПЭД_у1}}{(T_{тр}p+1)(T_{кл}p+1)(a_{02}p^2+a_{12}p+1)}; \qquad (22)$$

$$= \frac{1{,}39}{(0{,}015p+1)(2{,}7\cdot 10^{-4}p+1)(2{,}0406\cdot 10^{-5}p^2+0{,}00348p+1)}$$

$$W_{оу1}(p) = \frac{H_{дин}(p)}{U_{1q}(p)} = \frac{k_{оу1}}{(T_{тр}p+1)(T_{кл}p+1)(a_{03}p^4+a_{13}p^3+a_{23}p^2+a_{33}p+1)} = \qquad (23)$$

$$= \frac{2{,}721}{(0{,}015p+1)(2{,}7\cdot 10^{-4}p+1)(5{,}239\cdot 10^{-3}p^4+0{,}926p^3+262p^2+1635p+1)}$$

Полученные численные значения передаточной функций (23) позволяют построить графики переходных процессов, протекающих в электротехническом комплексе нефтяной скважины с погружным центробежным насосом, приводимым в движение вентильным двигателем. Для этого разработана расчетная модель

рассматриваемой нефтяной скважины, оснащенной погружным центробежным насосом с ВПЭД с векторным управлением, в виде передаточной функции (23) (рис. 1). Эта расчетная модель позволяет также построить график переходного процесса в пренебрежении инерционности трансформатора, соединительного кабеля и двигателя. Анализ полученных графиков, которые практически совпадают (рис. 2), позволяет сделать несколько выводов.

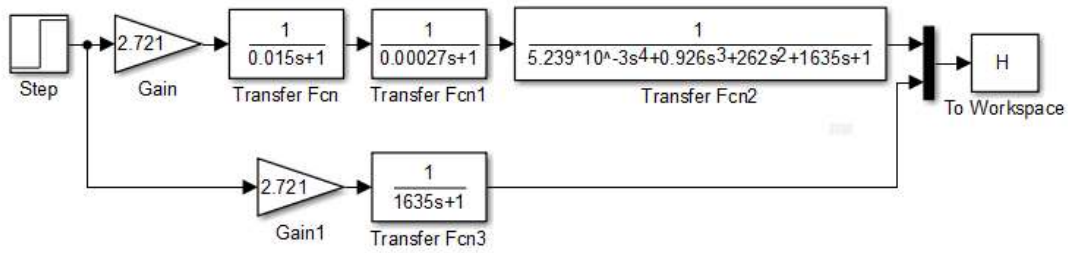


Рис. 1. Расчетная модель рассматриваемой нефтяной скважины при векторном управлении ВПЭД

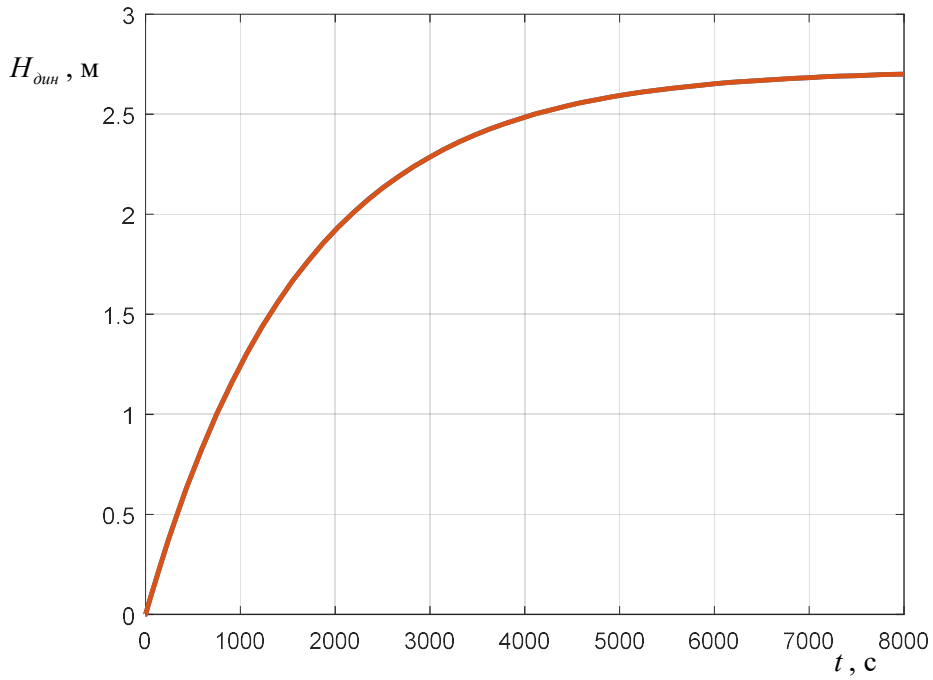


Рис. 2. Переходные процессы в рассматриваемой нефтяной скважине при векторном управлении ВПЭД с учетом и без учета инерционности повышающего трансформатора, соединительного кабеля и двигателя

Во-первых, изменение амплитуды напряжения на входе повышающего трансформатора на 1 В приводит к изменению динамического уровня жидкости в скважине на 2,7 м, причем время переходного процесса составляет 6395 с. Во-вторых, расхождение графиков, например, в момент времени 400 с, составляет всего 0,000177

м, то есть 0,03% от значения, полученного с учетом всех инерционностей (рис. 3). На рисунке синий график 1 соответствует передаточной функции (24), а красный 2 – случаю пренебрежения инерционности повышающего трансформатора, соединительного кабеля и двигателя. Следовательно, при синтезе замкнутой системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине инерционностью повышающего трансформатора, соединительного кабеля и двигателя можно пренебречь. Однако, при синтезе регуляторов системы векторного управления ВПЭД такого упрощения делать нельзя.

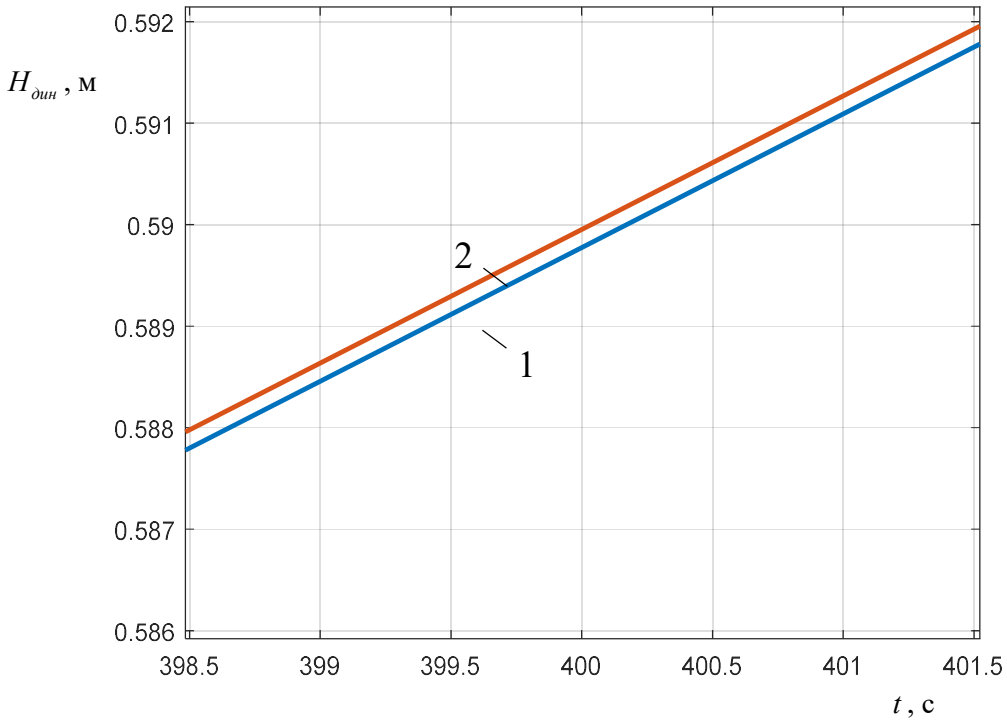


Рис. 3. Переходные процессы в рассматриваемой нефтяной скважине при векторном управлении ВПЭД в увеличенном масштабе с учетом и без учета инерционности повышающего трансформатора, соединительного кабеля и двигателя

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Погружное оборудование для добычи нефти и комплексный сервис / Технический каталог № 3 группы компаний «Римера». – Москва, 2014. – 203 с.
2. Справочник инженера по добычи нефти / Дашевский А. В., Кагарманов И. И., Зейгман Ю. В., Шамаев Г. А.. – Уфа: УГНТУ, 2002. – 279 с.
3. Трансформаторы ТМПНГ-СЭЩ для питания погружных насосов нефти / Каталог ЗАО «Электрощит Самара». – Самара, 2019. – 16 с.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ САМООРГАНИЗАЦИИ БЕТАИНОВЫХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ В ВЯЗКОУПРУГИЕ МИЦЕЛЛЯРНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ЖИДКОСТЕЙ ГРП

PATTERNS OF SELF-ORGANIZATION OF BETAINE SURFACTANTS INTO VISCOELASTIC MICELLAR SYSTEMS FOR HYDRAULIC FRACTURING FLUIDS

А.Р. Хамиди, И.И. Маннанов, В.М. Фомина, В.В. Андрияшин, М.А. Варфоломеев

A.R. Khamidi, I.I. Mannanov, V.M. Fomina, V.V. Andryashin, M.A. Varfolomeev

Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального Университета (ИГиНГТ КФУ)
г. Казань, Россия
e-mail: khamidi.alan@mail.ru

Аннотация. Бетаины относятся к группе органических химических соединений и являются одним из ключевых классов цвиттерионных поверхностно-активных веществ (ПАВ), обладающих отличительными свойствами. Благодаря наличию отдельных отрицательно и положительно заряженных фрагментов, бетаины легко поддаются биологическому разложению, мягко воздействуют на кожу и проявляют некоторую антимикробную активность. Бетаины являются стабилизаторами пены и, конечно, обладают прекрасными очищающими свойствами. Данные поверхностно-активные вещества могут самоорганизовываться в различные мицеллярные структуры, благодаря чему могут увеличиваться не только вязкостные, но также моющие и пенообразующие свойства растворов. Эти соединения имеют обширный ряд применений, начиная от моющих средств, гигиенических препаратов, косметики, до различных типов пенообразователей, а также водных растворов поверхностно-активных веществ, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов. Основной целью данной статьи является ознакомление читателей с бетаиновыми поверхностно-активными веществами, а также с некоторыми их производными, такими как, аклилбетаины и алкиламидопропилбетаины. Так же уделяется внимание зависимости между структурой и строением молекулы и их ключевыми функциями, что свидетельствует об уникальности свойств бетаиновых и бетаинопроизводных поверхностно-активных веществ.

Ключевые слова: цвиттерионные поверхностно-активные вещества, бетаины, критическая концентрация мицеллообразования, самосборка, агрегация молекул ПАВ

Abstract. Betaines belong to a group of organic chemical compounds and are a key class of zwitterionic surfactants with distinctive properties. Due to the presence of separate negatively and positively charged fragments, betaines are readily biodegradable, gentle on

the skin, and exhibit some antimicrobial activity. Betaines act as foam stabilizers and, of course, possess excellent cleansing properties. These surfactants can self-assemble into various micellar structures, thereby enhancing not only the viscosity but also the cleaning and foaming properties of solutions. These compounds have a wide range of applications, ranging from detergents, hygiene products, and cosmetics to various types of foaming agents, as well as aqueous surfactant solutions used to enhance oil recovery. The main purpose of this article is to introduce readers to betaine surfactants, as well as some of their derivatives, such as alkyl betaines and alkylamidopropyl betaines. It also focuses on the relationship between molecular structure and their key functions, demonstrating the unique properties of betaine and betaine-derivative surfactants.

Keywords: *zwitterionic surfactants, betaines, critical micelle concentration, self-assembly, surfactant molecule aggregation*

ВВЕДЕНИЕ

Поверхностно-активные вещества (сокращенно ПАВ) встречаются в природе в виде биосурфактантов, получаемых биотехнологическим путем в процессе выращивания различных микроорганизмов, имеющих бактериальное происхождение, а также синтезируются из пальмового, кокосового и др. масел под действием высоких температур и добавлением щелочных катализаторов [1]. В зависимости от химической природы и знака заряда, обретаемого поверхностью в процессе адсорбции, классифицируют анионные, катионные, неионогенные, амфотерные (цвиттерионные) ПАВ. Молекула цвиттерионных ПАВ имеет неоднозначное строение, что делает их по истине уникальный и особом классом соединений.

1. Цвиттерионные поверхностно-активные вещества

В пределах строения только головной группы имеется формально положительный и отрицательный заряды, вследствие чего суммарный заряд становится нейтральным. Благодаря наличию такого двойственного заряда, молекулы имеют высокую полярность, тем самым делая их хорошо растворимыми в воде, такие ПАВ относят к амфотерным. Заряд амфотерного ПАВ может варьироваться в зависимости от pH, при этом при переходе от кислых к щелочным pH изменяется тип ПАВ от катионного через цвиттер-ионное до анионного. Так же следует отметить то, что ни основные, ни кислотные группы не несут самого постоянного заряда и цвиттер-ионом такое ПАВ становится только в определенном интервале pH. Изменение заряда в зависимости от изменения pH амфотерного ПАВ во многом определяет его главные свойства, такие как смачивание и пенообразование [2]. Так же еще одним благоприятным свойством цвиттерионных ПАВ заключается в способности к адсорбции на поверхностях с различным зарядом (как положительным, так и отрицательным), но при этом они не оказывают влияния на общий заряд, в отличие от других ионных поверхностно активных веществ.

Помимо всего, цвиттерионные поверхностно-активные вещества характеризуются очень хорошими дерматологическими свойствами, в сравнении с поверхностно-активными веществами ионного происхождения, тем самым делая их более подходящими для использования в качестве средств личной гигиены или любых

других производных продуктов, где непременно требуется прямой контакт с эпидермисом. Поскольку головная группа молекулы содержит как катионные, так и анионные фрагменты, данные вещества обладают высокой растворимостью в воде, но довольно низкой конечной концентрацией мицеллообразования (ККМ).

При концентрации ниже ККМ наблюдается адсорбция молекул ПАВ на границе раздела фаз, а при увеличении концентрации до значений превышающих ККМ происходит самоассоциация молекул ПАВ в результате снижения свободной энергии и образование крупных агрегатов – мицелл [3]. Значение величины ККМ зависит от ряда факторов. В частности, от поверхностной активности вещества, чем она будет выше, тем большей тенденцией к образованию мицелл будет обладать данное вещество. Так же существенное влияние будут оказывать наличие двойных связей и разветвлений, длина углеводородного радикала и сама природа полярной группы молекулы поверхностно-активного вещества. В данном обзоре приводится информация из обширных литературных источников в области бетаиновых и родственных с ними поверхностно-активных веществ и выделяются основные ключевые свойства, благодаря которым данные ПАВ имеют практическое применение в области личной гигиены и промышленности.

Как уже отмечалось, бетаиновые ПАВ обладают низкой концентрацией мицеллообразования, они способны самоорганизовываться в различные мицеллообразные структуры, в зависимости от концентрации ПАВ, тем самым существенно повышая вязкость растворов [рис. 1] [4].

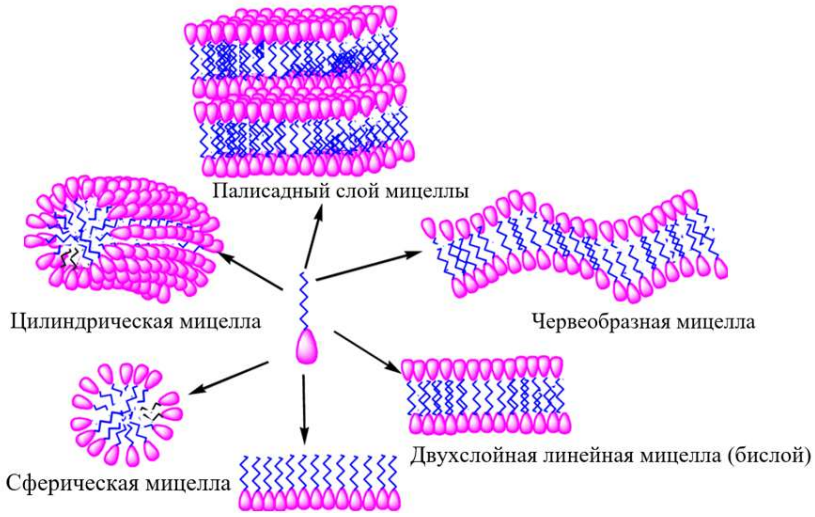


Рис.1 - Формы агрегации молекул поверхностно-активных веществ

Данная особенность является одним из ключевых функциональных аспектов данного класса соединений, поэтому следует подробнее разобрать каким образом введение поверхностно-активных веществ в растворителе выше определенной концентрации приводит к мицеллообразованию.

Происходит данное явления вследствие того, что с ростом концентрации ионы или молекулы ПАВ заполняют поверхностный слой на границе раздела фаз и уменьшают поверхностное натяжение растворов. По достижении заполненности слоя, что соответствует достижению ККМ, в системе начинается ассоциация углеводородных радикалов молекул поверхностно-активных веществ, в результате чего и образуются мицеллы. Неполярные или же гидрофобные группы молекул ПАВ соединяются друг с другом, образуя ядро мицеллы, а полярные ориентируются в растворитель (воду), образуя гидрофильную оболочку, придающую термодинамическую устойчивость системе и изолирующую ядро мицеллы от растворителя, тем самым увеличивая общую энтропию воды [рис. 2] [5-6].

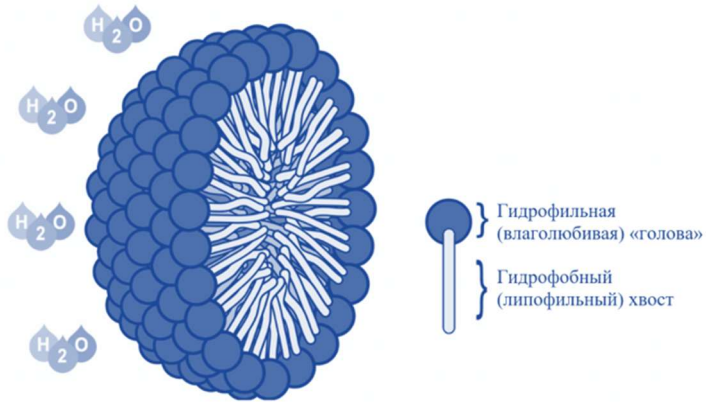


Рис.2 - Строение мицеллы

Существует также энтальпийный вклад в это явление самосборки в силу необходимости сближения головных групп поверхностно-активных веществ, что будет неблагоприятно для однозарядных ионных ПАВ, но в меньшей степени для цвиттерионных бетаинов. Движущей силой мицеллообразования являются гидрофобные взаимодействия, энтальпия взаимодействия двух углеводородных радикалов поверхностно-активных веществ по отношению друг к другу будет меньше, чем при их взаимодействии с водой.

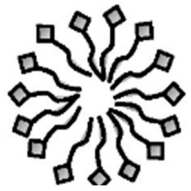
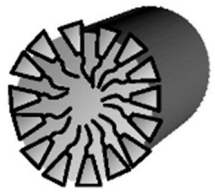
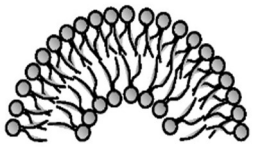
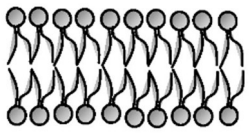
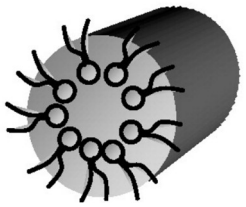
Естественно, с точки зрения термодинамики, состояние с минимум энтальпии будет более выгодным, вследствие этого радикалы выталкиваются из среды растворителя в ядра мицелл, чтобы избежать контакта с растворителем настолько, насколько это возможно [7]. В геометрии мицелл различают сферические, эллипсоидные, палочковидные, червеобразные мицеллы, бислои и везикулы. Предсказать каким именно образом произойдет самосборка молекул в растворах поверхностно-активных веществ можно, используя уравнение критического параметра упаковки мицелл (P):

$$P = \frac{v_0}{a_e \cdot l_0}$$

где v_0 - объем гидрофобного «хвоста» ПАВ, l_0 - длина гидрофобного «хвоста» ПАВ, a_e - равновесная площадь, приходящаяся на одну молекулу на поверхности агрегата.

В зависимости от полученного значения можно ожидать определенную структуру агрегации [табл. 1].

Таблица 1 – Структура агрегации мицелл

Значение критического параметра упаковки (Р)	Тип поверхностно-активного вещества	Ожидаемая структура агрегатов мицелл	
<0.33	Одноцепочечные ПАВ с большой «головой»	Сферические или эллипсоидные мицеллы	
0.33-0.5	Одноцепочечные ПАВ с маленькой «головой» или ионные ПАВ в присутствии больших количеств электролитов	Большие цилиндрические или червеобразные мицеллы	
0.5-1	Двухцепочечные ПАВ с большой «головой» и гибкими «хвостами»	Везикулы или гибкие двухслойные структуры (бислои)	
1.0	Двухцепочечные ПАВ с маленькой «головой» или жесткими, неподвижными «хвостами»	Планарные внешние бислои	
>1.0	Двухцепочечные ПАВ с маленькой «головой» и очень большими, объемными гидрофобными группами («хвостами»)	Обратные или инвертированные мицеллы	

Однако нельзя с точностью предсказать геометрию мицелл при помощи данного уравнения, поскольку существует ряд факторов, которые оказывают достаточно тонкое и непростое влияние на форму самоорганизации молекул поверхностно-активных веществ, в основном это относится к таким формам мицелл, как палочковидные и эллипсоидные. Такими факторами могут быть: концентрация поверхностно-активного вещества, температура, наличие солей и других добавок, присутствие растворителей, снижающих поверхностное натяжение [8].

2. Класс бетаиновых поверхностно-активных веществ

Бетаины являются цвитер-ионными соединениями, которые представляют собой форму внутрисолевых органических аминокислот. В структуре таких соединений содержится карбоксилат-ион (отрицательно заряженный) и квартенизированный ион аммония (постоянно положительно заряженный) на соседнем углероде [рис. 3].

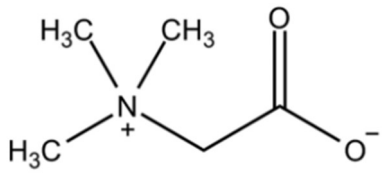


Рис. 3 - Строение молекулы бетаина

Также эти соединения являются биологически активными и обладают широким спектром свойств. Сейчас бетаиновые структуры используются во многих отраслях промышленности, в том числе и в медицине. Впервые бетаины животного и природного происхождения были выделены еще в 1869 г. Немецким химиком Г. Шейблером [9]. Им был получен глицин бетаин из патоки сахарной свеклы. Сок незрелой свекловицы (Beta vulgaris) содержит ¼ % бетаина, но не в свободном состоянии и не в виде соли, а в виде более сложного вещества, распадающегося с выделением бетаина при последующей обработке.

В середине 20 века началось усиленное изучение соединений различных бетаинов со стороны исследования их структуры и свойств. Сам бетаин в своей структуре не имеет алкильного хвоста, вследствие чего не проявляет поведения, характерного для поверхностно-активного вещества [5]. Вместо этого он действует как солюбилизирующий агент. На основе данного вещества был синтезирован широкий перечень бетаино-производных молекул, к ним относятся алкилбетаины, алкиламидопропилбетаины, сложные эфиры бетаина, сультаины (сульфобетаины) и фосфобетаины [рис. 4]. Многие из них обладают дезинфицирующими и бактерицидными свойствами. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) получают путем добавления гидрофобной группы к бетаину, они находят широкое применение в различных сферах благодаря своим уникальным свойствам (способность к агрегации и вспениванию) [10].

По сравнению с другими цвиттерионными поверхностно-активными веществами, бетаины и бетаиноподобные поверхностно-активные вещества, как

правило, обладают большей растворимостью в воде. Если привести их в сравнение с ионными поверхностно-активными веществами, то вторые будут уступать им в данном отношении в силу однополярного заряда в головной группе, что будет приводить к их отталкиванию. А в сравнении же с анионными, бетаиновые поверхностно-активные вещества будут проявлять более деликатное или «мягкое» воздействие на кожу.

Все вышесказанное дает определенно очевидные преимущества при постановке вопроса об использовании бетаиновых ПАВ в средствах личной гигиены. Наряду с этим, бетаины, как правило, хорошо растворимы в воде, обладают высокой стабильностью (как физической, так и химической), и обладают явной способностью к пенообразованию.

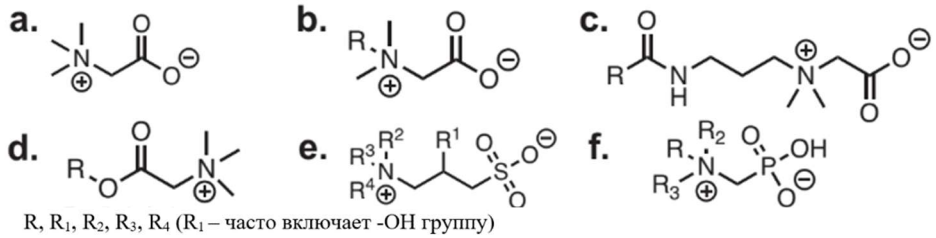


Рис. 4 – Строение молекул: бетаин (a), алкил бетаин (b), алкил амидопропил бетамин (c), эфир бетаина (d), сультаин (e), фосфобетаин (f)

2.1. Алкилбетаины

Особый интерес у исследователей вызывает один из классов соединений цвиттер-ионных поверхностно-активных веществ, а именно - алкилбетаины. Они обладают как карбоксилатными, так и четвертичными аммониевыми группами, которые связываются с алкильным радикалом кватернизированном азоте (рис. 4b). В связи с этим не существует промежуточного сложноэфирного или амидного звена, который бы связывал головную и хвостовую части данных ПАВ.

Помимо этого, алкилбетаины характеризуются стабильностью в кислой и щелочной средах и устойчивостью к минерализации среды, растворяются в воде, проявляют хорошую пенообразующую способность, при том оставаясь нейтральными или «мягкими» для кожного покрова [11].

Зачастую алкилбетаины проявляют хорошую совместимость с другими классами ПАВ, но, при их смешении с поверхностно-активными веществами анионного происхождения, под влиянием кислой среды, они могут выпасть в осадок. Описанные выше свойства алкилбетаинов делают их в первую очередь востребованными для использования в процессах интенсификации добычи нефти, таких как гидравлический разрыв пласта (ГРП), кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП) и направленные кислотные обработки.

Однако, свойства, характерные для алкилбетаинов проявляются в растворах только при высоких концентрациях вещества, что может привести к дополнительным затратам и к некоторым ограничениям. На сегодняшний день производят ряд

коммерчески доступных алкилбетаинов, в виде водных растворов с основой, включающей в себя от 30 до 40 процентов олеилбетаина, кокобетаина или лаурилбетаина.

Кокобетаин представляет собой смесь поверхностно-активных веществ с различной длиной алкильных цепей, синтезируется из кокосового масла. Строение кокобетаина, олеилбетаина и лаурилбетаина приведено ниже [рис. 5].

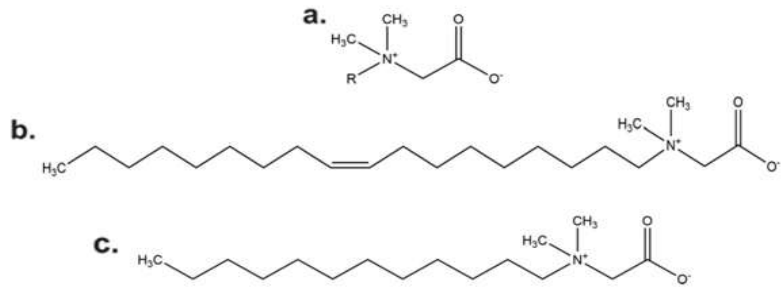


Рис. 5. Строение молекул: кокобетаина (a), олеилбетаина (b) и лаурилбетаина (c)

Они являются мягкими поверхностно-активное веществами в удобной жидкой форме. Широко применяются в производстве продуктов для кожи и волос. Их вязкостные и пенообразующие свойства делают их идеальным для использования в шампунях, кондиционерах, жидком мыле и т.д.

Олеилбетаин при повышенных концентрациях проявляет структурирующие свойства. На сегодняшний день литература существеннее более богата для алкиламидопропилбетаинов, но в тоже время имеется немного информации для алкилбетаинов, а, в частности, для лаурил(додецил)бетаинов [рис. 5 c].

Лаурилбетаин имеет насыщенный алкильный радикал состава C12 (хвост). М. Чорро и др. были определены агрегационные, адсорбционные, дифузионные и мицеллярные свойства для данного вещества. К раствору лаурилбетаина добавлялись соли хлорида натрия и кальция, и были сделаны выводы об изменении точки ККМ. При добавлении соли происходило снижение конечной концентрации мицеллообразования, особенно это явно было выражено при добавлении кальциевой соли, что указывает на влияние заряда на процесс агрегации [табл. 2] [12-13].

Таблица 2 – Критическая концентрация мицеллообразования лаурилбетаина в присутствии солей

Соль	Концентрация (М)	ККМ (моль/кг)
NaCl	0.1	1.8×10^{-3}
NaCl	1	1.0×10^{-3}
$CaCl_2$	0.1	1.5×10^{-3}
$CaCl_2$	1	$0{,}9 \times 10^{-3}$

Так же, исходя из правила Штауффа-Клевенса, значение ККМ уменьшается примерно в десять раз при увеличении хвоста поверхностно-активного вещества на каждые две метиленовые группы, за исключением случаев перехода от C16 к C18,

когда ККМ октадецилбетаина примерно в два раза превышает ожидаемый [14-15]. Такие факторы как образование пены и ее стабильность оказывают ключевое влияние в таких процессах, как закачка углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов, а также качество моющих средств.

2.2. Алкиламидопропилбетаины

Алкиламидопропилбетаины также являются классом цвиттер-ионных поверхностно-активных веществ, в состав которых входит амидная связь, которая соединена с алкильным «хвостом», который, в свою очередь, объединен с головной группой бетаина [рис. 6].

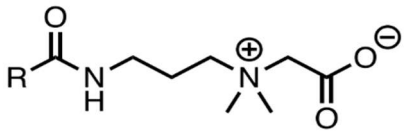


Рис. 6 - Строение молекулы алкиламидопропилбетаина

В силу своей стабильности по отношению к агрессивным кислым и щелочным средам, а также отличной совместимости со всеми другими типами поверхностно-активных веществ, ежегодно более тысячи тонн алкиламидопропилбетаина используется в рецептурах для средств личной гигиены и в промышленности, где у данного вещества в растворе наблюдается тенденция к вязкоупругому поведению, тем самым, делая его коммерчески чрезвычайно востребованным для разработке на его основе составов, способных интенсифицировать добычу нефти [16].

Кокамидопропилбетаин (КАПБ) обычно используется не как основной компонент, а как соПАВ. Если рассматривать данное вещество как односоставный компонент смеси, то тенденция к переходу от сферических к стержнеобразным мицеллам будет наблюдаться лишь при концентрации КАПБ выше 500 ммоль/л, а переход к стержнеобразным мицеллам будет сопровождаться увеличением вязкости раствора, качеством, необходимым для интенсификации добычи нефти. Однако, при добавлении натриевой соли додецилтриэтоксисульфата, Переход мицелл от сферической формы к стержнеобразной для этой смеси происходит при суммарной концентрации ПАВ выше 40 ммоль/л [17-18]. Данное явление объясняется большим размером головной группы додецилтриэтоксисульфата натрия за счет содержания дополнительных этоксигрупп, в результате чего, средняя площадь на молекулу становится больше, радиус кривизны мицелл становится меньше, что менее благоприятствует переходу к стержнеобразным мицеллам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Благодаря огромному количеству положительных свойств, а также доступный синтез бетаиновых поверхностно-активных веществ и их близкородственных структур привели к их широкому использованию в различных отраслях промышленности.

Своей устойчивостью бетаины и бетаиноподобные поверхностно-активные вещества обязаны своей уникальной молекулярной структуре, что является важным фактором для их массового производства для товаров массового потребления. Молекулярная структура поверхностно-активных веществ играет важную роль в модуляции их самосборки и результирующих свойств. Алкильный хвост, головная группа, функциональные группы - все они вносят свой вклад в свойства и поведение поверхностно-активных веществ. Благодаря своей основной группе бетаин и бетаиноподобные поверхностно-активные вещества характеризуются хорошей растворимостью в воде и способностью самоорганизовываться в протяженные мицеллярные структуры, такие как гибкие черви, тем самым способствуя повышению вязкости. В частности, самосборку можно отнести к самосеиванию из-за присутствия положительных четвертичных аммониевых и отрицательных анионных функциональных групп в цвиттерионной головной группе молекулы, что способствует плотной упаковке агрегата.

Растворимость, способность к пенообразованию, биологическому разложению и свойства, изменяющие вязкостные параметры, делают их интересными кандидатами для широкого спектра применений, начиная от моющих средств, косметики, препаратов для личной гигиены, до различных типов пенообразователей, а также водных растворов ПАВ, находящих свое применение в процессах интенсификации нефтедобычи, таких как ГРП, КГРП, направленные кислотные и пенокислотные обработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ZHAI, L., G. LI, Z. SUN. Spontaneous Vesicle Formation in Aqueous Solution of Zwitterionic and Anionic Surfactant Mixture. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2001, vol. 190, no. 3, pp. 275–283. DOI: 10.1016/S0927-7757(01)00693-8. (Eng.).
2. KUMAR, R., G.C. KALUR, L. ZISERMAN, D. DANINO, S.R. RAGHAVAN. Wormlike Micelles of a C22-Tailed Zwitterionic Betaine Surfactant: From Viscoelastic Solutions to Elastic Gels. *Langmuir*, 2007, vol. 23, no. 26, pp. 12849–12856. DOI: 10.1021/la7028559. (Eng.).
3. MU, J.H., G.Z. LI. The Formation of Wormlike Micelles in Anionic Surfactant Aqueous Solutions in the Presence of Bivalent Counterion. *Chemical Physics Letters*, 2001, vol. 345, no. 1–2, pp. 100–104. DOI: 10.1016/S0009-2614(01)00799-0. (Eng.).
4. KSHEVETSKIY, M.S., A.K. SHCHEKIN. Aggregation Work and the Shape of Molecular Aggregates in the Transition from Spherical to Globular and Cylindrical Micelles [Rabota agregatsii i forma molekulyarnykh agregatov pri perekhode ot sfericheskikh k globulyarnym i tsilindricheskim mitsellam]. *Kolloidnyi Zhurnal*, 2005, vol. 67, no. 3, pp. 363–376. (Russ.).
5. KUNI, F.M., A.I. RUSANOV, A.K. SHCHEKIN, A.P. GRININ. Kinetics of Aggregation in Micellar Solutions [Kinetika agregatsii v mitsellyarnykh rastvorakh]. *Zhurnal Fizicheskoi Khimii*, 2005, vol. 79, no. 6, pp. 967–990. (Russ.).
6. KUNI, F.M., A.K. SHCHEKIN, A.I. RUSANOV, A.P. GRININ. Concentrations of Monomers and Cylindrical Micelles above the Second Critical Micelle Concentration

[Kontsentratsii monomerov i tsilindricheskikh mitsell vyshe vtoroi KKM]. *Kolloidnyi Zhurnal*, 2004, vol. 66, no. 2, pp. 204–215. (Russ.).

7. HOFFMANN, H., A. RAUSCHER, M. GRADZIELSKI, S.F. SCHULZ. Influence of Ionic Surfactants on the Viscoelastic Properties of Zwitterionic Surfactant Solutions. *Langmuir*, 1992, vol. 8, no. 9, pp. 2140–2146. DOI: 10.1021/la00045a013. (Eng.).
8. RAGHAVAN, S.R., E.W. KALER. Highly Viscoelastic Wormlike Micellar Solutions Formed by Cationic Surfactants with Long Unsaturated Tails. *Langmuir*, 2001, vol. 17, no. 2, pp. 300–306. DOI: 10.1021/la0007933. (Eng.).
9. ZHOU, M. Synthesis of Oligomer Betaine Surfactant (DDTPA) and Rheological Properties of Wormlike Micellar Solution System. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 2016, vol. 66, pp. 1–11. DOI: 10.1016/j.jtice.2016.05.013. (Eng.).
10. ZOLLER, U., P. SOSIS (eds.). *Handbook of Detergents, Part F: Production*. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2008. 593 p. (Eng.).
11. BURNETT, C.L., W.F. BERGFELD, D.V. BELSITO et al. Safety Assessment of Alkyl Betaines as Used in Cosmetics. *International Journal of Toxicology*, 2018, vol. 37, no. 1_suppl, pp. 28S–46S. DOI: 10.1177/1091581818773354. (Eng.).
12. SYED, A.H., A.K. IDRIS, D.F. MOHSHIM et al. Influence of Lauryl Betaine on Aqueous Solution Stability, Foamability and Foam Stability. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, pp. 2659–2665. DOI: 10.1007/s13202-019-0652-7. (Eng.).
13. WANG, L., D. ASTHAGIRI, Y. ZENG, W.G. CHAPMAN. Simulation Studies on the Role of Lauryl Betaine in Modulating the Stability of AOS Surfactant-Stabilized Foams Used in Enhanced Oil Recovery. *Energy & Fuels*, 2017, vol. 31, no. 2, pp. 1512–1518. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b03186. (Eng.).
14. NONG, L., C. XIAO, Z. ZHONG. Physicochemical Properties of Novel Phosphobetaine Zwitterionic Surfactants and Mixed Systems with an Anionic Surfactant. *Journal of Surfactants and Detergents*, 2011, vol. 14, no. 3, pp. 433–438. DOI: 10.1007/s11743-011-1259-2. (Eng.).
15. CHATTOPADHYAY, A., K.G. HARIKUMAR. Dependence of Critical Micelle Concentration of a Zwitterionic Detergent on Ionic Strength: Implications in Receptor Solubilization. *FEBS Letters*, 1996, vol. 391, no. 1–2, pp. 199–202. DOI: 10.1016/0014-5793(96)00733-8. (Eng.).
16. LEIDREITER, H.I., B. GRUNING, D. KASEBORN. Amphoteric Surfactants: Processing, Product Composition and Properties. *International Journal of Cosmetic Science*, 1997, vol. 19, no. 5, pp. 239–253. DOI: 10.1046/j.1467-2494.1997.171719.x. (Eng.).
17. WILSON, K.M., N.D. DANIELSON. Micellar and Sub-Micellar Chromatography with a Cocamidopropyl Betaine Surfactant. *Journal of Chromatography A*, 2022, vol. 1681, art. 463442. DOI: 10.1016/j.chroma.2022.463442. (Eng.).
18. KELLEPPAN, V.T., C.S.G. BUTLER, A.P. WILLIAMS et al. Components of Cocamidopropyl Betaine: Surface Activity and Self-Assembly of Pure Alkyl Amidopropyl Betaines. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering*

Aspects, 2023, vol. 656, part B, art. 130435. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2022.130435. (Eng.).

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ ППД И ПОГЛОЩЕНИЯ ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич

СамГТУ

Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проанализировано состояние трубопроводов системы ППД и поглощения Ветлянского месторождения и намечены пути их реконструкции

Ключевые слова: система трубопроводов, месторождение, пласт, нефть.

Ветлянское месторождение расположено на территории Самарской области [1] и находится в многолетней эксплуатации.

Характеристики нефти, газа и попутной воды Ветлянского месторождения определены по результатам исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных ЦНИЛомп/о "Куйбышевнефть", институтами КНИИНП и «Гипровостокнефть», «СамараНИПИнефть» по общепринятым методикам [1- 5].

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 1,49%), малосмолистая (3,70 %), парафинистая (5,17 %).

На месторождении для сбора продукции скважин реализована напорная герметизированная система сбора нефти и газа.

Эксплуатация Ветлянского месторождения осуществляется с ППД.

Сточные воды с УПСВ утилизируется в поглощающие скважины фоменского яруса.

Закачка воды осуществляется в пласты О-2+О-2’ на Центральном + Северо-Восточном участках, пласты В-1 на Центральном участке Ветлянского поднятия и пласты В-1 на Зуевском поднятии, которые залегают на глубине от 2206 до 2495 м. Закачка воды осуществляется в 3 действующие нагнетательные скважины: №№ 312, 5, 315. При этом, нагнетательная скважина № 315 работает на пласт О-2+О-2’ (Центральный + Северо-Восточный участки), скважины №№ 5, 312 работают на пласт О-2.

Источником водоснабжения для целей ППД служит вода серпуховского водоносного горизонта (C_1s).

В нагнетательных скважинах №№ 312, 5,315 организован внутрискважинный принудительный переток, для чего в них установлены центробежные перевернутые насосы ЭЦНАКИВ5-125-12350 – в скв. № 312, УЭЦНАКИВ5-125-1500 – в скв. № 5 и ЭЦНДВИК5-80-1200 – в скв. № 315.

Кустовая насосная станция, которая расположена в районе Ветлянской УПСВ, представляет собой две открытые площадки с песчанно-гравийным покрытием. Одна

площадка оборудована насосными установками ЭЦНАКГ6-800-500 (1 шт.) и ЭЦНАКГ6-1250-500 (1 шт.), другая – насосными агрегатами ЦНС 105×490 (2 шт.).

Вода, сброшенная с Ветлянской УПСВ, при помощи насосов КНС подается в системы заводнения Верхне-Ветлянского (Южно-Зуевский купол) месторождений, а также в поглощающие скважины Ветлянского месторождения по системе высоконапорных водоводов.

Система построена с переменными диаметрами труб по участкам в зависимости от количества транспортируемой воды. Трубопроводы проложены из стальных бесшовных и электросварных труб, изготовленных из спокойных, полуспокойных углеродистых низколегированных сталей и гибких полимерно-металлических труб (ГПМТ), соответствующих требованиям приведенных ниже стандартов технических условий:

– ГОСТ 8731-74 (трубы стальные бесшовные группы «В» из стали 20, стали 10);
– ГОСТ 10705-80 (трубы стальные бесшовные группы «Б», «В» из стали 10);
– ТУ 2248-006-21171125-00 (ГПМТ).

Принципиальная схема систем заводнения и поглощения по состоянию на 01.01.2025 г. приведена на рис. 1.

Сведения о состоянии водоводов системы заводнения и поглощения Ветлянского месторождения приведены в табл.1.

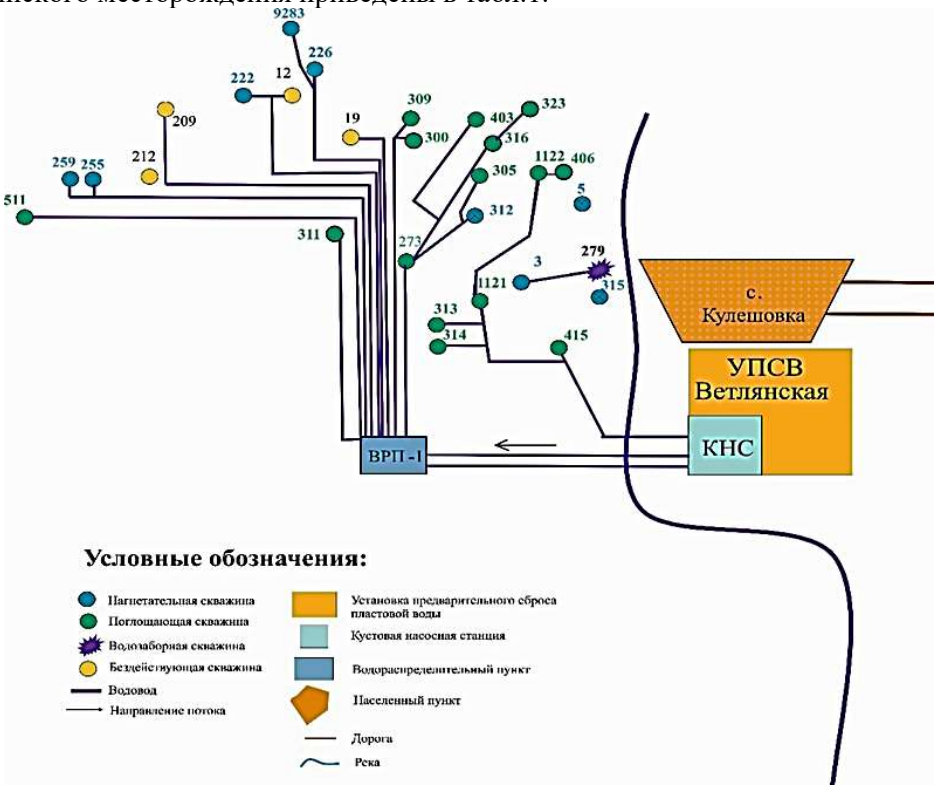


Рис.1. Принципиальная схема системы заводнения и поглощения на Ветлянском месторождении

Таблица №1

Сведения о состоянии водоводов заводнения и поглощения Ветлянского месторождения

Наименование трубопровода	Назначение	Состояние	D и Нст, мм	L, км	Год ввода в строй
1	2	3	4	5	6
КНС - скв. № 415	Выс.нап. водовод	Б/Д	159х12	0,14	1991
УПСВ - КНС	Выс.нап. водовод	Б/Д	219х8	1,30	1987
ВНС-3подъем - КНС	Выс.нап. водовод	Б/Д	219х8	17,7	1984
ВРП-1 - скв. 311	Выс.нап. водовод	Б/Д	114х9	0,35	1984
ВРП-1 - скв. 19	Выс.нап. водовод	Б/Д	89х6	2,04	1984
ВРП-1- скв. 222	Выс.нап. водовод	Б/Д	114х9	4,75	2014
ВРП-1 - скв. 230	Выс.нап. водовод	Б/Д	89х6	4,18	1991
скв. 230 - скв. 273	Выс.нап. водовод	Б/Д	89х6	0,12	1991
ВРП-1Ветл - скв. 309	Выс.нап. водовод	Б/Д	114х9	2,42	1995
ВРП-1 - скв. 312	Выс.нап.водовод	Б/Д	114х9	1,18	1996
ВРП-1- скв. 226	Выс.нап.водовод	Б/Д	89х6	4,52	1992
КНС- ВРП-2	Выс.нап.водовод	Б/Д	219х13	3,50	1985
КНС- ВРП-3	Выс.нап.водовод	Б/Д	168х10	13,4	1985
КНС-КНС-Богат.	Выс.нап.водовод	Б/Д	219х8	24,0	1985
ВРП-1- скв. 209	Выс.нап.водовод	Б/Д	89х6	6,70	1986
ВРП-1 - скв. 255	Выс.нап.водовод	Б/Д	89х6	0,02	1990
ВРП-1 - скв. 259	Выс.нап.водовод	Б/Д	89х6	4,70	1990
ВРП-1 - скв. 41	Выс.нап.водовод	Б/Д	168х8	1,79	1990
скв. 146 - скв. 13	Выс.нап.водовод	Б/Д	114х19,5	0,30	1997
скв. 173 - скв. 724	Выс.нап.водовод	Б/Д	73х5,5	0,15	1995
КНС - скв.415	Выс.нап.водовод	Б/Д	219х12	1,79	1991
КНС - ВРП-1	Выс.нап.водовод	Б/Д	219х9	4,96	1991
КНС- КНС-Богат.	Выс.нап.водовод	Б/Д	219х8	24,0	1997
ВРП-1 - скв. 255	Выс.нап.водовод	Б/Д	89х6	0,90	1990

Действующий фонд водоводов по срокам эксплуатации составляет следующие значения:

- эксплуатация до 3 лет – 0 % фонда;
- эксплуатация от 3 до 10 лет – 0 %;
- эксплуатация от 10 до 20 лет – 4 % фонда;
- эксплуатация от 20 и более лет – 96 % фонда.

По классификации допустимых сроков эксплуатации принято считать, что трубопроводы, эксплуатируемые:

- до трех лет – новые;
- до двадцати лет – средней продолжительности;
- более двадцати лет – старые.

Таким образом, трубопроводы системы ППД и поглощения давно отслужили свой нормативный срок.

Сложившаяся ситуация связана с тем, что УПСВ и нагнетательные скважины далеко расположены друг от друга.

Отказ от вод серпуховского яруса и переход на использование для ППД только отделенной пластовой воды обсуждается многие годы, но решение так и не принято, хотя их качество удовлетворяет нормативным требованиям к закачке в продуктивные горизонты.

Кроме того, невозможно замерить приемистость каждой скважины в виду отсутствия соответствующих счетчиков.

В качестве реагента для борьбы с коррозией используют ингибитор коррозии Сонкор-9701, который хорошо себя зарекомендовал.

Таким образом, трубопроводная система заводнения и поглощения Ветлянского месторождения требует усиленного контроля, диагностического обследования технического состояния трубопроводов, а также проведения ежегодного планового капитального ремонта и замены отбракованных и непригодных к дальнейшей эксплуатации участков трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дополнение к технологической схеме разработки Ветлянского нефтяного месторождения в пределах лицензионного участка. 2017 – 460 с.
2. Регламент УПСВ Ветлянского месторождения. 2017м – 74 с.
3. Производственная программа обустройства Ветлянского нефтяного месторождения. 2012 – 360 с.
4. РД 39-0148311-605—86 Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов.
5. ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях.

РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПЕРСПЕКТИВНОГО ОБУСТРОЙСТВА СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проанализирован оптимальный комплекс мероприятий по перспективному обустройству системы сбора продукции скважин Ветляноского месторождения и намечены пути его реализации.

Ключевые слова: обустройство, маеторождение, нефть, сбор, продукция скважин.

Ветлянское месторождение расположено на территории Самарской области [1] и находится в многолетней эксплуатации.

Характеристика нефти и газа Ветлянского месторождения определена по результатам исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных

ЦНИЛомп/о "Куйбышевнефть", институтами КНИИНП и «Гипровостокнефть», «СамараНИПИнефть» по общепринятым методикам [1- 5].

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 1,49 %), малосмолистая (3,70 %), парафинистая (5,17 %).

На месторождении для сбора продукции скважин реализована напорная герметизированная система сбора нефти и газа (рис.1, 2).

В добывающем фонде Ветлянского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г. числится 58 добывающих скважин, из которых 6 пребывают в бездействии.

Продукция скважин всех куполов Ветлянского месторождения под давлением, развиваемым центробежными насосами (47 скважины), свабом (3 скважины) и штанговыми глубинными насосами (2 скважины) по выкидным трубопроводам поступает на 7 автоматизированных групповых замерных установок типа «Спутник» (АГЗУ № 6,8 – на Зуевском поднятии, АГЗУ №№1,2,3,9 – на Центральном участке, АГЗУ №7 на Восточном участке) и на 2 измерительные установки типа «Сатурн» (АГЗУ №4 – на Центральном участке, АГЗУ №10 на Северо-Восточном участке).

После замера дебита скважин газожидкостная смесь Ветлянского месторождения по нефтегазосборным коллекторам, в количестве 688 тыс. т/год, с обводненностью порядка 93,4% подается на Ветлянскую УПСВ.

На Ветлянской УПСВ осуществляется сепарации нефти, предварительный сброс пластовой воды и дальнейшая перекачка продукции с остаточным содержанием воды порядка 45-55 % по напорным нефтепроводам на узлы сепарации Нефтегорского нефтестабилизационного производства (НСП), где осуществляется подготовка нефти до товарных кондиций по ГОСТ Р 51858-2002. Товарная нефть сдается потребителю через СИКН № 234 на ПСП «Кулешовка».

Попутный нефтяной газ Ветлянского месторождения, выделившийся в процессе предварительной подготовки на Ветлянской УПСВ под собственным давлением транспортируется на Нефтегорский газоперерабатывающий завод (НГПЗ).

Попутно-добываемая пластовая вода, отделившаяся в процессе предварительной подготовки на Ветлянской УПСВ, подается на КНС и насосами закачивается в систему ППД, где используется для заводнения нефтяных пластов Ветлянского месторождения. Избыток воды утилизируется в поглощающие скважины.

В связи с увеличением объема добываемой жидкости на Верхне-Ветлянском месторождении и ее высокой обводненности в 2017 году была дополнительно построена УПСПВ. В настоящее время ведутся пуско-наладочные работы.

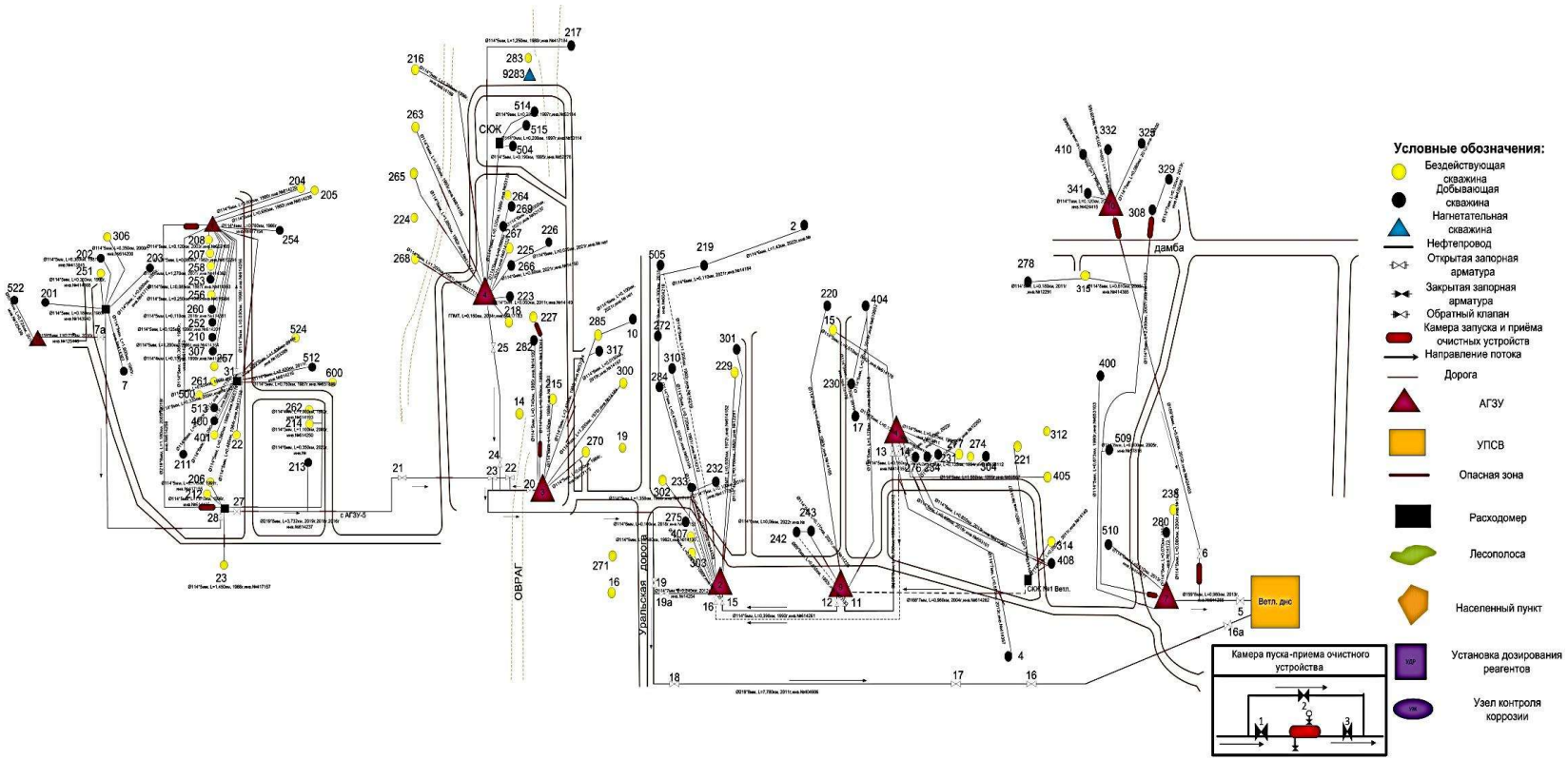


Рис.1. Схема системы сбора продукции скважин Ветлянского месторождения



Рис.2. Блок – схема системы сбора продукции скважин Ветлянского месторождения

Оборудованием УПСПВ будет предусмотрены:

подача деэмульгатора от БР, установленного в районе точки врезки в напорный нефтепровод ДНС «Богдановская» - УПСВ «Ветлянская»;

точка подключения УПСПВ - после камеры приема СОД на нефтепроводе ДНС «Богдановская» - УПСВ «Ветлянская»;

работа оборудования УПСПВ без резерва;

расчетное давление УПСПВ 4,0 МПа во избежание установки ППК и факельной установки.

Продукция скважин Верхне-Ветлянского, Песчанодольского месторождений и ДНС «Богдановская» через узел подключения будет поступать на УПСПВ.

На площадке узла подключения подается деэмульгатор.

Газожидкостная смесь (ГЖС) и деэмульгатор интенсивно перемешиваются в смесителе, устанавливаемом на входном коллекторе КДФТ.

ГЖС после смесителя поступает в распределительный трубопровод, в котором происходит частичное разделение на три потока: нефть, воду и газ. Затем ГЖС разделяется на два равных потока. Каждый поток поступает в одну из параллельно работающих секций КДФТ-1,2. В КДФТ-1,2 происходит сепарация нефти и окончательное (до заданных значений обводненности 5,0-60,3 % об.) разделение на нефть и воду в динамическом режиме.

КДФТ разделен на две зоны, в одной из которых происходит очистка воды от нефти и мехпримесей, в другой - накопление нефти. Для очистки воды от нефти в нижней части данной зоны КДФТ установлены полочные осадители. Зоны разделены между собой переливной перегородкой. Механические примеси периодически, путем размыва паром, сбрасывается в дренажную емкость по трубопроводу опорожнения.

Частично обезвоженная нефть на выходе из КДФТ-1,2 смешивается с попутным нефтяным газом и направляется на УПСВ «Ветлянская».

Пластовая вода по уровню раздела фаз нефть-вода отбирается из нижней части КДФТ и направляется в систему ППД для подачи в поглощающие горизонты Ветлянского месторождения.

Для увеличения объема сброса попутно-добываемой под поглощение будут переведены 7 скважин: №№ 3, 238, 255, 259, 261, 500, 509 в период 2019-2033 гг. Кроме этого в качестве наблюдательных для геоэкологического мониторинга планируется перевести шесть скважин в 2019 году: №№ 17, 203, 221, 231, 302, 312.

Объемы строительства объектов и сооружений сбора и транспорта нефти и газа Ветлянского месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 1, 2.

Таблица №1

Объемы строительства объектов и сооружений системы сбора природного газа Ветлянского месторождения

Объемы строительства	2031	2032	2050	2065	2069	2072	2073
Обустройство устья скважины № 6, ед.	1						
Строительство газопровода D-89 мм со скв № 6, м	5600						
Строительство УСБ на скважине № 6	1						
Обустройство устья скважины № 410, ед.		1					
Строительство газопровода со скважины № 410, м		400					
Строительство УСБ на скважине № 410		1					
Обустройство устья скважины № 511, ед.		1					
Строительство газопровода со скважины № 511, м		300					
Строительство УСБ на скважине № 511		1					
Обустройство устья скважины № 216, ед.			1				
Строительство газопровода со скважины № 216, м			9200				
Строительство УСБ на скважине № 216			1				
Обустройство устья скважины № 217, ед.			1				
Строительство газопровода со скважины № 217, м			800				
Строительство УСБ на скважине № 217			1				
Обустройство устья скважины № 222, ед.			1				
Строительство газопровода со скважины № 222, м			400				
Строительство УСБ на скважине № 222			1				
Обустройство устья скважины № 283, ед.			1				
Строительство газопровода со скважины № 283, м			600				
Строительство УСБ на скважине № 283			1				
Обустройство устья скважины № 515, ед.			1				
Строительство газопровода со скважины № 515, м			800				
Строительство УСБ на скважине № 515			1				
Обустройство устья скважины № 263, ед.				1			
Строительство газопровода D-89 мм со скв № 263, м				400			
Строительство УСБ на скважине № 263				1			
Обустройство устья скважины № 2, ед.					1		
Строительство газопровода D-89 мм со скв № 2, м					1000		
Строительство УСБ на скважине № 2					1		
Обустройство устья скважины № 514, ед.						1	
Строительство газопровода со скважины № 514, м						300	
Строительство УСБ на скважине № 514						1	
Обустройство устья скважины № 218, ед.							1
Строительство газопровода со скважины № 218, м							300
Строительство УСБ на скважине № 218							1
Обустройство устья скважины № 9283, ед.							1

Объемы строительства	2031	2032	2050	2065	2069	2072	2073
Строительство газопровода D-89 мм со скв № 217, м							300
Строительство УСБ на скважине № 217							1

Таблица № 2

Объемы строительства объектов и сооружений системы сбора и транспорта нефти Ветлянского месторождения

Объемы строительства	2025	2026	2027	2028	2030	2031	2032	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Обустройство устья скважины № 261, ед.			1					
Трубопровод со скважины № 261, м			400					
Высоковольтная линия ВЛ-6кВ			400					
Строительство КТПН 6/0,4 кВ			1					
Обустройство устья скважины № 203, ед.					1			
Трубопровод со скважины № 203, м					100			
Высоковольтная линия ВЛ-6 кВ					100			
Строительство КТПН 6/0,4 кВ (2 шт)					2			
Обустройство устья скважины № 535, ед.					1			
Трубопровод со скважины № 535, м					100			
Высоковольтная линия ВЛ-6 кВ					100			
Обустройство устья скважины № 536, ед.						1		
Трубопровод со скважины № 536, м						200		
Высоковольтная линия ВЛ-6 кВ (4 шт.)						800		
Строительство КТПН 6/0,4 кВ						4		
Обустройство устья скважины № 538, ед.						1		
Трубопровод со скважины № 538, м						200		
Обустройство устья скважины № 539, ед.						1		
Трубопровод со скважины № 539, м						200		
Обустройство устья скважины № 540, ед.						1		
Трубопровод со скважины № 540, м						200		
Обустройство устья скважины № 221, ед.	1							
Трубопровод со скважины № 221, м	100							
Высоковольтной линия ВЛ-6 кВ (4 шт)	400							
Строительство КТПН 6/0,4 кВ (4 шт)	4							
Обустройство устья скважины № 301, ед.	1							
Трубопровод со скважины № 301, м	100							
Обустройство устья скважины № 317, ед.	1							
Трубопровод со скважины № 317, м	100							
Обустройство устья скважины № 329, ед.	1							
Трубопровод со скважины № 329, м	100							
Обустройство устья скважины № 262, ед.								
Обустройство устья скважины № 541, ед.				1				
Трубопровод со скважины № 541, м				300				
Высоковольтная линия ВЛ-6 кВ				300				
Строительство КТПН 6/0,4 кВ				1				
Обустройство устья скважины № 229, ед.		1						
Трубопровод со скважины № 229, м		100						
Высоковольтная линия ВЛ-6 кВ		100						

Объемы строительства	2025	2026	2027	2028	2030	2031	2032	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Строительство КТПН 6/0,4 кВ		1						
Обустройство устья скважины № 525, ед.							1	
Трубопровод со скважины № 525, м							300	
Высоковольтная линия ВЛ-6 кВ							300	
Строительство КТПН 6/0,4 кВ							1	
Обустройство устья скважины № 527, ед.								1
Трубопровод со скважины № 527, м								300

Таким образом, оптимальный комплекс мероприятий перспективного обустройства системы сбора продукции скважин Ветлянского месторождения составлен до 2073 года и является вполне реалистичным, хотя и потребует временных корректировок.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Ветлянского газонефтяного месторождения Самарской области. ООО «СамараНИПИнефть» 2019 г.
2. Таблица основных технологических показателей объектов Ветлянского месторождения на состоянию на 01.01.2025 г.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий по объектам Ветлянского месторождения на 01.01.2025 г. за последние 5 лет.
4. Технологический режим работы добывающих скважин объектов Ветлянского месторождения на состоянию на 01.01.2025 г.
5. Технологический режим работы нагнетательных скважин объектов Ветлянского месторождения на состоянию на 01.01.2025 г.

АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Ю. Хохлова., Ю.П. Борисевич

СамГТУ

Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проанализирован оптимальный комплекс мероприятий по совершенствованию системы сбора и подготовки продукции скважин Дмитриевского месторождения.

Ключевые слова: система сбора, продукция скважин, профиль, нефть, загрузка.

Дмитриевское месторождение расположено на территории Самарской области [1] и находится в многолетней эксплуатации.

На месторождении для сбора продукции скважин в полном соответствии с «Унифицированными технологическими схемами сбора, транспорта и подготовки

нефти, газа и воды нефтедобывающих районов» (РД 39-0148311-605-86) реализована напорная герметизированная система сбора нефти и газа.

Эксплуатация Дмитриевского месторождения осуществляется с ППД.

Блок-схема сбора и транспорта нефти и газа Дмитриевского месторождения приведена на рис.1.

Продукция скважин Дмитриевского месторождения под устьевым давлением по выкидным трубопроводам поступает на АГЗУ типа «Спутник» (АГЗУ-№№ 201, 205С, 205Д, 206, 207, 209, 214, 216, 217, 219, 623), где поочередно производится замер дебита скважин.

Затем, продукция поступает на ДНС - СУ-9 и СУ -УПСВ-10, которые предназначены для предварительного разгазирования пластовой жидкости и последующей насосной транспортировки нефти на УКПН-2 и газа на Отрадненский ГПЗ (ОГПЗ) соответственно. На УПСВ-10 также осуществляется предварительный сброс воды.

Отделенная вода поступает в отстойник объемом 200 м^3 для дополнительного отстоя и далее направляется на прием насосов системы ППД [2].

На основании технологических показателей рекомендуемого варианта разработки Дмитриевского месторождения в рассматриваемый перспективный период предусматриваются следующие мероприятия:

- бурение 13 добывающих нефть скважин в период 2026-2028 гг.

Проектные добывающие скважины предусматривается разбуривать наклонно-направленными в районе площадок существующих скважин и отдельно стоящими [3-5].

- Для обустройства устьев новых скважин необходимо построить выкидных линий 11,64 км диаметром 89 мм, нефтесборных трубопроводов 0,15 км диаметром 159 мм.

- Проектируемые добывающие скважины рекомендуется подключить к существующим и одной новой АГЗУ.

Таким образом, в перспективный период продукция скважин Дмитриевского месторождения, так же, как и в настоящее время, будет поступать на ДНС - СУ-9 и СУ - УПСВ-10.

Профиль-дизайн загрузки ДНС - СУ-9 и УПСВ-10 приведены на рис. 2 и 3.

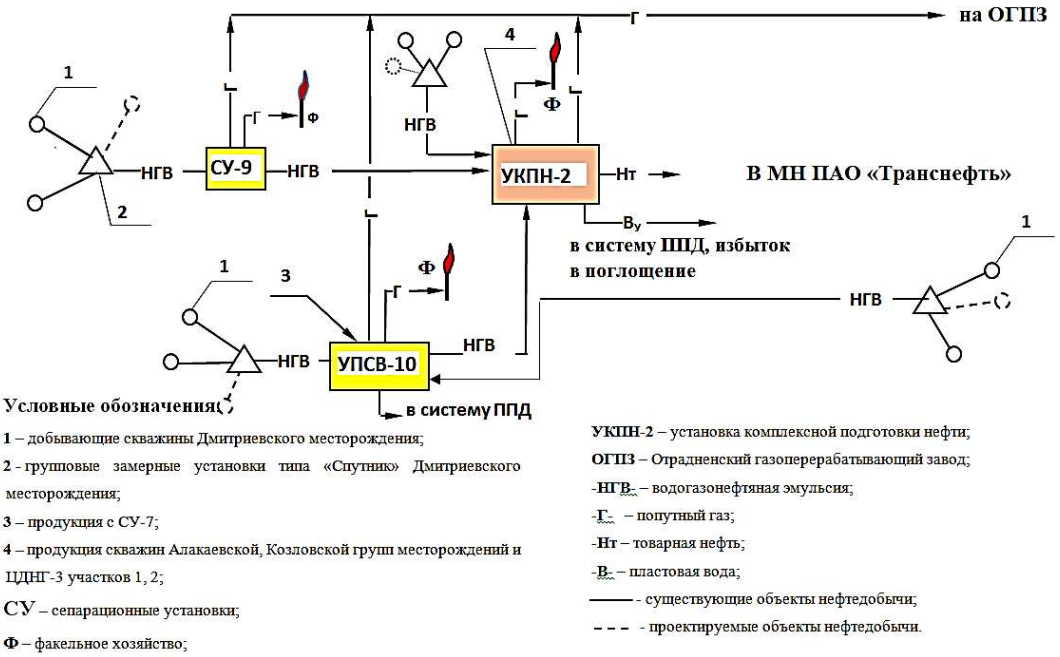


Рис.1. Блок-схема сбора и транспорта нефти и газа Дмитриевского месторождения

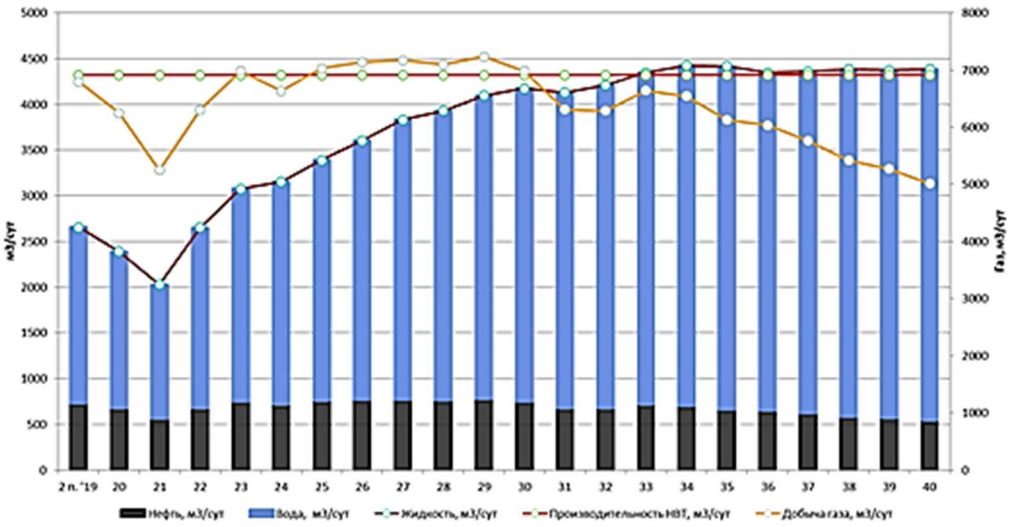


Рис.2. Профиль загрузки ДНС СУ-9 Дмитриевская

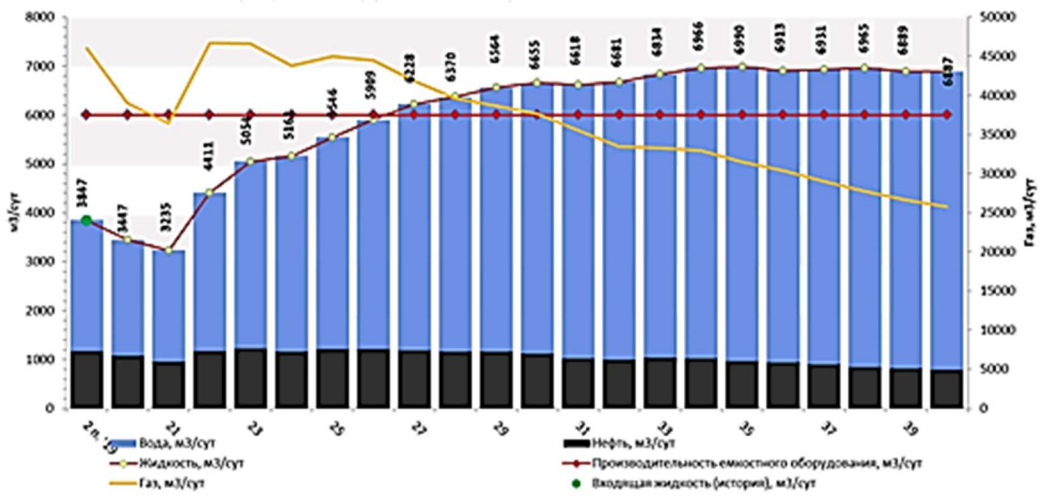


Рис.3. Профиль загрузки УПСВ СУ-10 Дмитриевская

Объемы строительства объектов и сооружений внутрипромыслового сбора и транспорта нефти и газа Дмитриевского месторождения по рекомендуемому варианту приведены в табл. 1.

Газ, выделившийся в аппаратах СУ-9, УПСВ-10 по газопроводу транспортируется на Отрадненский ГПЗ.

В случае необходимости и при ограничениях приема газа со стороны ОГПЗ по причине плановых, внеплановых и аварийных остановок предусматривается сжигание попутного нефтяного газа на факеле. Кроме того, на Отрадненском ГПЗ (ОГПЗ) ежегодно производятся плановые ремонтные работы, с прекращением приема попутного нефтяного газа на переработку.

В рассматриваемый перспективный период разработки месторождения по причине загруженности Отрадненского ГПЗ, а также с учетом газа, сжигаемого при ежегодном планово-предупредительном ремонте ОГПЗ (около 3% от объема добычи) уровень использования газа ожидается 95%, начиная с 2026 г., после завершения технического перевооружения Отрадненского ГПЗ с увеличением проектной производительности завода.

Профиль добычи и использования попутного нефтяного газа Дмитриевского месторождения приведен на рис. 4.

Таблица №1

Объемы перспективного строительства объектов и сооружений системы промыслового сбора и транспорта нефти и газа Дмитриевского месторождения

Показатели	Годы			
	2025	2026	2027	2028
Обустройство устья скв. № 677	1			
Обустройство устья скв. № 631		1		
Обустройство устья скв. № 632		1		
Обустройство устья скв. № 639		1		
Обустройство устья скв. № 680		1		
Обустройство устья скв. № 672			1	
Обустройство устья скв. № 673			1	
Обустройство устья скв. № 674			1	
Обустройство устья скв. № 675			1	
Обустройство устья скв. № 678			1	
Обустройство устья скв. № 403				1
Обустройство устья скв. № 405				1
Обустройство устья скв. № 608				1
Обустройство устья скв. № 622				1
АГЗУ-631		1		
Выкидная линия к скв. № 677, км.	2,65			
Выкидная линия к скв. №188, км.	0,57			
Выкидная линия к скв. № 631, км.		0,05		
Выкидная линия к скв. № 632, км.		0,15		
Выкидная линия к скв. № 639, км.		0,25		
Выкидная линия к скв. № 680, км.		0,10		
Выкидная линия к скв. № 672, км.			0,35	
Выкидная линия к скв. № 673, км.			0,65	
Выкидная линия к скв. № 674, км.			0,45	
Выкидная линия к скв. № 675, км.			0,60	
Выкидная линия к скв. № 678, км.			0,20	
Выкидная линия к скв. № 403, км.				0,50
Выкидная линия к скв. № 405, км.				2,45
Выкидная линия к скв. № 608, км.				0,50
Выкидная линия к скв. № 622, км.				0,21
Нефтесборный трубопровод АГЗУ-631- т.вр.СУ-9, км		0,15		

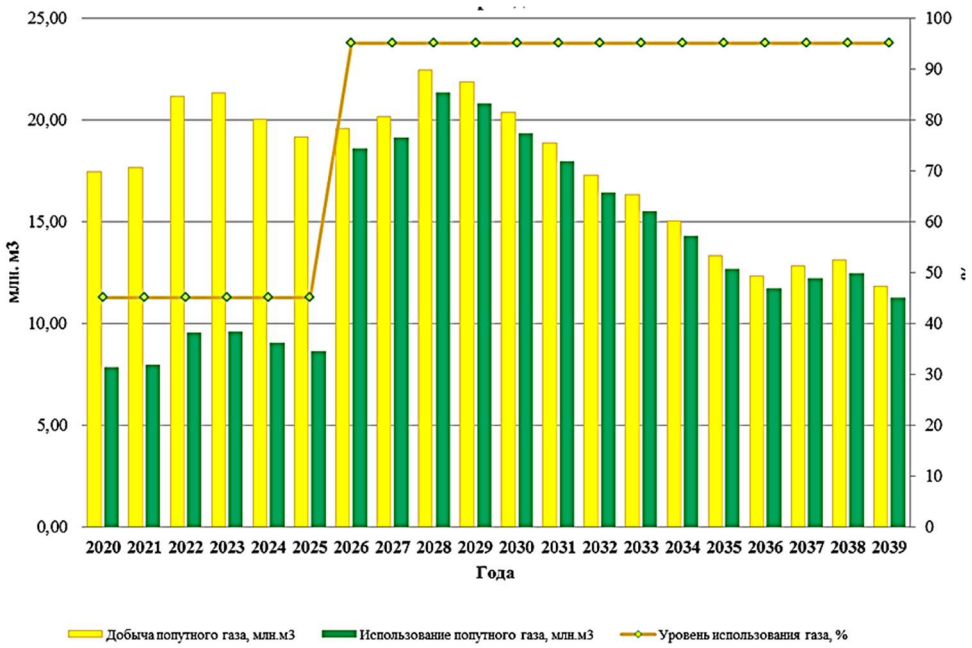


Рис.4. Профиль добычи и использования попутного нефтяного газа Дмитриевского месторождения

Таким образом, намеченный оптимальный комплекс мероприятий по усовершенствованию системы сбора Дмитриевского месторождения вполне реалистичен и безусловно может быть реализован.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Дмитриевского нефтяного месторождения Самарской области. ООО «СамараНИПИнефть» 2022 г.
2. Технологический регламент системы сбора продукции скважин Дмитриевского месторождения. – 74 с.
3. Таблица основных технологических показателей объектов Дмитриевского месторождения по состоянию на 01.01.2023 г.
4. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий по объектам Дмитриевского месторождения на 01.01.2023 г. за последние 5 лет.
5. Технологический режим работы добывающих скважин объектов Дмитриевского месторождения по состоянию на 01.01.2023 г.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ

Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проанализировано состояние внутрипромысловых трубопроводов системы сбора продукции скважин Дмитриевского месторождения и намечены пути её развития.

Ключевые слова: трубопроводы, системы сбора, месторождение, нефть, схема.

Дмитриевское месторождение расположено на территории Самарской области [1] и находится в многолетней эксплуатации. Месторождение многокупольное и многопластовое.

Промышленные залежи нефти приурочены к продуктивным пластам МЧ-III, МЧ-IV, МЧ-V мячковского, ПД-IIА, ПД-IIБ, ПД-V подольского, А-0, А-0’ каширского горизонтов, А-2 верейского горизонта московского яруса среднего карбона; С-I’, С-I, С-IА бобриковского, С-III, С-IV радаевского, С-V, С-VI косьвинского горизонтов нижнего карбона; ДК тиманского, Д-I и Д-II пашийского горизонтов верхнего девона [1].

Характеристики нефти, газа и попутной воды Дмитриевского месторождения определены по результатам исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных ЦНИЛомп/о "Куйбышевнефть", институтами КНИИНП и «Гипровостокнефть», «СамараНИПИнефть» по общепринятым методикам [2].

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 0,94%), малосмолистая (4,98%), парафинистая (5,19%).

В настоящее время месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления в пластах А-0, С-Iа, С-III, С-IV, Д-I-II, Д-II.

На месторождении для сбора продукции скважин в полном соответствии с «Унифицированными технологическими схемами сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов» (РД 39-0148311-605-86) реализована напорная герметизированная система сбора нефти и газа.

Схема сбора и транспорта нефти и газа Дмитриевского месторождения приведена на рис.1.

Система внутрипромысловых трубопроводов Дмитриевского месторождения состоит из:

– выкидных трубопроводов от добывающих скважин до АГЗУ и БГ;

– нефтесборных трубопроводов для транспорта продукции скважин от АГЗУ и БГ до пунктов предварительной подготовки нефти и газа УПСВ-10.

Система построена с переменными диаметрами труб по участкам в зависимости от количества собираемой продукции. Трубопроводы проложены из стальных бесшовных и электросварных труб, изготовленных из спокойных, полуспокойных углеродистых низколегированных сталей и гибких полимерно-металлических труб (ГПМТ), соответствующих требованиям приведенных ниже стандартов технических условий:

- ГОСТ 8731-74 (трубы стальные бесшовные группы «В» из стали 20, стали 10);
- ГОСТ 10705-80 (трубы стальные бесшовные группы «Б», «В» из стали 10);
- ТУ 2248-006-21171125-00 (ГПМТ).

Сведения о состоянии нефтепромысловых трубопроводов Дмитриевского месторождения приведены в работах [3-5].

Существующий фонд выкидных линий по срокам эксплуатации составляет следующие значения:

- эксплуатация до 3 лет – 0 % фонда выкидных линий;
- эксплуатация от 3 до 10 лет – 8 % фонда выкидных линий;
- эксплуатация от 10 до 20 лет – 8 % фонда выкидных линий;
- эксплуатация от 20 и более лет – 84 % фонда выкидных линий.

Действующий фонд сборных трубопроводов по срокам эксплуатации составляет следующие значения:

- эксплуатация от 3 до 10 лет – 0 % фонда нефтегазосборных трубопроводов%;
- эксплуатация от 10 до 20 лет – 0 % фонда нефтегазосборных трубопроводов;
- эксплуатация от 20 и более лет – 100% фонда нефтегазосборных трубопроводов.

По классификации допустимых сроков эксплуатации принято считать, что трубопроводы, эксплуатируемые:

- до трех лет – новые;
- до двадцати лет – средней продолжительности;
- более двадцати лет – старые.

Таким образом, трубопроводная система внутри промысловых трубопроводов Дмитриевского месторождения требует усиленного контроля, диагностического обследования технического состояния трубопроводов, а также проведения ежегодного планового капитального ремонта и замены отбракованных и непригодных к дальнейшей эксплуатации участков трубопроводов.

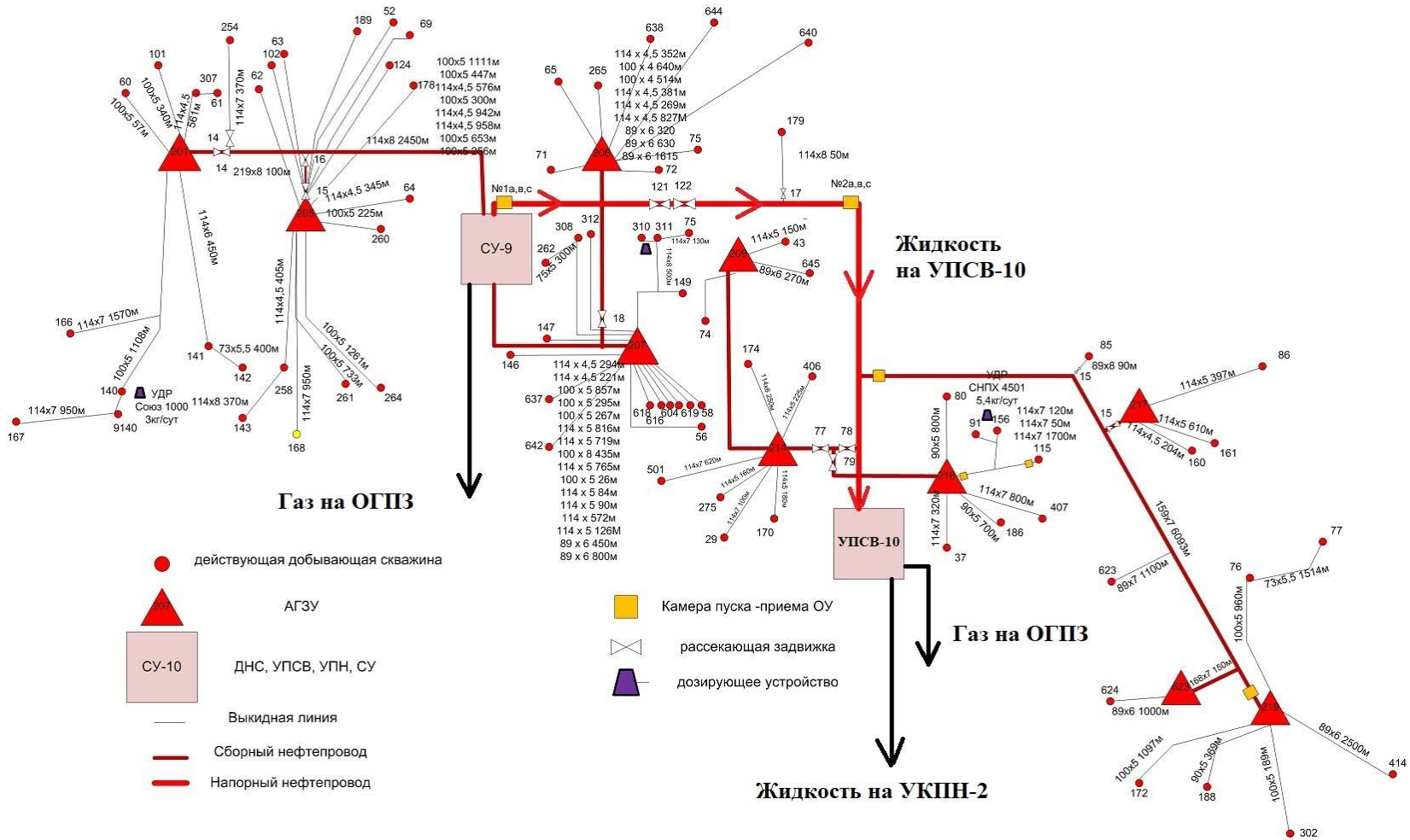


Рис.1. Схема системы сбора продукции скважин Дмитриевского месторождения

ЛИТЕРАТУРА

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Дмитриевского нефтяного месторождения Самарской области. ООО «СамараНИПИнефть» 2022 г.
2. Технологический регламент системы сбора продукции скважин Дмитриевского месторождения. – 74 с.
3. Таблица основных технологических показателей объектов Дмитриевского месторождения по состоянию на 01.01.2023 г.
4. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий по объектам Дмитриевского месторождения на 01.01.2023 г. за последние 5 лет.
5. Технологический режим работы добывающих скважин объектов Дмитриевского месторождения по состоянию на 01.01.2023 г.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ШУНГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова

СамГТУ,
Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проанализировано состояние трубопроводов системы сбора продукции скважин Шунгутского месторождения

Ключевые слова: месторождение, пласт, нефтепровод, система сбора.

Шунгутское месторождение расположено в Самарской области [1].

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в карбонатных отложениях верейского горизонта (пласт А3), башкирского яруса (пласт А4), терригенных отложениях бобриковского (пласт Б2), кыновского (пласт Д0) и пашийского (пласт Д1) горизонтов. Характеристики нефти, газа и попутной воды Шунгуктского месторождения определены по результатам исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных «Гипровостокнефть» и «СамараНИПИнефть» по общепринятым методикам [2].

По товарным характеристикам пластовая нефть залежи пласта А4 высокосернистая (2,37 % мас.), смолистая (13,73 % мас.), парафинистая (5,13 % мас.).

Для Д0, нефть сернистая (1,6 % мас.), смолистая (10,67 % мас.), высокопарафинистая (6,25 % мас.).

Разработка пластов А4 и Д0 Шунгутского месторождения начата в 1986 г.

В настоящее время месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления в пластах А4 и Д0.

Система сбора продукции скважин на Шунгутском месторождении однотрубная напорная герметизированная [3 – 6]. Продукция скважин под давлением, развиваемым глубинными скважинными насосами, по промысловым трубопроводам поступает на площадку пункта сбора (ПС).

Для осуществления внутрипромыслового сбора и транспорта продукции скважин до пункта сбора на месторождении построены и действуют около 15 км выкидных и нефтегазосборных трубопроводов различного диаметра.

Система нефтегазосборных трубопроводов Шунгутского месторождения соответствует ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» и состоит из:

- выкидные линии диаметром Ду = 100 мм, протяженностью около 10,9 км;
- нефтегазосборный коллектор диаметром Ду = 150 мм, протяженностью ~ 0,9 км;
- нефтегазосборный коллектор Ду = 200 мм, протяженностью около 3,1 км.

На пункте сбора производится подготовка нефти Шунгутского месторождения совместно с привозными нефтями других месторождений данной группы (Чесноковское, Валентиновское, Буз-Башское и др.).

Трубопроводы проложены из стальных бесшовных и электросварных труб, изготовленных из спокойных, полуспокойных углеродистых низколегированных сталей и ГПМТ, соответствующих:

ГОСТ 8731-74 (трубы стальные бесшовные группы «В» из стали 20, стали 10);

ГОСТ 10705-80 (трубы стальные бесшовные группы «Б», «В» из стали 10).

По действующей классификации допустимых сроков эксплуатации принято считать, что трубопроводы, эксплуатируемые:

– до 3 лет – новые;

– до 10 лет – средней продолжительности;

- более 10 лет – старые.

Схема системы сбора продукции скважин представлена на рис.1.

Характеристики трубопроводов системы сбора продукции скважин приведены в табл.1.

Таблица №1

Характеристики трубопроводов системы сбора продукции скважин Шунгутского месторождения

Наименование трубопровода	Параметры трубопровода			Год ввода	Состояние	Материал
	D, мм	Нст мм	L, км			
1	2	3	4	5	6	7
скв.4 - ПУЗ 10	114	4,5	0,007	1990	Д	Ст.20
скв.16 - ПУЗ 10	114	4,5	0,016	1990	Д	Ст.20
скв.2 - ПУЗ 9	114	5	0,006	1990	Д	Ст.20
скв.122 - ПУЗ 4	114	4,5	0,060	2007	Д	Ст.20
скв.3 - ПУЗ 4	114	4,5	0,026	1990	Д	Ст.20
скв.8 ПУЗ 4	114	5	0,082	1990	Д	Ст.20
скв.111 - т.вр. (скв.8)	73	5	0,005	1990	Д	Ст.20
скв.120 - ПУЗ 3	73	5,5	0,003	1990	Д	Ст.20
скв.121 - ПУЗ 3	73	5,5	0,004	1990	Д	Ст.20
скв.115 - ПУЗ 3	73	5,5	0,004	1990	Д	Ст.20
скв.9 - ПУЗ 1	114	4,5	0,174	1990	Д	Ст.20

Наименование трубопровода	Параметры трубопровода			Год ввода	Состояние	Материал
	D, мм	Нст мм	L, км			
1	2	3	4	5	6	7
скв.409-т.вр. (ск.111)	89	6	0,141	2014	Д	Ст.20
скв.160 - ПУЗ 3	89	6	0.042	2016	Д	Ст.20
скв.123 - ПУЗ 2	89	6	0,084	2017	Д	Ст.20
скв.319 - т.вр.(скв.409	89	6	0,036	2022	Д	Ст.21
скв.150 - ПУЗ 5	114	4,5	0,005	1991	Д	Ст.21
скв.117 - т.вр	89	7	0,003	1990	Д	Ст.21
скв.146-о т.вр	89	7	0,006	1990	Д	Ст.21
скв.120 - т.вр	89	7	0,003	1990	Д	Ст.21
ПУЗ 1 – ПУЗ 2	219	8	0,080	1990	Д	Ст.20
ПУЗ 2 – ПУЗ 3	219	8	0,008	1900	Д	Ст.20
ПУЗ 3 – ПУЗ 4	219	8	0,909	1990	Д	Ст.20
ПУЗ 4 – ПУЗ 5	219	8	0,309	1990	Д	Ст.20
ПУЗ 5 - ПУЗ 8	114	4,5	0,055	1991	Д	Ст.20
т.вр. скв.117 - ПУЗ 9	89	7	0,012	1992	Д	Ст.21
ПУЗ 9 - ПУЗ 2	114	7	0,041	1990	Д	Ст.20
ПУЗ 8 - ПУЗ 6	114	4,5	0,819	1991	Д	Ст.20
ПУЗ 12 - ПУЗ 6	73	5,5	0,055	1991	Д	Ст.20

Существующий фонд трубопроводов по срокам эксплуатации составляет следующие значения:

–эксплуатация до 3 лет – 3 % ;
–эксплуатация от 3 до 10 лет – 9 % фонда;
–эксплуатация от 10 до 20 лет – 15 % фонда;
–эксплуатация от 20 и более лет – 73 % фонда.

Таким образом, большинство трубопроводов системы сбора продукции скважин давно отслужили свой нормативный срок, однако, имеют удовлетворительное состояние и не требуют замены.

Тем не менее, трубопроводная система сбора продукции скважин Шунгутского месторождения требует усиленного контроля, диагностического обследования технического состояния трубопроводов, а также проведения ежегодного планового капитального ремонта и замены отбракованных и непригодных к дальнейшей эксплуатации участков трубопроводов.

В качестве реагента для борьбы с коррозией используют ингибитор коррозии Сонкор-9701, который хорошо себя зарекомендовал.

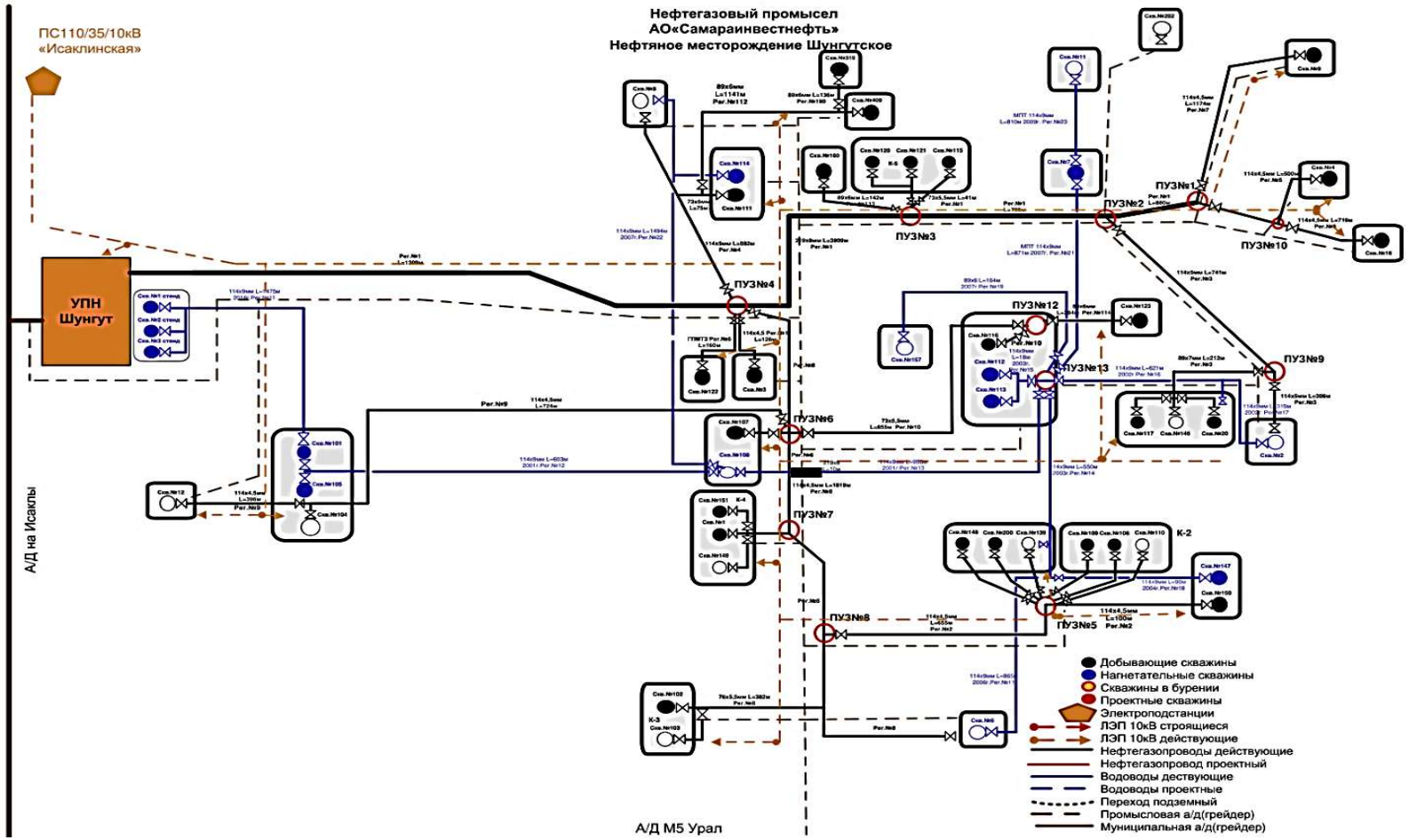


Рис.1. Схема сбора продукции скважин Шунгутского месторождения

ЛИТЕРАТУРА

1. Проект разработки по Шунгутскому месторождению (АО «Самараинвестнефть»).
2. Технологический регламент установки промысловой подготовки нефти на Шунгутском месторождении (ООО НПФ Нефтехимпроект)
3. Таблица основных технологических показателей объектов Шунгутского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.
4. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий по объектам Шунгутского месторождения на 01.01.2025 г. за последние 5 лет.
5. Технологический режим работы добывающих скважин объектов Шунгутского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.
6. Технологический режим работы нагнетательных скважин объектов Шунгутского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ ППД ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Ю Хохлова, Ю.П. Борисевич Ю.П., Г.З. Краснова

СамГТУ

Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами *п*роанализировано состояние трубопроводов системы ППД Герасимовского месторождения и намечены пути её развития.

Ключевые слова: трубопроводы, ППД, поглощение, нефть, газ, вода.

В административном отношении Герасимовское нефтяное месторождение расположено в Оренбургской области [1] и находится в многолетней эксплуатации.

Характеристики нефти, газа и попутной воды Герасимовского месторождения определены по результатам исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных специализированными лабораториями НГДУ «Бугурусланнефть», «Бузулукнефть» и научно-исследовательского института «Гипровостокнефть» [2].

По товарной характеристике нефть малосернистая (массовое содержание серы – 0,35 %), смолистая (10,29 %), парафинистая (4,46 %).

Промышленные запасы нефти установлены в продуктивных пластах А-0, А-1, А-4, А-5, О-1, О-2, О-6, Б-0, Б-2, Т-1.

В настоящее время месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления в пластах А0Н, АОСР, АОН-1, А-1, А-4, О-2, О-6, Б-2, О-3.

В качестве источника водоснабжения для системы заводнения Герасимовского месторождения используются очищенные пластовые воды с Герасимовской УПСВ [3-5].

Действующий фонд нагнетательных скважин (на 01.01.2025) составляет 20 скважин.

Система ППД построена с переменными диаметрами труб по участкам в зависимости от количества транспортируемой воды. Трубопроводы проложены из стальных бесшовных и электросварных труб, изготовленных из спокойных, полуспокойных углеродистых низколегированных сталей и гибких полимерно-металлических труб (ГПМТ), соответствующих требованиям приведенных ниже стандартов технических условий:

– ГОСТ 8731-74 (трубы стальные бесшовные группы «В» из стали 20, стали 10);
– ГОСТ 10705-80 (трубы стальные бесшовные группы «Б», «В» из стали 10);
– ТУ 2248-006-21171125-00 (ГПМТ).

Схема системы ППД представлена на рис.1.

Характеристики трубопроводов системы ППД приведены в табл.1.

Существующий фонд водопроводов по срокам эксплуатации составляет следующие значения:

– эксплуатация до 3 лет – 0 % ;
– эксплуатация от 3 до 10 лет – 8 % фонда;
– эксплуатация от 10 до 20 лет – 6 % фонда;
– эксплуатация от 20 и более лет – 86 % фонда.

По классификации допустимых сроков эксплуатации принято считать, что трубопроводы, эксплуатируемые:

– до трех лет – новые;
– до двадцати лет – средней продолжительности;
– более двадцати лет – старые.

Из табл.1. видно, что 83 % протяженности действующей системы высоконапорных водоводов и 82% водоводов низкого давления отработали нормативный срок эксплуатации [6].

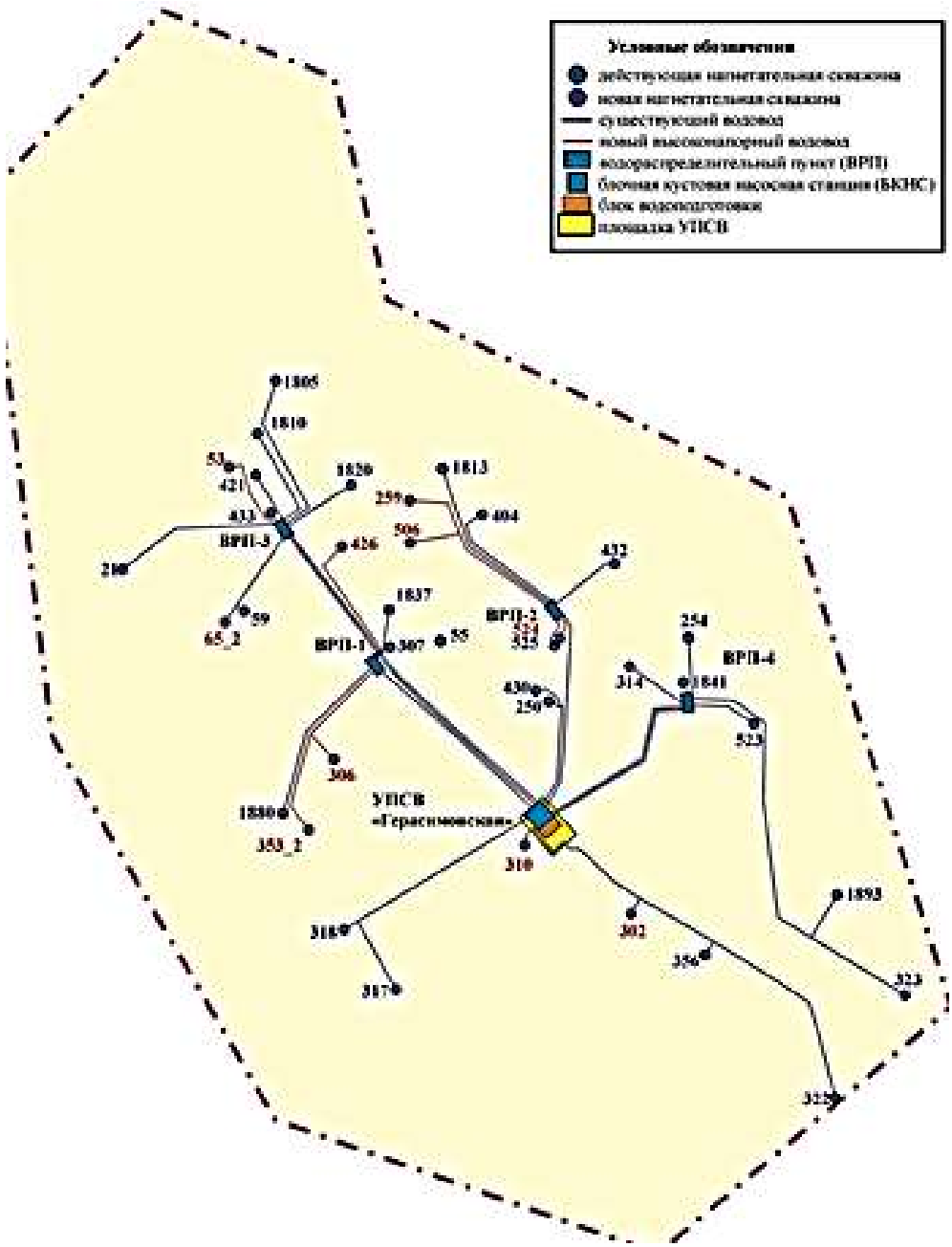


Рис.1. Схема системы ППД

Таблица 1

Характеристики трубопроводов системы ППД Герасимовского месторождения

Наименование трубопровода	Назначение трубопровода	Параметры трубопровода			Год ввода	Состояние	Материал
		D, мм	Нст мм	L, км			
1	2	3	4	5	6	7	8
НС-3 под. УПСВ	ВНД	630	8	2,94	1974	Д	Ст.20
т.28 – т.301	ВНД	530	8	1,153	1974	Д	Ст.20
т.301 – т.29	ВНД	219	8	1,9	2017	Д	Ст.13ХФА
т.301 – т.30	ВНД	325	8	1,207	2009	Д	Ст.20
т.30 – т.53	ВНД	325	7	0,3	1974	Д	Ст.20
т.53 – т.54	ВНД	219	8	2,525	2014	Д	Ст.13ХФА
т.54 – т.32	ВНД	530	8	2,713	1974	Д	Ст.20
т.32 – т.33	ВНД	426	7	2,35	1974	Д	Ст.20
т.33 – т.34	ВНД	219	8	0,8	1993	Д	Ст.20
т.34 – т.302	ВНД	325	8	0,33	1997	БД	Ст.20
т.302 – т.303	ВНД	325	8	1,581	2016	Д	Ст.20
т.303 – т.304	ВНД	219	8	1,77	2017	Д	Ст.13ХФА
т.304 – т.305	ВНД	325	8	1,037	2016	Д	Ст.20
т.305 – т.306	ВНД	219	8	0,35	2017	Д	Ст.13ХФА
т.306 – т.38	ВНД	273	10	2,042	1998	Д	Ст.20
т.38 – т.39	ВНД	198	7	0,312	1999	Д	Ст.20
т.39 – т.40	ВНД	325	8	0,304	2009	Д	Ст.20
т.40 – т.41	ВНД	168	7	0,188	1999	БД	Ст.20
т.41 – т.42	ВНД	219	16	0,6	2002	Д	Ст.20
т.42 – т.43	ВНД	273	8	0,9	2005	Д	Ст.20
т.43 - УПСВ	ВНД	325	8	0,198	2006	БД	Ст.20
НС-3 под.УПСВ	ВНД	530	8	1,9	1974	БД	Ст.20
НС-3 под.УПСВ	ВНД	325	7	1,788	1974	БД	Ст.20
НС-3 под.УПСВ	ВНД	530	8	0,737	1974	БД	Ст.20
НС-3 под.УПСВ	ВНД	325	8	0,97	1997	БД	Ст.20
НС-3 под.УПСВ	ВНД	219	8	3,46	1995	БД	Ст.20
НС-3 под.УПСВ	ВНД	219	8	0,2	1998	БД	Ст.20
НС-3 под.УПСВ	ВНД	273	10	0,108	1998	БД	Ст.20

Наименование трубопровода	Назначение трубопровода	Параметры трубопровода			Год ввода	Состояние	Материал
		D, мм	Нст мм	L, км			
1	2	3	4	5	6	7	8
НС-3 под.УПСВ	ВНД	219	8	0,25	2012	Не врезан	Ст.20
НС-3 под.УПСВ	ВНД	159	8	0,16	2012	Не врезан	Ст.20
Прием БКНС-3	ВНД	219	8	0,104	2005	Д	Ст.20
БКНС-3 – ВРП-1	ВВД	89	9	1,2	2000	БД	Ст.20
т.вр.ВРП-3 – ВРП-1	ВВД	89	8	0,04	2012	Д	Ст.20
БКНС-3 – ВРП-2	ВВД	114	9	1,16	2000	Д	Ст.20
БКНС-3 – ВРП-3	ВВД	114	8	0,11	2012	Д	Ст.20
т.44 – т.55	ВВД	114	8	0,62	2015	Д	Ст.13ХФА
т.55 – т.45	ВВД	114	9	0,42	2000	Д	Ст.20
т.45 – т.46	ВВД	114	8	0,2	2012	Д	Ст.20
т.46 – ВРП-3	ВВД	114	9	1,033	2000	Д	Ст.20
БКНС-3 – ВРП-3-1	ВВД	114	8	0,62	2000	Д	Ст.20
БКНС-3 – ВРП-3-2	ВВД	114	8	2,372	2003	Д	Ст.20
БКНС-3 – ВРП-4-2	ВВД	114	9	1,012	2004	Д	Ст.20
БКНС-3 – ВРП-4-1	ВВД	89	8	0,1	2011	Д	Ст.20
т.47– т.52	ВВД	89	9	0,399	2000	Д	Ст.20
т.47– ВРП-4-1	ВВД	89	8	0,5	2014	Д	Ст.13ХФА
БКНС-3 – ВРП-4-1	ВВД	89	9	0,5	2000	БД	Ст.20
БКНС-3 – скв.430,250	ВВД	114	9	0,01	2000	Д	Ст.20
т.51– т.48	ВВД	89	9	0,25	2012	Д	Ст.20
т.48 – скв.430, 250	ВВД	114	9	0,412	2000	Д	Ст.20
ВРП-4 – скв.314	ВВД	89	8	0,475	2010	Д	Ст.20
т.52 – ВРП-4-1	ВВД	89	8	0,5	2014	Д	Ст.13ХФА

Наименование трубопровода	Назначение трубопровода	Параметры трубопровода			Год ввода	Состояние	Материал
		D, мм	Нст мм	L, км			
1	2	3	4	5	6	7	8
ВРП-4 – скв.324	ВВД	89	8	1,908	2011	Д	Ст.20
ВРП-4 – скв.1841	ВВД	89	8	0,186	2011	Д	Ст.20
ВРП-2 – скв.404	ВВД	89	8	0,888	2004	Д	Ст.20С
т.вр.скв.318 – скв.317	ВВД	89	8	0,556	2005	Д	Ст.20А
ВРП-1 – скв.318	ВВД	89	8	1,596	2004	Д	Ст.20С
ВРП-4 – скв.253	ВВД	114	9	0,484	2000	Д	Ст.20
скв.253 - скв.254	ВВД	89	9	0,01	2002	Д	Ст.20
т.вр.скв.1841 - скв541	ВВД	89	9	0,65	1995	БД	Ст.20
т.вр.скв.1841 - скв541	ВВД	114	9	0,7	2000	БД	Ст.20
ВРП-3 - скв.1820	ВВД	89	8	0,5	2008	Д	Ст.20
БКНС-3 - скв.310, 33	ВВД	63	5	0,9	1990	БД	Ст.20
БКНС-3 - скв.302	ВВД	89	9	1,1	2003	Д	Ст.20
т.вр.скв.302 - скв.322	ВВД	89	8	1,774	2005	Д	Ст.20А
т.вр.скв.322 - скв 356	ВВД	89	8	0,186	2013	Д	Ст.20
ВРП-4 - скв.323	ВВД	89	8	2,551	2003	Д	Ст.20
ВРП-4 - скв.352	ВВД	89	8	1,421	2003	БД	Ст.20
ВРП-1 - скв.307	ВВД	89	8	0,228	2010	Д	Ст.20
ВРП-1 - скв.310	ВВД	89	8	0,56	2004	БД	Ст.20С
ВРП-1 - скв.1828	ВВД	114	9	1,15	2000	Д	Ст.20
т.вр.скв.1828 - скв.55	ВВД	89	6	0,07	2016	Д	Ст.13ХФА

Наименование трубопровода	Назначение трубопровода	Параметры трубопровода			Год ввода	Состояние	Материал
		D, мм	Нст мм	L, км			
1	2	3	4	5	6	7	8
ВРП-1 - скв.1837	ВВД	89	7	0,53	2009	Д	Ст.20
ВРП-1 - скв.1880	ВВД	89	9	1,045	2002	Д	Ст.20
скв.1880 - скв.325	ВВД	89	9	0,58	2003	БД	Ст.20
ВРП-2 - скв.1838	ВВД	89	9	0,1	2002	БД	Ст.20
ВРП-2 - скв.61	ВВД	89	8	0,916	2004	БД	Ст.20С
ВРП-2 - скв.432	ВВД	89	8	0,37	2011	Д	Ст.20
ВРП-2 - скв.255	ВВД	89	7	0,1	2000	БД	Ст.20
ВРП-2 - скв.525	ВВД	89	8	0,28	2009	Д	Ст.20
ВРП-2 - скв.1813	ВВД	89	8	1,327	2009	Д	Ст.20
ВРП-3 - скв.21	ВВД	89	9	0,884	2001	Д	Ст.20
ВРП-3 - скв.261	ВВД	89	9	0,4	2005	Д	Ст.20
ВРП-3 - скв.433	ВВД	89	8	0,108	2011	Д	Ст.20
ВРП-3 - скв.1810	ВВД	114	9	1,366	2000	Д	Ст.20
ВРП-3 - скв.1805-22	ВВД	114	9	1,08	2000	Д	Ст.20
ВРП-3 - скв.65	ВВД	117	9	0,62	2000	Д	Ст.20
скв.65 - скв.59	ВВД	117	9	0,082	2002	Д	Ст.20
скв.1893 - врезка	ВВД	89	8	0,341	2018	Д	ГПМТ
ВРП-3 - скв.421	ВВД	114	9	0,35	2000	Д	Ст.20
скв. 523 – т. вр.	ВВД	89	8	0,200	2017	Д	ГПМТ

В результате, трубопроводная система водоводов Герасимовского месторождения требует усиленного контроля, диагностического обследования технического состояния трубопроводов, а также проведения ежегодного планового капитального ремонта и замены отбракованных и непригодных к дальнейшей эксплуатации участков трубопроводов.

Кроме того, невозможно замерить приемистость каждой скважины в виду отсутствия соответствующих счетчиков.

В качестве реагента для борьбы с коррозией используют ингибитор коррозии Сонкор-9701, который хорошо себя зарекомендовал.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Герасимовского нефтяного месторождения Самарской области. ООО «СамараНИПИнефть» (Протокол ЦКР от 19.12.2018 г. №7440)»
2. Таблица основных технологических показателей объектов Герасимовского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий по объектамГерасимовского месторождения на 01.01.2025 г. за последние 5 лет.
4. Технологический режим работы добывающих скважин объектовГерасимовского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.
5. Технологический режим работы нагнетательных скважин объектовГерасимовского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.
6. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН ТАНАНЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич., Г.З. Краснова

СамГТУ

Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проанализировано состояние трубопроводов системы сбора продукции скважин Тананыкского месторождения и намечены пути её развития.

Ключевые слова: трубопроводы, система сбора, нефть.

В административном отношении многопластовое Тананыкское нефтяное месторождение расположено в Оренбургской области [1] и находится в многолетней эксплуатации.

Характеристики нефти, газа и попутной воды Тананыкского месторождения определены по результатам исследований, выполненных в ОАО «ОренбургНИПИнефть», ОАО «УдмуртНИПИнефть [2].

По товарной характеристике нефть среднесернистая (0,94 %), парафинистая (5,77 %), смолистая (6,35%).

Промышленная нефтеносность установлена в карбонатных отложениях окского надгоризонта (пласт О1), терригенных отложениях бобриковского горизонта (пласт Б2), в карбонатных отложениях турнейского яруса (пласты Т1 и Т2) и карбонатных отложениях пластов заволжского надгоризонта (Зл1-1, Зл1-2) [1].

В настоящее время месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления в пластах О1, Б2, Т1, Т2, Зд1-1.

На Тананыкском месторождении для сбора продукции скважин реализована напорная герметизированная система сбора нефти и газа.

Система спроектирована, однониточной, телескопической с переменными диаметрами труб по участкам в зависимости от количества собираемой продукции. Трубопроводы находятся в эксплуатации с 1979 года.

Система нефтегазосборных трубопроводов Тананыкского месторождения соответствует ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» и состоит из [3, 4]:

– выкидных трубопроводов от добывающих скважин до ГЗУ;

– сборных коллекторов для транспорта продукции скважин от ГЗУ до сборного пункта нефти и газа УПН Тананыкская и напорных нефтепроводов до нефтепровода на Кулешовку.

Трубопроводы проложены из стальных бесшовных и электросварных труб, изготовленных из спокойных, полуспокойных углеродистых низколегированных сталей и ГПМТ, соответствующих:

ГОСТ 8731-74 (трубы стальные бесшовные группы «В» из стали 20, стали 10);

ГОСТ 10705-80 (трубы стальные бесшовные группы «Б», «В» из стали 10);
ТУ 2248-006-21171125-00 (ГПМТ) [4-7].

Схема системы сбора продукции скважин представлена на рис.1.

По действующей классификации допустимых сроков эксплуатации принято считать, что трубопроводы, эксплуатируемые:

– до 3 лет – новые;

– до 10 лет – средней продолжительности;

- более 10 лет – старые.

Распределение существующего фонда трубопроводов по срокам эксплуатации представлено в табл.1.

Таблица №1

Распределение существующего фонда трубопроводов по срокам эксплуатации

– Диаметры, мм	– Протяженность трубопроводов по срокам эксплуатации, км			
	– 0-5	– 6-10	– 11-15	– более 15
– 75	–	–	– 0,22	– 1,2
– 89	– 23,063	– 0,616	– 1,4	–
– 114	–	– 0,65	– 3,59	– 29,738
– 159	– 2,751	– 0,73	–	–
– 168	–	–	–	– 0,07
– 219	– 1,222	–	–	– 5,859
– 273	– 1,2	– 0,5	– 0,83	– 1,5
– Итого, км	– 28,236	– 15,696	– 1,05	– 38,367
– %	– 33,9	– 18,8	– 1,3	– 46,0

Из табл.1. видно, что более 38 % протяженности трубопроводов действующей системы сбора продукции скважин отработали нормативный срок эксплуатации [6].

В результате, трубопроводная система сбора продукции скважин Тананыкского месторождения требует усиленного контроля, диагностического обследования технического состояния трубопроводов, а также проведения ежегодного планового капитального ремонта и замены отбракованных и непригодных к дальнейшей эксплуатации участков трубопроводов.

Кроме того, постоянно существует угроза образования в трубопроводах АСПО.

В качестве реагента для борьбы с коррозией используют ингибитор коррозии Сонкор-9701, который хорошо себя зарекомендовал.

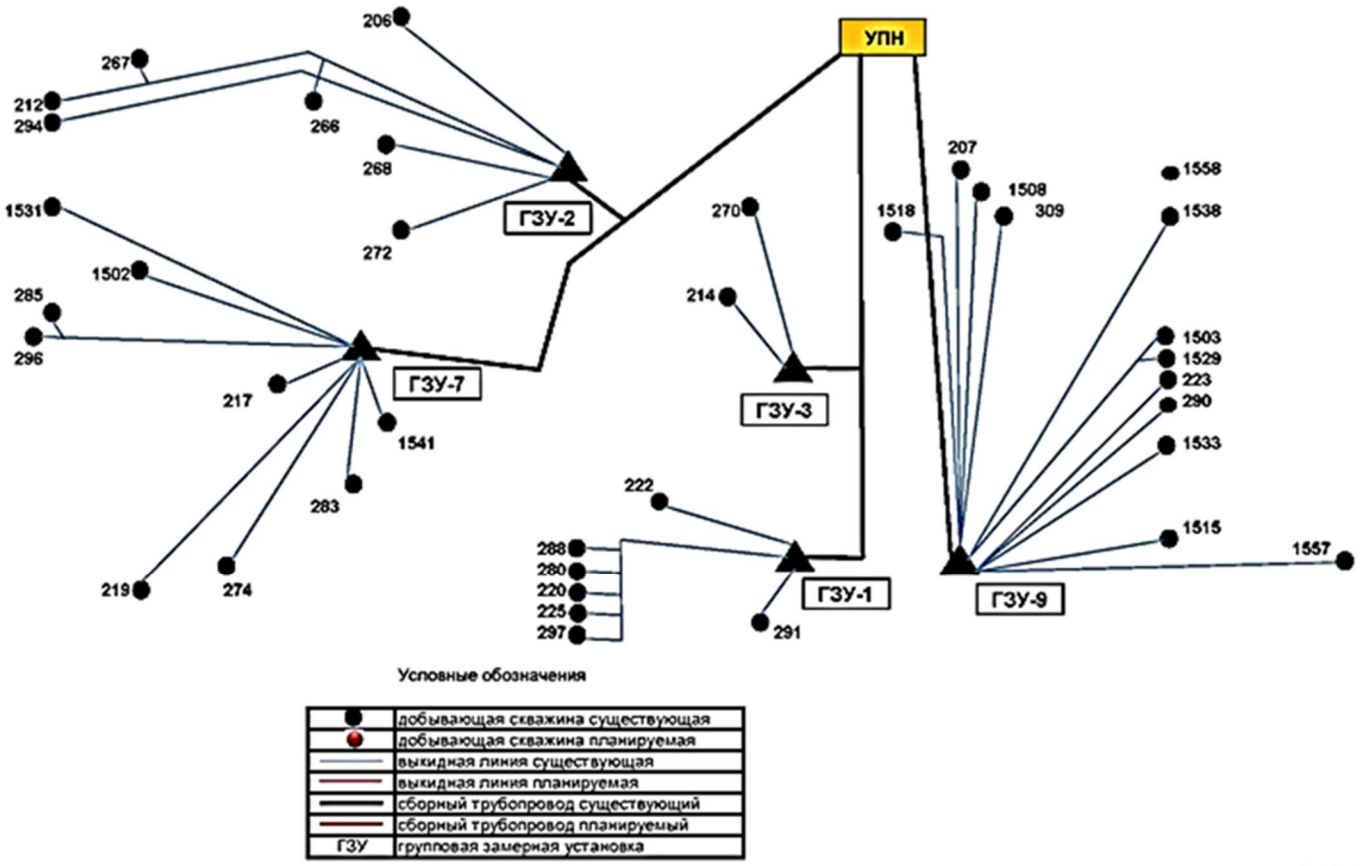


Рис.1. Система сбора продукции скважин Тананыкского

ЛИТЕРАТУРА

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Тананыкского нефтяного месторождения Оренбургской области, 2020 г.
2. Таблица основных технологических показателей Тананыкского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий Тананыкского месторождения на 01.01.2025 г. за последние 5 лет.
4. Технологический режим работы добывающих скважин Тананыкского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.
5. Технологический режим работы нагнетательных скважин Тананыкского месторождения по состоянию на 01.01.2025 г.
6. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
7. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

УДК 622.692:681.5

АЛГОРИТМ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ МОНИТОРИНГОМ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА С ПРОВЕРКОЙ КАЧЕСТВА ПАРАМЕТРОВ

М.В. Арабский

Руководитель: к.т.н. доцент Д.А. Мельникова

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия

Аннотация. Предложен алгоритм системы управления мониторингом с проверкой качества параметров и временной согласованности измерений перед диагностическим расчетом. Представлены схема взаимодействия блоков и порядок выбора набора. В детерминированном опыте задержка расходного канала на 4 с вызвала два ложных эпизода при использовании последних значений и ни одного при согласованном выборе. Задержка обнаружения небаланса осталась равной 4 с. Определены условия недоступности оценки.

Ключевые слова: нефтепромысловый трубопровод, мониторинг, алгоритм системы управления, временная согласованность, качество параметров, телеметрия.

Показания на входе и выходе трубопроводного участка могут поступать с разными задержками. Даже исправные расходомеры тогда дают несовместимую по времени пару. На изменяющемся фоне это создает небаланс, которого не было в одновременных измерениях. Проверки только исправности приборов и времени поступления отдельных записей недостаточно.

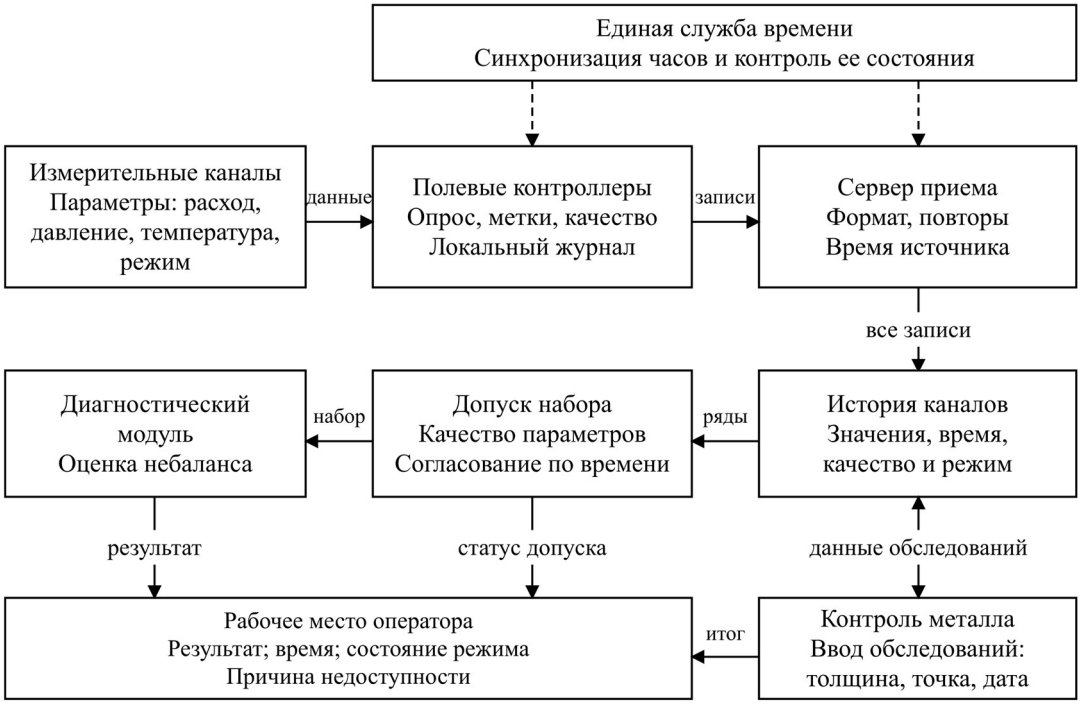
Балансовые, модельные, акустические, оптоволоконные и переходные методы используют разные признаки повреждения [1, 2, 3], однако достоверность решения определяется пригодностью исходных измерений. API RP 1130 описывает вычислительный мониторинг трубопровода, а API RP 1175 — управление программой обнаружения утечек, объединяющей различные средства контроля [4, 5]. Эти документы относятся к трубопроводам однофазных жидкостей и используются здесь как методическая основа обработки данных. В OPC UA предусмотрены качество и временные метки [6]; их наличие еще не определяет порядок формирования совместного набора. Цель работы — разработать алгоритм допуска измерений, исключающий заведомо несогласованные данные, и оценить ограничения доступности расчета.

Рассматривается участок с известными границами и измерительными каналами. Параметры расхода, давления, температуры и состояния оборудования характеризуют режим. Толщинометрия относится к отдельной задаче контроля металла: результаты привязаны к месту обследования и не подставляются в секундный баланс. Взаимодействие блоков системы управления мониторингом показано на рисунке 1.

При централизованной регистрации без локального журнала обрыв связи оставляет пробел в истории; автономный локальный расчет без межузлового обмена не располагает измерениями противоположной границы. Поэтому сохранение записей возложено на контроллеры, а сопоставление каналов — на сервер.

Полевой контроллер сохраняет идентификатор канала, значение и единицу, номер записи, время измерения, качество и состояние синхронизации часов.

Локальный журнал передает историю после обрыва. Сервер проверяет формат и повторы; более ранняя запись не заменяет текущую.



Пунктир — синхронизация часов; сплошные линии — потоки данных
Рисунок 1 — Взаимодействие блоков системы управления мониторингом

Разграничение доступа, защищенная настройка и регистрация действий должны учитывать требования к системам операционных технологий [7]. Служба времени синхронизирует часы контроллеров и сервера, а блок допуска выбирает совместимые отсчеты из истории. Для формирования единой временной основы распределенных измерений может применяться протокол IEEE 1588 [8]. Оператор видит результат, время набора, состояние режима работы либо причину недоступности. Система не подменяет противоаварийную защиту.

Алгоритм формирования набора. Для каждого модуля задаются обязательные каналы, допустимые значения параметров, предельное рассогласование и условие применимости к режиму. Для двух расходных каналов сначала отбираются записи надлежащего качества, значения которых находятся в допустимых пределах, с подтвержденной временной основой. Дополнительно контролируется время от измерения до расчета. Из допустимых пар выбирается наиболее поздний общий горизонт — максимум меньшего времени в паре. При равном горизонте предпочтительна пара с меньшим рассогласованием; при оставшемся равенстве — с более поздним вторым временем. Интерполяция не используется. Последовательность обработки приведена на рисунке 2.



Рисунок 2 — Алгоритм допуска данных к диагностическому расчету

Если совместимой пары нет, новое заключение не формируется. Отображаются причина отказа и время последнего результата. Ранее выданное предупреждение сохраняется до его пересмотра по пригодным данным: потеря связи не является признаком восстановления нормального состояния.

Сценарная оценка. Сравнены два варианта обработки. Базовый использует последнюю по времени источника запись каждого канала. Предлагаемый дополнительно проверяет синхронизацию и согласованность пары. В обоих вариантах одинаковы контроль качества параметров, время от измерения до расчета не более 5 с, устранение повторов и защита текущих значений от перезаписи архивом. Допустимое рассогласование предложенного варианта принято равным 1 с.

При отсутствии потери для расчета приняты следующие параметры: оба расхода составляют 100 м³/ч до 60 с, 102 м³/ч до 120 с, 100 м³/ч до 180 с и 102 м³/ч далее. Одновременные ступени — тестовые сигналы обработки данных, а не гидравлическая модель. Погрешность приборов и изменение запаса жидкости исключены; применимость баланса задана. Предупреждение возникает при разности входного и выходного расходов более 0,9 м³/ч. Отдельным ложным эпизодом считается переход из отсутствия предупреждения в его наличие.

Введены постоянные задержки выходного канала, обрыв доставки обоих каналов и неподтвержденная синхронизация. При восстановлении связи в 130 с сначала поступают текущие записи, затем история за 100–129 с в обратном порядке и четыре повторные записи. Итоги опыта без потери приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Сценарии без потери, интервал 300 с

Сценарий	Ложные эпизоды Б / П	Недоступность, с Б / П
Штатная доставка	0 / 0	0 / 0
Задержка выхода 4 с	2 / 0	4 / 4
Задержка выхода 8 с	0 / 0	300 / 300
Обрыв обоих каналов, 100–129 с	0 / 0	25 / 25
Синхронизация не подтверждена, 100–129 с	0 / 0	0 / 30

Б — базовый вариант; П — предлагаемый. Недоступность — число секундных тактов без допустимого расчета.

Обсуждение результатов. При задержке 4 с базовый вариант сопоставляет все 296 допущенных пар с рассогласованием 4 с. Ложные эпизоды возникают на повышающих ступенях в 60 и 180 с и длятся по 4 с. Предлагаемый вариант использует равновременную пару четырехсекундной давности. Дополнительной недоступности после начального заполнения не возникает, но результат не характеризует процесс в момент его отображения.

При обрыве последняя пара времени 99 с допустима до 104 с включительно. Оценка недоступна следующие 25 с и восстанавливается в 130 с у обоих вариантов. Архив не затирает текущие значения; четыре повтора отброшены. При неподтвержденной синхронизации предложенное правило блокирует расчет на 30 с. Реального ухода часов здесь не задано: проверяется реакция на известный статус, а не обнаружение скрытой ошибки времени.

Обнаружение проверено отдельно на постоянном фоне 100 м³/ч: с 180 с выходной расход уменьшен на 1,5 м³/ч. При задержке канала 4 с оба варианта выдают предупреждение в 184 с. При задержке 8 с расчет недоступен, поскольку время от измерения до расчета для выходного канала превышает установленный предел. Таким образом, отсутствие ложных эпизодов при недоступности не означает успешного контроля.

Выводы. Предложен самостоятельный этап допуска измерений к диагностике. На тестовых последовательностях согласование устранило ложные эпизоды, вызванные задержками доставки, но не уменьшило задержку данных. Практический результат — различение диагностического заключения и недоступности оценки. Для внедрения необходимы обоснованные временные допуски, контроль часов и применимая модель баланса, особенно при многофазном течении. Детерминированный опыт не оценивает эксплуатационную надежность системы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Adegboye M. A., Fung W.-K., Karnik A. Recent Advances in Pipeline Monitoring and Oil Leakage Detection Technologies: Principles and Approaches // Sensors. 2019. Vol. 19, no. 11. Art. 2548. DOI: 10.3390/s19112548.

2. Billmann L., Isermann R. Leak Detection Methods for Pipelines // Automatica. 1987. Vol. 23, no. 3. P. 381–385. DOI: 10.1016/0005-1098(87)90011-2.
3. Wang X.-J., Lambert M. F., Simpson A. R., Liggett J. A., Vítkovský J. P. Leak Detection in Pipelines Using the Damping of Fluid Transients // Journal of Hydraulic Engineering. 2002. Vol. 128, no. 7. P. 697–711. DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9429(2002)128:7(697).
4. American Petroleum Institute. API Recommended Practice 1130: Computational Pipeline Monitoring for Liquids. 2nd ed. Washington, DC: API, 2022. URL: https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp1130 (дата обращения: 11.09.2026).
5. American Petroleum Institute. API Recommended Practice 1175: Pipeline Leak Detection — Program Management. 2nd ed. Washington, DC: API, 2022. URL: https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp1175 (дата обращения: 11.09.2026).
6. OPC Foundation. OPC 10000-4: OPC Unified Architecture. Part 4: Services. Version 1.05.07. Section 7.11: DataValue. URL: https://reference.opcfoundation.org/specs/OPC-10000-4/7.11 (дата обращения: 10.09.2026).
7. Stouffer K., Pease M., Tang C. et al. Guide to Operational Technology (OT) Security. NIST Special Publication 800-82 Rev. 3. Gaithersburg, MD: National Institute of Standards and Technology, 2023. DOI: 10.6028/NIST.SP.800-82r3.
8. IEEE. IEEE Std 1588-2019: IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems. New York: IEEE, 2020. P. 1–499. DOI: 10.1109/IEEESTD.2020.9120376.

УДК 622.692:681.5

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.В. Арабский, В.В. Саратова, Э.И. Хайретдинов

Руководитель: к.т.н. доцент Д.А. Мельникова

ФГБОУ ВО «СамГТУ»
г. Самара, Россия

Аннотация. Рассмотрено применение системы мониторинга на типовом участке сбора продукции нефтяных скважин. Сопоставлены возможности контроля технологических параметров, балансового анализа, толщинометрии и акустических методов. Предложена карточка участка, связывающая наблюдаемый режим, состояние металла в точках обследования и полноту данных с действиями персонала. Сценарная проверка показала необходимость сохранять независимые основания для оперативной проверки, обследования металла и восстановления наблюдения. Получен порядок применения системы при штатной работе, переключениях оборудования и появлении отклонений.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, промысловый трубопровод, мониторинг состояния, сбор продукции скважин, контроль металла, эксплуатация.

Промысловый трубопровод работает в составе изменяющейся системы сбора: подключение скважин, изменение их подачи и переключение арматуры влияют на наблюдаемые параметры. На участке до подготовки транспортируется нефтегазоводяная смесь, что затрудняет интерпретацию расхода и давления. Проблема применения мониторинга на таких сетях связана как с многофазностью, так и с неполным приборным оснащением [1]. Поэтому сигнал об отклонении должен сопровождаться указанием контролируемого участка, возможных причин и необходимой проверки.

Цель работы — определить порядок применения системы, позволяющий связать сведения о технологическом режиме и состоянии металла с эксплуатационными действиями. Рассматривается типовой сборный трубопровод от автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) до установки подготовки нефти (УПН). Исследование включает сравнение способов контроля, разработку карточки участка и проверку правил на заданных сценариях. Производственные измерения конкретного месторождения не используются.

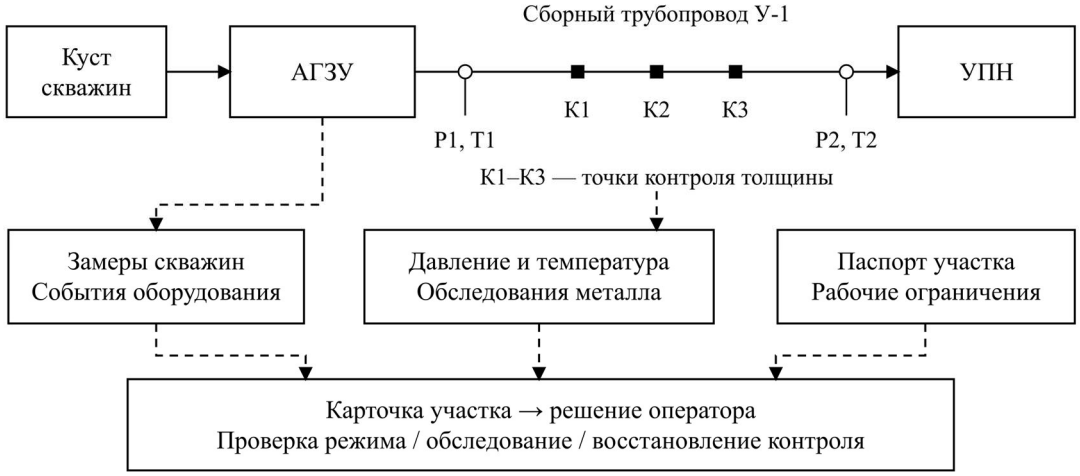
Способы контроля решают разные задачи. Анализ давления и температуры выявляет изменение режима; балансовые, акустические и волоконно-оптические методы используют различные признаки возможного нарушения герметичности [2]. Вычислительный мониторинг по API RP 1130 помогает оператору распознавать гидравлические аномалии [3], а ультразвуковая толщинометрия позволяет определить толщину материала в месте измерения [4]. Для применения на месторождении эти подходы сопоставлены по результату наблюдения и условиям его интерпретации (табл. 1).

Таблица 1 — Применимость способов контроля

Способ	Результат наблюдения	Условие или ограничение
Давление и температура	Изменение режима на участке	Причина требует сопоставления с событиями
Баланс потоков	Необъясненное расхождение поступления и отвода	Учет всех границ, накопления и фазового состава
Ультразвуковая толщинометрия	Толщина стенки в точке измерения	Повторяемые координаты; локальный охват
Акустический и волоконно-оптический контроль	Дополнительный признак и возможная локализация аномалии	Специальное оснащение; влияние фоновых помех

Для рассматриваемого участка выбрано сочетание телеметрии давления и температуры с повторной толщинометрией. Телеметрия обеспечивает наблюдение за режимом между обследованиями; измерения металла выявляют локальное утонение, которое может не сопровождаться заметным изменением режима. Контроль внутренней коррозии дополняют сведения о транспортируемой среде и принятых мерах защиты [5]. Возможность дистанционного сбора результатов стационарных измерителей толщины показана в работе [6], однако их применение требует отдельного выбора точек и проверки условий измерения. Акустические средства целесообразно рассматривать как дополнительное оснащение участков, где нужна более подробная информация о месте аномалии.

Участок У-1 ограничен выходом АГЗУ и входом УПН. В его паспорт включаются трасса, ответвления, запорная арматура, материал и размеры трубы, рабочие ограничения и история обследований. На границах предусматриваются измерения давления и температуры; в журнал поступают события скважинного оборудования и арматуры. Точки контроля металла выбираются по истории повреждений, профилю трассы и результатам обследования. На рисунке 1 их положение показано условно; схема не задает одинаковый набор точек для всех трубопроводов.



P — давление; T — температура; пунктир — передача сведений

Рисунок 1 — Применение мониторинга на типовом сборном участке

В принятой схеме АГЗУ выполняет поочередные замеры скважин. Такой порядок с переключением отвода, стабилизацией и последующим измерением предусмотрен, например, в документации установок «ОЗНА-МАССОМЕР» [7]. Полученные дебиты используются для характеристики нагрузки, но их сумма не заменяет одновременное измерение потока в сборном трубопроводе. Балансовый модуль подключается только при наличии сопоставимого учета всех входов и выходов, учета накопления и обоснованной модели смеси. Рекомендации API для однофазных жидкостных линий не устанавливают достаточность этих условий для многофазного промыслового потока.

Основным результатом обработки предлагается сделать карточку участка с тремя раздельными полями: «технологический режим», «металл в обследованных точках» и «полнота наблюдений». Для каждого вывода сохраняются исходный признак, время или дата обследования, место контроля и назначенное действие. Устойчивое давление не является основанием записывать, что металл исправен. Если обследование отсутствует или утратило актуальность по принятой программе контроля, состояние металла отмечается как требующее уточнения.

Сначала проверяются эксплуатационные ограничения. Превышение аварийного предела требует реагирования по регламенту независимо от переключений. Далее изменение режима сопоставляется с журналом оборудования. Переход считается объясненным при подтвержденном событии, соблюдении ожидаемого диапазона и восстановлении за предусмотренное время. До

подтверждения восстановления переход остается под наблюдением. Допуски определяются для участка по технологической документации и представительным записям. Выход за ожидаемые условия или изменение без зарегистрированной причины требуют оперативной проверки.

Состояние металла рассматривается отдельно. Повторные измерения сопоставляются в одних и тех же координатах с учетом неопределенности, подготовки поверхности и температуры. Подтвержденное локальное утонение служит основанием для уточняющего обследования и инженерной оценки данного места. Ни скорость коррозии, ни допустимость дальнейшей эксплуатации всего участка не определяются по одному измерению. При недостатке телеметрии карточка сохраняет результаты обследований и указывает, какие текущие признаки недоступны.

Оператор проверяет события и показания, регистрирует решение и передает задание профильной службе. Результаты обследования используются для уточнения карточки и дальнейших действий. Связь обнаружения с проверкой и реагированием соответствует назначению программы контроля утечек API RP 1175 [8]. Здесь используется этот организационный принцип; уставки для промыслового участка требуют самостоятельного обоснования.

Для оценки предложения выполнена сценарная проверка правил формирования действий. Для восьми сочетаний признаков заранее заданы ожидаемые решения. Входы описывают доступность телеметрии и актуального обследования, изменение режима за рассматриваемый интервал, факт переключения, соответствие перехода ожидаемым условиям, подтвержденное утонение и превышение аварийного предела. Правила реализованы в виде логических условий; их результаты сопоставлены с заданными решениями (табл. 2). Проверка не оценивает вероятности обнаружения и ложной тревоги.

Таблица 2 — Решения при заданных сценариях

№	Сочетание признаков	Результат применения правил
1	Доступные наблюдения без отклонений	Продолжение установленного контроля
2	Переключение; переход объяснен и завершен	Регистрация перехода и контроль режима
3	Переключение; отклонение сохраняется вне ожидаемых условий	Оперативная проверка причин отклонения
4	Режим без отклонений; актуальных данных о металле нет	Обследование для уточнения состояния металла
5	Локальное утонение при обычной телеметрии	Уточняющее обследование металла
6	Необходимые текущие показания отсутствуют	Восстановление наблюдения; режим не определен
7	Нет телеметрии; локальное утонение подтверждено	Восстановление наблюдения и обследование металла
8	Превышен аварийный предел во время переключения	Реагирование по аварийному регламенту

Во всех рассмотренных случаях получены заданные решения. В сценариях 2 и 3 переключение приводит к разным действиям в зависимости от характера перехода. В сценарии 4 обычный режим не устраняет необходимость получить актуальные данные о металле, а в сценарии 5 — обследовать утоненное место. В сценарии 7 назначаются два действия: восстановить наблюдение и обследовать металл. Если оставить только сообщение об отсутствии телеметрии, основание для обследования будет потеряно. При превышении аварийного предела (сценарий 8) зарегистрированное переключение не задерживает реагирование.

Выводы. Предложен порядок применения мониторинга на сборном трубопроводе нефтяного месторождения, объединяющий контроль режима и локальное обследование металла через карточку участка. Результатом является прослеживаемая связь между наблюдением и действием персонала. Сценарная проверка подтвердила соответствие правил заданным решениям при раздельных и совмещенных отклонениях. Она не устанавливает чувствительность системы к реальным повреждениям. Следующий этап требует записей с действующего участка, согласованной программы обследований и проверки уставок в характерных режимах эксплуатации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Roxas M., Girard M., Gunasekaran P., Mokamati S. Обнаружение утечек с использованием преобразователей давления в трубопроводных сетях, транспортирующих многофазные среды // Труды 15-й Международной конференции по трубопроводам 2024 года. Т. 3. Американское общество инженеров-механиков (ASME), 2024. Доклад IPC2024-134132. DOI: 10.1115/IPC2024-134132.
2. Adegboye M. A., Fung W.-K., Karnik A. Современные достижения в области мониторинга трубопроводов и технологий обнаружения утечек нефти: принципы и подходы // Журнал «Датчики» (Sensors). 2019. Т. 19, № 11. Статья 2548. DOI: 10.3390/s19112548.
3. Американский институт нефти (API). Рекомендуемая практика API RP 1130. Вычислительный мониторинг трубопроводов для жидкостей. 2-е изд. Вашингтон, округ Колумбия: API, 2022. URL: https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp1130 (дата обращения: 11.09.2026).
4. Международная организация по стандартизации (ISO). ISO 16809:2025. Неразрушающий контроль. Ультразвуковое определение толщины. Женева: ISO, 2025. URL: https://www.iso.org/standard/87436.html (дата обращения: 11.09.2026).
5. NACE International. Стандартная практика NACE SP0106-2018. Контроль внутренней коррозии стальных трубопроводов и трубопроводных систем. NACE International, 2018. DOI: 10.5006/NACE_SP0106-2018.
6. He Y., Chen Y., Wei J. et al. Разработка и применение беспроводной системы мониторинга толщины стенки для процесса наземных испытаний // Журнал «Процессы» (Processes). 2025. Т. 13, № 1. Статья 63. DOI: 10.3390/pr13010063.
7. АО «ОЗНА — Измерительные системы». Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС 2». Комплекс программного обеспечения IS.MR.021. Интерфейс пользователя. Приложение В2 к руководству пользователя RU.ИС.00021-011 34 04-1. 2024. С. 9–

10. URL: https://ozna.ru/upload/iblock/99e/58wp6ubl4mb22brr0i2s8gdpj09pery0.pdf (дата обращения: 11.09.2026).
8. Американский институт нефти (API). Рекомендуемая практика API RP 1175. Обнаружение утечек в трубопроводах: управление программой. 2-е изд. Вашингтон, округ Колумбия: API, 2022. URL: https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/rp1175 (дата обращения: 11.09.2026).

МОДЕРНИЗАЦИЯ КАМЕРЫ ПРИЕМА СОД В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДРЕНИРОВАНИЯ НЕФТИ

А.А. Жуков, М.А. Юдко

Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, alexej.zhuk1996@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы эксплуатации камер приема средств очистки и диагностики (СОД) магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, связанные с неполным дренированием нефти из полости камеры приема. Анализируются недостатки существующих конструктивных решений камер, эксплуатирующихся с двумя патрубками отвода нефтепродукта. На основе нормативно-технической документации ПАО «Транснефть» и требований промышленной безопасности Российской Федерации предлагается техническое решение по модернизации камеры приема СОД путем установки дополнительного дренажного патрубка вблизи затвора. Приводится анализ оценки эффективности предлагаемой модернизации.

Ключевые слова: камера приема СОД, дренирование нефтепродукта, магистральный нефтепровод, средства очистки и диагностики, промышленная безопасность.

При эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов через узлы камер пуска и приема пропускаются различные виды средств очистки и диагностики: очистные устройства с периодичностью не реже 1 раза в 3 месяца, калибровочные устройства, устройства контроля очистки, внутритрубные инспекционные приборы — с периодичностью 1 раз в 3 года [1]. Камера приема СОД - техническое устройство, обеспечивающее прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта из магистрального трубопровода [3].

Одной из актуальных проблем, с которой сталкиваются эксплуатирующие организации, является неполное дренирование нефти из камеры приема после остановки очистного или диагностического устройства. Очистные устройства и внутритрубные инспекционные приборы зачастую не доходят до затвора камеры и останавливаются после второго патрубка дренирования, создавая пространство

между затвором и очистным устройством, высотой соприкосновения манжет очистного устройства с камерой. Это, в свою очередь, не позволяет нефтепродукту самопроизвольно стечь в дренажную емкость и полностью освободить камеру от продукта. При открытии затвора для извлечения устройства происходит истечение всего скопившегося нефтепродукта, уборка чего требует дополнительного времени, сил и средств.

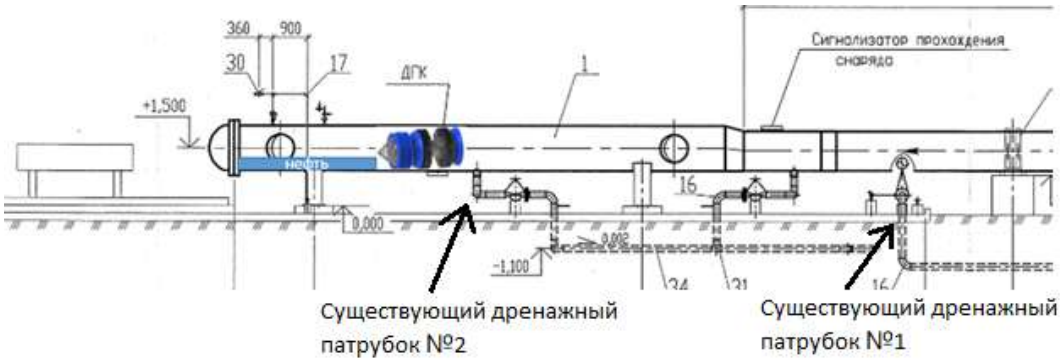


Рисунок 1 – Схема существующих камер приема СОД

В соответствии с нормами проектирования линейной части [4] конструкцию камер пуска и приема СОД определяют при проектировании. Действующими техническими требованиями [2] и типовыми проектными решениями [5] компании Транснефть установлены расстояния дренажного патрубка от затвора – в зависимости от диаметра камеры от 2,2 до 7 м с пометкой, что все размеры уточняются заводом изготовителем.

Все камеры приема СОД, поставляемые в компанию Транснефть, выполнены по техническим условиям, выданным ООО «НИИ Транснефть». Данные технические условия учитывают требования вышеуказанных документов и затрагивают проблематику, обозначенную в данной статье.

В качестве технического решения предлагается выполнить врезку дополнительного дренажного патрубка вблизи затвора камеры приема СОД. Диаметр, толщину и марку стали патрубка предлагается выбрать аналогичными существующим дренажным линиям. Также предусмотреть установку шарового крана и дополнительного патрубка подвода пара в дренажный трубопровод (для пропарки в случае запарафинивания патрубка). Такое конструктивное изменение позволит:

— обеспечить полное дренирование нефтепродукта из полости камеры приема;

— уменьшить время, затрачиваемое на извлечение очистных и диагностических устройств;

— снизить трудозатраты при проведении извлечения;

— сократить объем образования нефтешлама;

— привести к экономии денежных средств.

Таким образом, модернизация камеры приема СОД путем установки дополнительного дренажного патрубка вблизи затвора представляет собой эффективное техническое решение, соответствующее требованиям нормативно-технической документации ПАО «Транснефть» и промышленной безопасности Российской Федерации. Реализация предлагаемых решений позволит повысить надежность эксплуатации магистральных нефтепроводов, сократить эксплуатационные затраты и повысить безопасность работ при извлечении средств очистки и диагностики.

ЛИТЕРАТУРА

1. ОР-19.100.00-КТН-010-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов. ПАО «Транснефть». 2017.
2. ОТТ-75.180.00-КТН-370-09. Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов. Общие технические требования.
   ОАО «АК «Транснефть». 2009.
3. ГОСТ Р 57512-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения. ООО «НИИ Транснефть». 2018.
4. ГОСТ 35070-2024. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть. Проектирование. АО «Гипротрубопровод». 2024.
5. ТПР-23.040.00-КТН-0337-22. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Узлы запуска, приема и пропуска СОД для трубопроводов DN 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 700, 800, 1000, 1050, 1200. Типовые проектные и технические решения. АО «Гипротрубопровод». 2021.

УДК 621.3.079

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ШЕСТИКОНТУРНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПОДШИПНИКОМ НАГНЕТАТЕЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ПГРЕГАТА

Г.А. Крылов, Ю.А. Агеева, А.В. Стариков

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
E-mail: *ageeva_julia04@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматривается шестиконтурная система управления радиальным электромагнитным подшипником нагнетателя газоперекачивающего агрегата. Приведена функциональная схема шестиконтурной системы управления радиальным электромагнитным подшипником. Разработаны в программе Matlab Simulink расчетные модели шестиконтурной и четырехконтурной систем управления радиальными подшипника нагнетателя газоперекачивающего агрегата. Приведены

графики переходных процессов, позволяющие сделать вывод, что применение шестиконтурной системы управления приведет к увеличению быстродействия и жесткости радиальных электромагнитных подшипников нагнетателя газоперекачивающего агрегата.

Ключевые слова: электромагнитный подшипник, нагнетатель газоперекачивающего агрегата, система управления, динамическая жесткость.

Введение

Электромагнитные подшипники нагнетателей газоперекачивающих агрегатов (ГПА) выполняют сложную техническую задачу левитации ротора, которая позволяет отказаться от маслосистемы, необходимой для традиционных гидростатических подшипников скольжения. Однако, при запуске нагнетателей с электромагнитными подшипниками могут возникнуть проблемы при прохождении резонансных частот, которые определяются динамической жесткостью подшипников [1]. Следует отметить, что динамическая жесткость зависит от быстродействия системы управления электромагнитным подшипником. Чем больше быстродействие системы, тем выше динамическая жесткость. Кроме того, повышение жесткости приводит к увеличению численных значений первой и всех последующие резонансных частот. находят широкое применение в агрегатах, обеспечивающих транспортировку газа по магистральным газопроводам. Следовательно, повышение быстродействия системы управления электромагнитных подшипников позволяет избавиться резонансных часто, вытеснив их за пределы частот вращения ротора нагнетателя газоперекачивающего агрегата.

Для повышения быстродействия предлагается использовать шестиконтурную систему управления, содержащую два контура тока, два контура скорости и два контура положения с соответствующими регуляторами (рис. 1). Она отличается от известной [2] наличием контуров тока, замкнутых по датчикам тока, включенным в цепи обмоток противоположных электромагнитов ЭМ1 и ЭМ2.

Целью проводимого исследования является определение быстродействия и динамической жесткости электромагнитных подшипников нагнетателя ГПА в случае применения предлагаемой шестиконтурной системы управления.

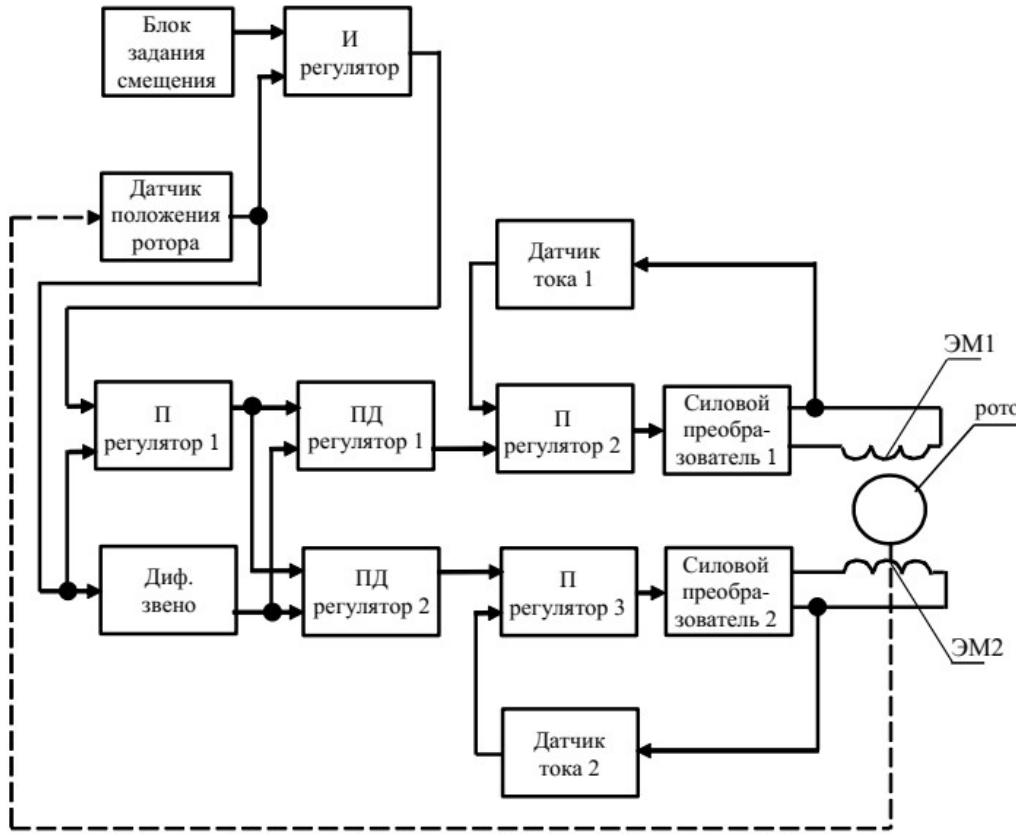


Рис. 1. Функциональная схема шестиконтурной системы управленияэлектромагнитным подшипником

Решение задачи

Для решения поставленной задачи произведем компьютерной моделирование в программе Matlab Simulink предлагаемой шестиконтурной системы управления радиальным электромагнитным подшипником нагнетателя ГПА Ц-16. Расчетная модель, приведенная на рис. 2, позволяет это сделать. Она учитывает смещение центра магнитной системы относительно оси вращения ротора на величину $y_0 = 165$ мкм, что позволяет скомпенсировать силу веса за счет перераспределения воздушных зазоров между верхним ЭМ1 и нижним ЭМ2 электромагнитами и ротором и снизить потребление электроэнергии. Параметры модели соответствуют начальным значениям токов $I_{10} = I_{20} = 7,5$ А и характеристикам электромагнитов: $k_{FI} = 3,8798 \cdot 10^{-5}$ Нм^2/А^2, $T_1 = 0,078$ с, $T_2 = 0,0499$ с, $R_1 = R_2 = 1,7$ Ом, $k_{Fy} = 2,75 \cdot 10^7$ Н/м. При этом датчик положения ротора имеет коэффициент передачи $k_{\partial n} = 10000000$ дискрет/м, а силовые преобразователи – коэффициенты передачи $k_{cn1} = k_{cn2} = 0,0015$ В/дискрета. Первый пропорционально-дифференциальный регулятор имеет следующие настройки: $k_{n\partial 1} = 2$, $T_{n\partial 1} = 0,0234$ с, – а второй пропорционально-дифференциальный регулятор – $k_{n\partial 2} = 2$, $T_{n\partial 2} = 0,015$ с. Коэффициенты передачи пропорционального регулятора и дифференцирующего звена равны $k_n = 2$,

$k_{диф} = 0,0032$ с. Интегральный регулятор имеет постоянную времени $T_и = 0,0046$ с. Первый пропорциональный регулятор обладает коэффициентом передачи $k_{п1} = 2$, второй и третий пропорциональный регуляторы имеют коэффициенты передачи $k_{п2} = k_{п3} = 12$, а дифференцирующее звено характеризуется коэффициентом (постоянной времени) $k_{диф} = 0,0032$ с. При этом коэффициенты передачи датчиков тока равны $k_{дт1} = k_{дт2} = 1$.

График переходного процесса по управляющему воздействию, построенный с помощью разработанной расчетной модели, приведенной на рис. 2, показывает, что время входа в зону ±1 мкм от заданного значения составляет $t_{пп} = 0,0119$ с (рис.3). В то же время график переходного процесса по возмущающему воздействию (рис. 4) позволяет сделать вывод, что при набросе возмущающей силы $\Delta F = 1000$ Н динамический провал ротора равен $\Delta y_{\max} = 2,8$ мкм. Такой динамический провал соответствует динамической жесткости опоры $C_y = \Delta F / \Delta y_{\max} = 357 \cdot 10^6$ Н/м.

Расчетная модель четырехконтурной системы управления радиальным электромагнитным подшипником нагнетателя (без контуров тока) приведена на рис. 4 [2]. Она учитывает, что первый и второй пропорционально-дифференциальные регуляторы имеют настройки $k_{пд1} = 2$, $T_{пд1} = 0,234$ с, $k_{пд2} = 2$, $T_{пд2} = 0,15$ с. С помощью этой модели построены графики переходных процессов по управляющему (рис. 6) и возмущающему (рис. 7) воздействиям [2]. Они показывают, что время переходного процесса в этом случае равно $t_{пп} = 0,0172$ с, а динамический провал ротора при набросе силы $\Delta F = 1000$ Н составляет $\Delta y_{\max} = 3,52$ мкм. Это соответствует динамической жесткости опоры $C_y = \Delta F / \Delta y_{\max} = 284 \cdot 10^6$ Н/м.

Выводы

1. Приведенные результаты моделирования убедительно доказывают, что предлагаемая шестиконтурная система управления электромагнитным подвесом ротора обладает более высоким быстродействием, превосходящим аналогичный показатель системы, взятой за прототип, в 1,44 раза. При этом динамическая жесткость электромагнитного подвеса ротора увеличивается в 1,25 раза.

2. Введение дополнительных контуров тока позволяет снизить инерционности активно-индуктивных цепей верхнего и нижнего электромагнитов. Это в свою очередь приводит к изменению настроек пропорционально-дифференциальных регуляторов, а именно, к уменьшению их постоянных времени, что и приводит к увеличению быстродействия и динамической жесткости электромагнитных подшипников.

3. Предлагаемая шестиконтурная система предлагаемая шестиконтурная система управления электромагнитным подшипником сохраняет свою работоспособность и заявленные динамические свойства во всем возможном диапазоне перемещений в рамках зазора в страховочных подшипниках.

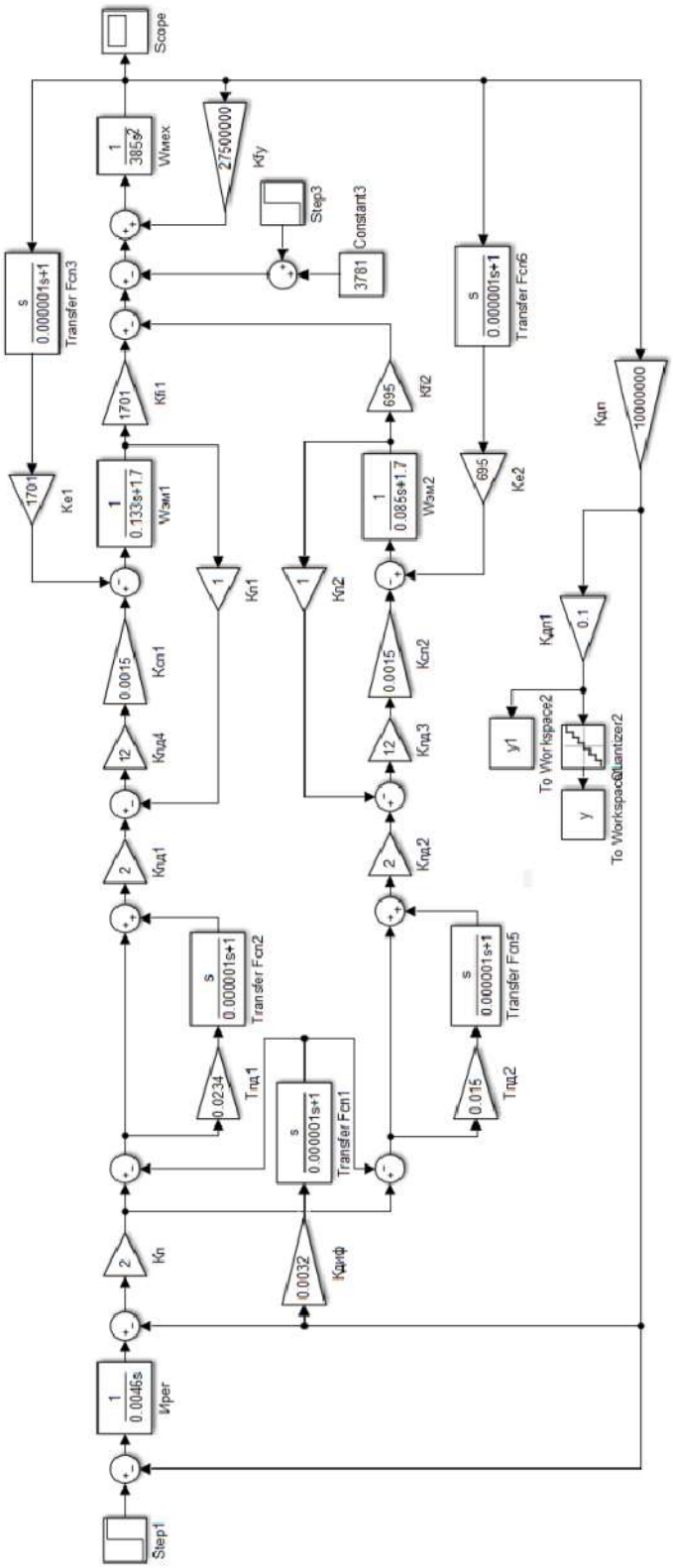


Рис. 2. Расчетная модель шестиконтурной системы управления радиальным электромагнитным подшипником нагнетателя ГПА

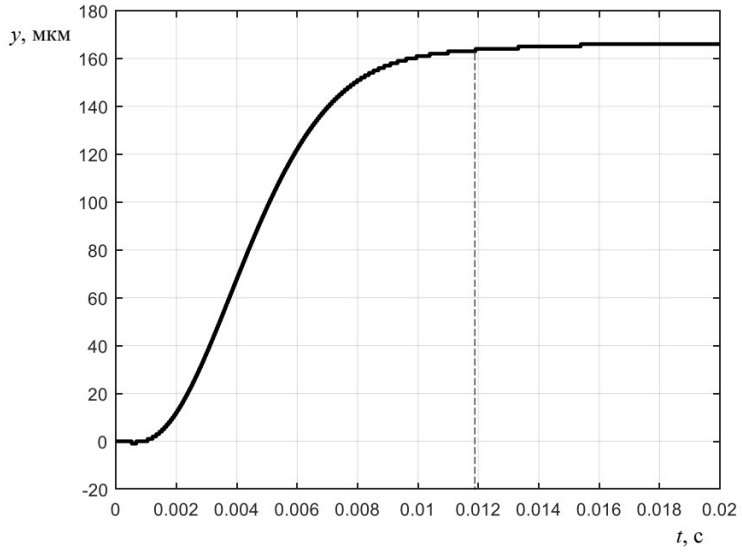


Рис. 3. Переходный процесс по управляющему воздействию в шестиконтурной системе управления радиальным электромагнитным подшипником

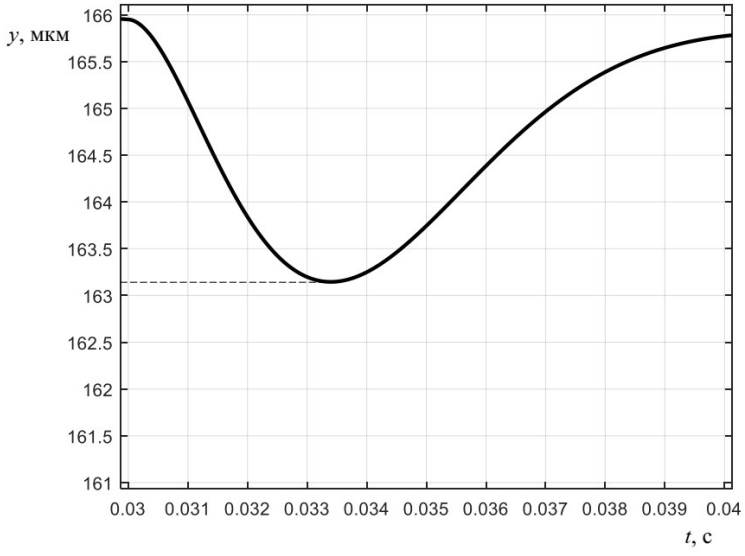


Рис. 4. Переходный процесс по возмущающему воздействию в шестиконтурной системе управления радиальным электромагнитным подшипником

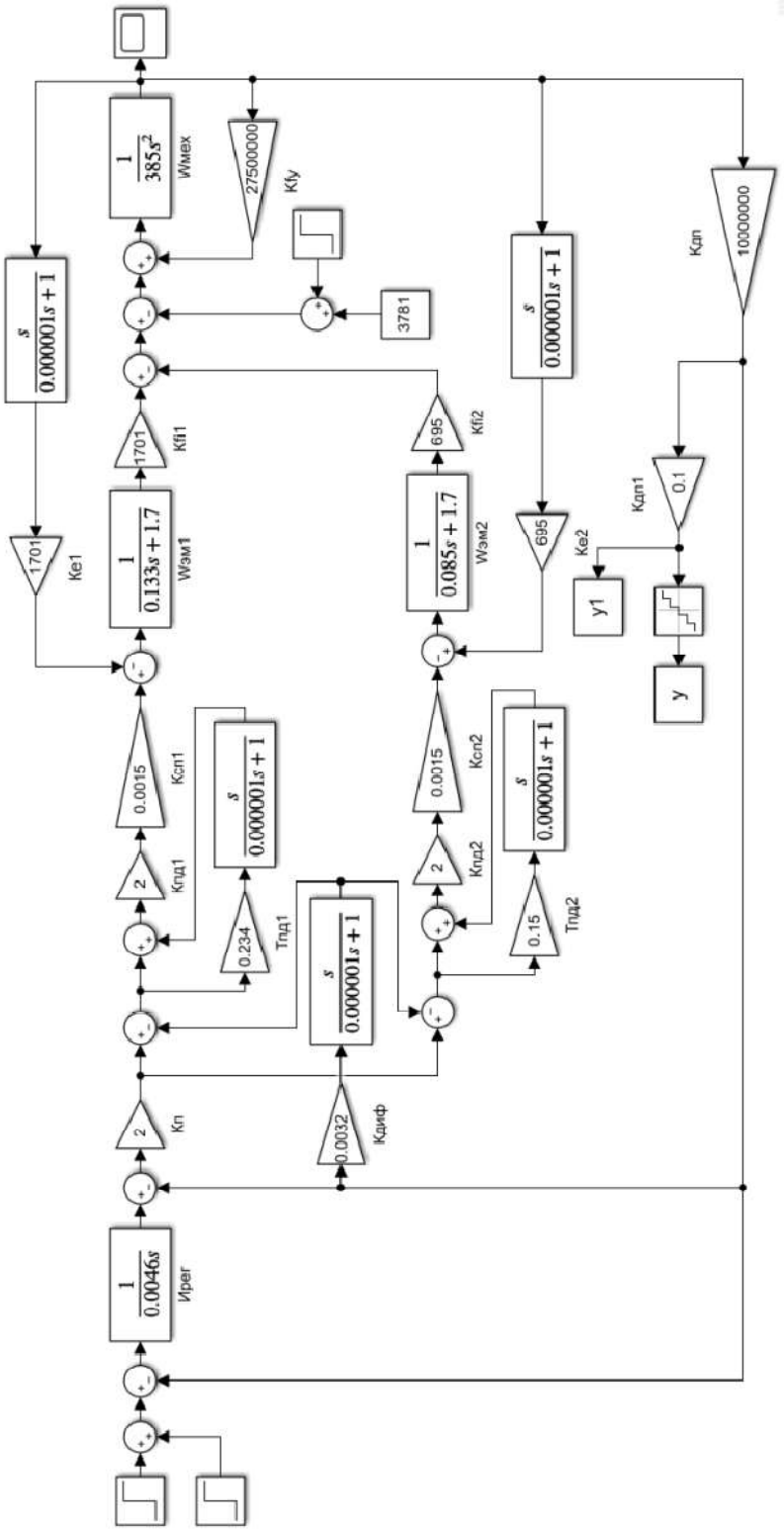


Рис. 5. Расчетная модель четырехконтурной системы управления радиальным электромагнитным подшипником нагнетателя ГПА

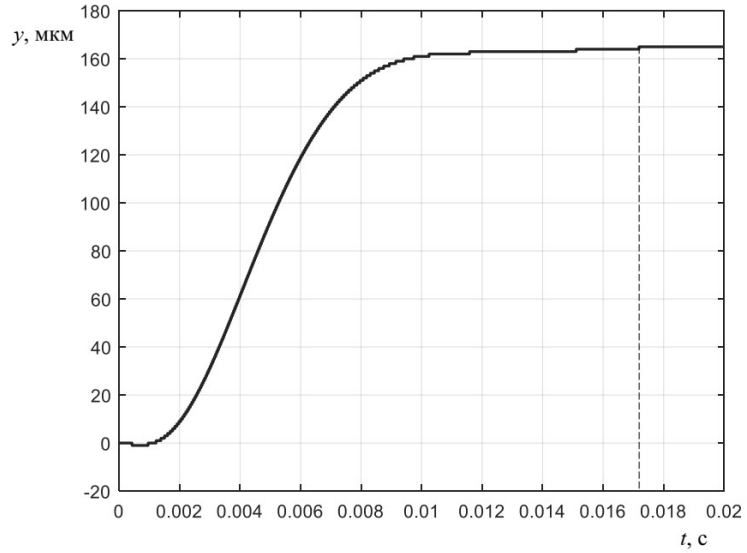


Рис. 6. Переходный процесс по управляющему воздействию в четырехконтурной системе управления радиальным электромагнитным подшипником

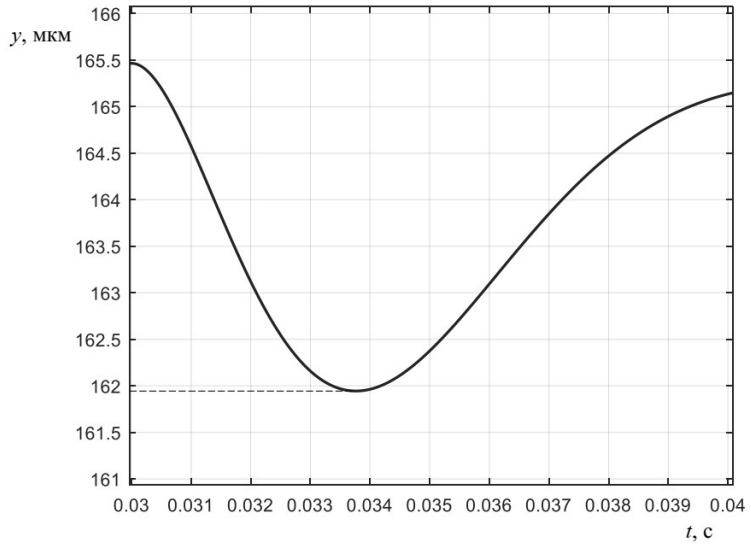


Рис. 7. Переходный процесс по возмущающему воздействию в четырехконтурной системе управления радиальным электромагнитным подшипником

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сарычев А. П., Руковицын И. Г. Математическая модель ротора для анализа управления магнитными подшипниками // Труды НПП ВНИИЭМ. – М.: 2008. – т. 107. – С. 11 – 15.

2. Крылов Г.А., Агеева Ю.А., Стариков А.В. Достижимые динамические свойства радиального электромагнитного подшипника нагнетателя газоперекачивающего агрегата / Ашировские чтения: Сб. трудов Всероссийской научно-практической конференции. Том 2. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2025. – С. 586 – 591.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

А.А. Жуков, М.А. Юдко

Научный руководитель: доцент, кандидат технических наук Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, alexej.zhuk1996@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы применения роботизированных комплексов для внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Анализируются существующие методы неразрушающего контроля, их достоинства и недостатки применительно к условиям эксплуатации трубопроводного транспорта углеводородов. Приводятся характеристики отечественных разработок в области внутритрубной робототехники и оцениваются их преимущества при внедрении на объектах нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: внутритрубная диагностика, роботизированные комплексы, магистральные нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, неразрушающий контроль, промышленная безопасность.

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов является одной из приоритетных задач трубопроводного транспорта Российской Федерации. Общая протяженность магистральных трубопроводов в стране превышает 250 тыс. км, при этом в соответствии с периодичностью проведения диагностических работ в среднем 10 % трубопроводов должны быть обследованы ежегодно, однако в реальности обследуется лишь 3 %. Данный разрыв создает значительные риски для безаварийной эксплуатации и требует внедрения новых технологических решений.

Внутритрубная диагностика является наиболее информативным методом оценки технического состояния линейной части трубопроводов. Согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности [1] напорные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы диаметром 159 мм и выше должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной приборной диагностике. Сроки и порядок проведения диагностических работ в период эксплуатации трубопровода, а также требования к их результатам, регламентируют федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору [2] и межгосударственным стандартом по техническому диагностированию [3]: внутритрубная диагностика трубопроводов находящиеся в эксплуатации методами WM, CD, профилеметрия в

сроки, определенные заключением по оценке технического состояния трубопровода, но не менее одного раза в 6 лет.

Традиционные методы внутритрубной диагностики, основанные на использовании внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) — профилемеров, ультразвуковых и магнитных дефектоскопов разработки АО «Транснефть — Диаскан», обеспечивают высокую точность выявления дефектов, однако сопряжены с необходимостью постоянной перекачки продукта по трубопроводу во время пропуска прибора (так как прибор приводится в движение потоком перекачиваемого продукта), а так же с необходимостью проведения значительных земляных работ и монтажных по врезке камер пуска-приема средств очистки и диагностики при первичной, предпусковой диагностики. Из-за невозможности выполнения пуска и приема приборов на технологических трубопроводах (внутриплощадочных), оценка технического состояния трубопровода осуществляется только наружной диагностикой, что сопровождается большим объемом подготовительных, земляных работ. Стоимость услуг традиционной диагностики составляет 1-1,5 млн руб./км, что существенно ограничивает масштабы ежегодного обследования.

Альтернативным подходом является применение роботизированных диагностических комплексов, способных осуществлять автономное обследование трубопроводов без их демонтажа и без проведения масштабных земляных работ. Мировой рынок внутритрубной диагностики на 2025 год оценивается в 3,2 млрд долларов США со среднегодовым темпом роста 15,6 % до 2037 года, что подтверждает глобальный тренд на роботизацию диагностических процессов.

В Российской Федерации активно развиваются отечественные решения в области внутритрубной робототехники. Компания Tubot (Группа «РОСНАНО») разработала взрывозащищенного робота-краулера для внутритрубной диагностики труб диаметром от 180 до 320 мм. Роботизированные системы Tubot способны проводить очистку, диагностику, телеметрию и видеосъемку труб в реальном времени, а также наносить защитные покрытия на внутренние стенки. Разработчиками разрешено применение роботов в нефтегазовой, атомной и химической отраслях. Уникальность разработки заключается в возможности работы в условиях взрывоопасных сред — робот может использоваться при наличии в трубе газовых смесей и нефтепродуктов без риска возгораний и взрывов.

Компания «Диаконт» является разработчиком телеуправляемых диагностических комплексов ТДК и роботизированных комплексов для внутритрубной диагностики собственной разработки, удостоенных премий Правительства России и ПАО «Газпром». ООО «Октанта» производит комплексы внутритрубной диагностики HEATSCAN для выявления коррозионного и эрозионного износа, а также сквозных дефектов трубопроводов.

Особого внимания заслуживает модульный робот-конструктор для нефтепроводов, прошедший испытания, в том числе на севере России и в Башкортостане, которые доказали высокую тяговую силу робота и его способность справляться с самыми сложными загрязнениями. Применение модульной архитектуры позволяет адаптировать робота к различным диаметрам обследуемых трубопроводов и условиям эксплуатации.

Точность распознавания дефектов роботизированными комплексами достигает 95 %. Выявляемые типы дефектов включают потерю металла, изменение толщины стенок, геометрические параметры (профиль, овальность, сужения, углы поворота), дефекты сварных швов, нарушения сплошности металла, вмятины, гофры, смещение кромок, а также расслоения, неметаллические включения, неоднородности, трещины и трещиноподобные коррозионно-механические дефекты [4].

Перспективы развития метода связаны с интеграцией систем искусственного интеллекта для прогнозирования дефектов и созданием комплексных цифровых платформ мониторинга трубопроводов, объединяющих роботизированную диагностику. Минэнерго и Ростехнадзор ведут работу над легализацией результатов диагностики труб роботами, что создаст нормативную основу для широкого внедрения роботизированных технологий в практику эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. По расчетам специалистов, внедрение роботизированных систем позволит ресурсоснабжающим организациям снизить аварийность до50 % и оптимизировать расходы на обслуживание и ремонт.

Таким образом, применение роботизированных комплексов для внутритрубной диагностики представляет собой перспективное направление развития системы технического диагностирования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Существующие отечественные разработки обеспечивают высокую точность выявления дефектов при существенно более низких затратах по сравнению с традиционными методами. Дальнейшее развитие нормативной базы и внедрение роботизированных технологий позволят повысить надежность и безопасность трубопроводного транспорта углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. 2020.
2. Приказ Ростехнадзора от 12.02.2025 N 40 «Об утверждении руководства по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и их составных частей». Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. 2025.
3. ГОСТ 34181-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения». ООО «НИИ ТНН». 2017
4. Группа «РОСНАНО». Роботизированные системы Tubot для диагностики и мониторинга трубопроводов. 2025–2026.

ТЕХНОЛОГИИ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

УДК 620.193

АНАЛИЗ АНТИКОРРОЗИОННЫХ СВОЙСТВ КВАЗИКРИСТАЛЛОВ AL-CU-FE

К.В. Парфенов, И.Д. Ибатуллин, С.Н. Парфенова, Н.Д. Сычев*, А.А. Березин*

Научный руководитель – Кац Н.Г., к.т.н., доцент

Самарский государственный технический университет;
г. Самара, Россия
email: kparfenovv@mail.ru

В обзоре обобщены экспериментальные исследования способности квазикристаллических материалов системы Al-Cu-Fe снижать скорость коррозии металла. Материал рассмотрен в четырёх формах: компактные сплавы, покрытия, спечённые материалы и дисперсные порошки, вводимые в коррозионную среду. Для каждой формы сопоставлены условия испытаний и количественные показатели, результаты разных авторов приведены к глубинному показателю скорости коррозии. Показано, что защитная способность определяется фазовым составом, а не квазикристаллическим строением. В 0,6 М растворе NaCl однофазная икосаэдрическая фаза растворяется в 20-30 раз медленнее углеродистой стали, а около 16% об. фазы λ-$Al_{13}Fe_4$ сводят это преимущество на нет. Рассмотрены результаты испытаний порошкового протектора на основе квазикристаллов Al-Cu-Fe в концентрированных хлоридных растворах и пластовых водах. Степень защиты сталей насосно-компрессорных труб достигает 81-99 %, а в смеси с цинком компоненты взаимно усиливают действие друг друга. Обсуждается принцип защитного действия порошка.

Ключевые слова: квазикристаллы, система Al-Cu-Fe, икосаэдрическая фаза, защита от коррозии, протекторная защита, порошковый защитный материал, покрытия, насосно-компрессорные трубы, степень защиты.

Потери от коррозии металлов в мире оцениваются в несколько процентов ВВП, и заметная их доля связана с нефтегазодобычей [1]. Наиболее уязвимы насосно-компрессорные трубы (НКТ). Высокоминерализованная пластовая вода с растворёнными в ней CO_2 и H_2S вызывает и общее утончение стенки, и язвенные поражения, из-за которых скважины часто останавливаются на ремонт [2]. Применяемые средства защиты - легированные трубы, покрытия, ингибиторы и протекторы - имеют свои ограничения. Легированные трубы дороги, покрытия уязвимы при повреждении, ингибиторы требуют непрерывной подачи и большого расхода, а зона действия протектора мала и не всегда зависит от состава попутной воды [3]. Поэтому продолжается поиск материалов, сочетающих коррозионную стойкость с износостойкостью и простотой применения.

Квазикристаллы - твёрдые тела с дальним порядком без трансляционной периодичности, допускающим, в частности, оси симметрии пятого порядка. Такая структура впервые найдена в быстрозакалённом сплаве Al-Mn [4], а вскоре - в системе Al-Cu-Fe, где икосаэдрическая фаза оказалась термодинамически устойчивой и

получается обычной плавкой [5]. Доступность компонентов, высокая твёрдость, низкие трение и поверхностная энергия сделали составы Al-Cu-Fe наиболее перспективными для практики [6, 7]. Коррозионную стойкость также часто называют их достоинством, однако опубликованные данные противоречивы, получены в несопоставимых условиях и почти не относятся к средам нефтегазового промысла.

Актуальность темы подтверждается историей её изучения. Коррозионное поведение сплавов Al-Cu-Fe систематически исследуется с 1990-х гг. Ранние работы показали, что квазикристаллическое строение само по себе не даёт преимуществ перед кристаллическими фазами близкого состава, а стойкость определяется элементным составом, прежде всего содержанием меди [8-10]. Позднее исследовались многофазные сплавы [11], роль хрома в пассивации [12, 13], быстрозакалённые и наноструктурные материалы [14, 15], легирование [16] и газотермические покрытия [17-21]. Прямое сравнение однофазной икосаэдрической фазы с углеродистой сталью выполнено в [22]. Для защиты НКТ предложено вводить такой порошок непосредственно в коррозионную среду [23-25].

Систематизация рассмотренных экспериментальных работ [8-29] по форме материала и среде испытаний приведена в таблице 1. Большинство результатов получено в нейтральных хлоридных растворах невысокой концентрации, а спечённые материалы и защита стали порошком представлены единичными работами.

Таблица 1 - Распределение экспериментальных работ по форме материала и среде испытаний.

Форма материала	Среды испытаний	Число работ
Компактные сплавы и плёнки	NaCl 3,5–5 % и 0,6–3 М, соляной туман, Na_2SO_4, кислоты pH 0–5, щёлочи pH 9–13	8
Порошки и ленты	Растворы pH 3–11 при 27 и 60 °C, вода, растворы NaOH	4
Покрытия	NaCl 3–3,5 %, нейтральные и кислые растворы	5
Спечённые материалы	1 М H_2SO_4, 1 М NaOH	2
Порошковые протекторы в среде	NaCl 30 и 200 г/л с перемешиванием, пластовые воды	3

Научная значимость обзора определяется тремя обстоятельствами. Во-первых, в литературе одновременно утверждается, что квазикристаллическое строение не повышает коррозионную стойкость [10, 11] и что икосаэдрическая фаза тормозит коррозию [22], и эти позиции требуют согласования. Во-вторых, количественные результаты разных групп получены в разных средах и единицах и ранее не сопоставлялись. В-третьих, защита стали порошком, введённым в среду, является новым способом, который необходимо рассмотреть в контексте известных данных об электрохимии фаз Al-Cu-Fe.

Исходя из этого, цель настоящей работы - обобщение и анализ экспериментальных данных о защитных антикоррозионных свойствах квазикристаллических материалов Al-Cu-Fe для обоснования их применения при

защите нефтегазового оборудования, в первую очередь НКТ. Для её достижения необходимо классифицировать экспериментальные работы, обобщить электрохимические характеристики фаз системы и установить влияние фазового состава, pH, состава среды, скорости кристаллизации и легирования. Кроме того, требуется привести данные разных авторов к единой шкале с учётом агрессивности сред, проанализировать результаты испытаний порошкового протектора и описать возможный принцип его действия. Критерием принята не собственная скорость коррозии квазикристаллического материала, а его способность уменьшать коррозию защищаемого металла.

Теоретической основой сопоставления служат стандартные показатели защитного действия. При гравиметрических испытаниях массовый показатель скорости коррозии вычисляют по формуле

$$K = \Delta m / (S \cdot \tau), \quad (1)$$

где Δm - потеря массы образца, г, S - площадь поверхности, м^2, τ - продолжительность испытания, ч. Защитное действие оценивают степенью защиты Z и коэффициентом торможения γ:

$$Z = (K_0 - K_1) / K_0 \cdot 100\ \%, \quad \gamma = K_0 / K_1, \quad (2)$$

где K_0 и K_1 - скорость коррозии без защиты и с защитой. Как относительные величины, Z и γ позволяют сравнивать результаты, полученные в средах разной агрессивности. Для сопоставления с электрохимическими данными массовый показатель переводят в глубинный:

$$П = 8{,}76 \cdot K / \rho, \quad (3)$$

где П - глубинный показатель, мм/год, ρ - плотность металла, г/см^3. Плотность тока коррозии пересчитывают в глубинный показатель по закону Фарадея:

$$П = 3{,}27 \cdot 10^{-3} \cdot i_{кор} \cdot Э / \rho, \quad (4)$$

где $i_{кор}$ - плотность тока коррозии, мкА/см^2, Э - электрохимический эквивалент, г/экв. Для железа 1 мкА/см^2 соответствует 0,0116 мм/год, для сплава $Al_{65}Cu_{23}Fe_{12}$ (Э ≈ 14,7 г/экв, ρ ≈ 4,5 г/см^3) - около 0,0107 мм/год. Взаимное влияние компонентов защитного состава оценивают коэффициентом синергизма

$$S = (1 - Z_1) \cdot (1 - Z_2) / (1 - Z_{12}), \quad (5)$$

где Z_1, Z_2 - степени защиты отдельных компонентов, Z_{12} - смеси (в долях единицы). Значение S > 1 означает взаимное усиление, S < 1 - ослабление. Температурную зависимость скорости коррозии описывают уравнением Аррениуса, по которому из данных для двух температур находят эффективную энергию активации:

$$K = A \cdot exp(-E_a / RT), \quad E_a = R \cdot ln(K_2 / K_1) / (1/T_1 - 1/T_2). \quad (6)$$

Защитная способность материала зависит от его фазового состава. Икосаэдрическая ψ(i)-фаза устойчива в узкой области составов вблизи $Al_{62\text{-}65}Cu_{20\text{-}25}Fe_{12\text{-}15}$ [30]. Она образуется по перитектической реакции, которая при литье не завершается, поэтому доля i-фазы в слитках обычно составляет 40-64 об.% [6, 15, 16], а технические порошки содержат примеси других интерметаллидов.

Электрохимические характеристики фаз по данным [11, 22, 31] приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Фазы системы Al-Cu-Fe и их электрохимические характеристики.

Фаза	Состав, структура	$E_{кор}$, В	Электрохимическое поведение в хлоридной среде
ψ (i)	$Al_{62–70}Cu_{20–27}Fe_{10–12}$, икосаэдрическая	−0,75 (х.с.э.)	Пассивируется в нейтральных и щелочных средах, в кислых растворяется селективно
λ	$Al_{13}Fe_4$, моноклинная	−1,11 (х.с.э.)	Наиболее отрицательный потенциал, в контакте с другими фазами растворяется анодно
β	AlFe(Cu), типа CsCl	−0,63 (х.с.э.)	Наиболее положительный потенциал, оксидная плёнка пористая
ω, θ	Al_7Cu_2Fe, Al_2Cu	−0,65…−0,70 (н.к.э.)	Медьсодержащие фазы, активные катоды
Углеродистая сталь	–	−0,88 (х.с.э.)	Для сравнения

Примечание. х.с.э. - хлоридсеребряный, н.к.э. - насыщенный каломельный электрод, 0,6 М NaCl. Потенциал Al в тех же условиях -0,849 В (н.к.э.).

Икосаэдрическая фаза примерно на 0,13 В положительнее углеродистой стали, поэтому сплошное квазикристаллическое покрытие защищает сталь как барьер. Фаза λ-$Al_{13}Fe_4$, напротив, на 0,23 В отрицательнее стали и по отношению к ней может работать как протектор. Характер пары зависит и от подложки: относительно нержавеющей стали потенциал покрытий Al-Cu-Fe отрицательнее [17].

Отсюда следуют два пути защиты металла. При барьерной защите покрытие или компактный материал изолирует сталь от среды, и эффект сохраняется, пока барьер устойчив. Устойчивость обеспечивает оксидная плёнка на основе Al_2O_3, формирующаяся на i-фазе в нейтральных и слабощелочных средах [11]. Срок службы барьера ограничивает преимущественный переход алюминия и железа в раствор с обогащением поверхности медью. Медь частично растворяется и вновь осаждается на участках, богатых алюминием, а пористый медный слой ускоряет катодную реакцию [9, 10, 12, 13].

Если же материал находится в среде в виде частиц, те же процессы становятся источником протекторной и пассивирующей защиты. Мелкодисперсный порошок Al-Cu-Fe реагирует с водой с образованием $Al(OH)_3$, AlOOH и оксидов меди [27], а в щелочных растворах алюминий избирательно извлекается из сплава [28, 29].

Порошок, введённый в среду, не изолирует сталь подобно покрытию, а взаимодействует с ней и со средой. Сопоставление результатов [23-25] с литературными данными позволяет предположить три составляющие его защитного действия. Протекторная составляющая связана с тем, что частицы, содержащие алюминий и примесную λ-фазу с потенциалом отрицательнее стали, образуют с ней гальванические пары, в которых сталь является катодом. При концентрации 2 г/л суммарная поверхность частиц на один-два порядка превышает площадь стального образца. Пассивирующая составляющая обусловлена гидролизом ионов Al^{3+} у катодных участков стали, где среда подщелачивается. Образующиеся продукты вместе с оксидами железа и меди формируют плёнку, затрудняющую катодную

реакцию. Барьерная составляющая создаётся частицами, которые оседают на поверхность металла и ограничивают доступ растворённого кислорода, определяющего скорость коррозии стали в нейтральных хлоридных средах. Соотношение этих составляющих экспериментально пока не установлено.

Перейдём к экспериментальным результатам. Данные о защитных свойствах компактных сплавов [8, 10, 11, 14-16, 22] обобщены в таблице 3.

Таблица 3 - Экспериментальные данные о защитных свойствах компактных сплавов Al-Cu-Fe.

Материал	Среда, условия	Основной результат
Однофазные i, β, λ, многофазные, углеродистая сталь	0,614 M NaCl, 25 °C, 112 ч	$i_{кор}$: i 0,42, β+i 1,2, λ 4,0, сталь 13,5 мкА/см^2
Al–Cu–Fe(–Si): слиток и литая пластина	3,5 % NaCl, 25 °C	Ток коррозии пластин в 2,6–6,5 раза ниже, чем слитков
Литой $Al_{60}Cu_{28}Fe_{12}$ (56 % i), наноплёнка	5 % NaCl, 20 °C, до 8 сут	$i_{кор}$ 200 и 20 мкА/см^2, питтинг у литого сплава
$Al_{63}Cu_{25}Fe_{12}$ + Si, B	Кислоты pH 1, 3 M NaCl, Na_2SO_4	4 % Si снижают потери в кислотах в 4,7–5,2 раза
Сплавы ψ+β+λ+θ	3,5 % NaCl, pH 3–9	Ток падает на 2 порядка при pH 3 → 5, склонность к питтингу
i-фаза, AlFe, β, Cr-сплав	Соляной туман, pH 0–13	На i-фазе слой продуктов 16 мкм, на AlFe – оксид 0,2 мкм, Cr-сплав пассивируется при pH 2

Определяющим фактором является фазовый состав. В ряду i - β+i - λ+β+i скорость коррозии растёт от 0,17 до 0,39 и 3,36 mpy [22]. Около 16 об.% λ-фазы увеличивают её в 20 раз, почти до уровня стали (3,85 mpy), а наибольшее разрушение вызывает пара λ-β с разностью потенциалов около 0,48 В. Кремний, уменьшая долю λ-фазы с 32 до 15 об.%, снижает потери массы в 4,7-5,2 раза [16].

Существенно влияет водородный показатель среды. Защитная способность максимальна при pH 5-9, снижение pH с 5 до 3 увеличивает ток коррозии на два порядка [11], столько же добавляет повышение pH с 7 до 13 [10]. Для нефтегазового оборудования это означает риск при кислотных обработках скважин. В растворах NaCl разрушение сильнее, чем в сульфатных той же концентрации [11, 16], и лишь в одной работе использован раствор NaCl 3 M, близкий по минерализации к пластовым водам [16].

Защитную способность повышают также быстрая кристаллизация и легирование. Литьё в медную форму снижает ток коррозии в 2,6-6,5 раза [14], наноструктурная ионно-плазменная плёнка - в 10 раз по сравнению с литым сплавом [15]. Хром обеспечивает пассивацию в кислых средах [8], кремний и бор уменьшают потери в кислотах в 2-5 раз [16]. Кажущееся противоречие между выводами о роли квазикристаллической структуры [10, 11, 22] объясняется составом. Икосаэдрическая фаза содержит промежуточное количество меди, поэтому она благороднее λ-фазы и образует менее пористый оксид, чем богатая медью β-фаза, но уступает безмедным алюминидам и хромсодержащим сплавам.

Для сопоставления количественных данных разных авторов результаты [14, 15, 19, 22-24] пересчитаны по формулам (3) и (4) в глубинный показатель (таблица 4). Для

каждой среды приведена скорость коррозии незащищённой стали, характеризующая её агрессивность.

Таблица 4 - Скорость коррозии квазикристаллических материалов и незащищённой стали в различных средах.

Материал	Среда	П, мм/год
Однофазная i-фаза / λ-фаза	0,6 M NaCl, 25 °C, без перемешивания	0,0045 / 0,043
Углеродистая сталь	то же	0,16
Литые пластины Al–Cu–Fe(–Si)	3,5 % NaCl, 25 °C	0,017–0,15
HVAF-покрытие AlCuFeSc на стали / сталь AISI 1015	3,5 % NaCl	0,20 / 0,55
Наноплёнка / литой сплав $Al_{60}Cu_{28}Fe_{12}$	5 % NaCl, 20 °C	0,21 / 2,1
Стали 45 и 17ГС	NaCl 30 г/л, перемешивание, 26 °C	0,39–0,50
Сталь 17ГС (фрагменты НКТ)	NaCl 200 г/л, перемешивание	0,37–0,95

Результаты разных авторов для материалов одной системы различаются более чем на два порядка. Это отражает не только фазовый состав, но и различия методик: концентрацию электролита, подготовку поверхности, скорость развёртки потенциала. Поэтому надёжны результаты внутри одного исследования и относительные показатели Z и γ.

Среды существенно различаются и по агрессивности. Большинство данных получено в неподвижных растворах NaCl 3,5-5%, где незащищённая сталь корродирует со скоростью 0,16-0,55 мм/год. Порошковый протектор испытан в растворе NaCl 200 г/л, в 5-6 раз более концентрированном, при перемешивании до 300 об/мин [23], а также в пластовых водах [25], и скорость коррозии незащищённой стали здесь достигает 0,95 мм/год. По относительным показателям порошковый протектор превосходит другие формы материала. Однофазная i-фаза корродирует в 32 раза медленнее стали [22], HVAF-покрытие снижает ток коррозии стали в 2,5 раза [19], а порошок в более жёстких условиях обеспечил Z = 81-99 % (γ = 5-100) [23].

Покрытия на углеродистой стали действуют как барьер, и их эффект определяется сплошностью. Высокоскоростное газопламенное напыление (HVOF, HVAF) обеспечивает пористость 5-6 %. Такое покрытие толщиной 100-225 мкм выдержало 10 сут в 3 %-м растворе NaCl без повреждений [18], однофазное покрытие AlCuFeSc снизило ток коррозии стали в 2,5 раза [19], а оптимизация давления кислорода при HVOF-напылении уменьшила пористость с 8,6-11 до 5,4 % [21]. Коррозия развивается по порам и границам частиц. Хромсодержащие покрытия стойче в хлоридах [17], покрытия защищают также алюминиевые сплавы [20]. Защитные свойства спечённых материалов изучены лишь для хромсодержащих аппроксимантов. Безмедный сплав Al-Cr-Fe оставался стойким в 1 M H2SO4 и 1 M NaOH до 273 сут, а медьсодержащий пассивировался только при поляризации [12, 13].

Принципиально иной способ применения - порошковый протектор. В работах [23-25] порошок Al-Cu-Fe вводили непосредственно в коррозионную среду, подобно ингибитору, а испытания проводили гравиметрическим методом при перемешивании среды. В растворе NaCl 200 г/л на фрагментах НКТ из стали 17ГС степень защиты составила 81-99 % при концентрации порошка 20 г/л и 95-99 % при 2 г/л [23], то есть десятикратное увеличение концентрации не повышает эффект. Эффективность порции порошка сначала растёт, а затем снижается по мере расходования, что требует периодического дозирования.

В растворе NaCl 30 г/л на сталях 45 и 17ГС степень защиты порошком составила 67 и 58 %, а в смеси с цинком - 85 и 93 % [24]. Коэффициент синергизма по формуле (5) для смеси с цинком равен 1,6-1,8, для смеси с магнием - 0,5-0,6, с алюминием - 0,15-0,30. Вероятная причина ослабления в последнем случае в том, что алюминий отрицательнее медьсодержащих фаз квазикристалла [31]. Частицы квазикристалла становятся катодами для частиц алюминия и ускоряют их растворение.

В пластовых водах скважин Самарской области на образцах из эксплуатировавшихся НКТ при размере частиц 40 мкм степень защиты достигла 96-100 % независимо от температуры и марки стали. Частицы 5 и 25 мкм дали 54-67 %, смесь частиц 25 мкм с магнием - 80-95 % [25]. Большая эффективность крупных частиц при меньшей суммарной поверхности указывает на значение устойчивого слоя осевших частиц и длительности их действия, поскольку мелкие частицы расходуются быстрее [27].

Практическая значимость рассмотренных результатов состоит в следующем. Для защиты внутренней поверхности НКТ, трубопроводов и днищ резервуаров в высокоминерализованных водах перспективен порошковый протектор на основе квазикристаллов Al-Cu-Fe, вводимый в среду [24]. По имеющимся данным целесообразны частицы около 40 мкм, концентрация порядка 2 г/л, периодическое дозирование, а в хлоридных растворах - смесь с цинком. При применении следует учитывать твёрдость порошка и контролировать выделение водорода. Для деталей, подверженных одновременно износу и коррозии (плунжеры насосов, уплотнительные поверхности арматуры, штоки), целесообразны плотные однофазные HVOF/HVAF-покрытия. Для порошков, предназначенных для защиты от коррозии, необходим входной контроль фазового состава и гранулометрии. Испытания в пластовых водах [25] и полученный патент [24] создают основу для опытно-промысловых испытаний.

На основании проведённого анализа можно сделать следующие выводы.

1. Защитные свойства квазикристаллических материалов Al-Cu-Fe определяются фазовым составом и содержанием меди, а не квазикристаллическим строением как таковым. Однофазная i-фаза в 0,6 М NaCl корродирует в 20-30 раз медленнее углеродистой стали, а около 16 об.% λ-фазы увеличивают скорость коррозии в 20 раз.

2. В форме покрытия квазикристалл защищает углеродистую сталь как барьер. Устойчивость барьера обеспечивает оксидная плёнка на i-фазе при pH 5-9, а нарушают её избирательное растворение алюминия и повторное осаждение меди. Защитная способность повышается при быстрой кристаллизации, наноструктурировании и легировании хромом, кремнием и бором, лучшие HVOF/HVAF-покрытия снижают ток коррозии стали в 2,5 раза.

3. Абсолютные значения скорости коррозии у разных авторов различаются более чем на два порядка из-за различий методик и агрессивности сред. Сопоставлять следует относительные показатели Z и γ с учётом скорости коррозии незащищённой стали в каждой среде.

4. Порошковый протектор на основе квазикристаллов Al-Cu-Fe в условиях более жёстких, чем в большинстве опубликованных работ (NaCl 200 г/л с перемешиванием, пластовые воды), обеспечил степень защиты 81-99 %, а при частицах 40 мкм в пластовых водах - 96-100 %. По относительным показателям это превосходит эффект квазикристаллических покрытий. В смеси с цинком компоненты усиливают действие друг друга (S = 1,6-1,8).

5. Вероятный принцип защитного действия порошка сочетает протекторное растворение алюминийсодержащих частиц, образование пассивирующих продуктов и барьерный слой осевших частиц на поверхности стали.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фот К. С., Маркин А. Н. Концепция высокой доступности ингибирования: миф или реальность? // Нефтегазовое дело. - 2025. - Т. 23, № 2. - С. 179-190. - DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-179-190.
2. Вторенко Е. А., Валекжанин И. В., Латыпов О. А., Хакимов А. М. Определение скорости локальной коррозии насосно-компрессорных труб как необходимый элемент коррозионного мониторинга // Экспозиция Нефть Газ. - 2024. - № 4 (105). - С. 40-44. - DOI 10.24412/2076-6785-2024-4-40-44.
3. Кац Н.Г., Ибатуллин И.Д., Парфенова С.Н. Эффективность применения протекторных сплавов для вертикальных стальных резервуаров // Нефтегазовое дело. - 2023. - Т. 21, № 5. - С. 192-197. - DOI 10.17122/ngdelo-2023-5-192-197.
4. Shechtman D., Blech I., Gratias D., Cahn J. W. Metallic phase with long-range orientational order and no translational symmetry // Physical Review Letters. - 1984. - Vol. 53, No. 20. - P. 1951-1953.
5. Tsai A. P., Inoue A., Masumoto T. A stable quasicrystal in Al-Cu-Fe system // Japanese Journal of Applied Physics. - 1987. - Vol. 26, No. 9. - P. L1505-L1507.
6. Huttunen-Saarivirta E. Microstructure, fabrication and properties of quasicrystalline Al-Cu-Fe alloys: a review // Journal of Alloys and Compounds. - 2004. - Vol. 363, No. 1-2. - P. 150-174.
7. Dubois J.-M. Properties- and applications of quasicrystals and complex metallic alloys // Chemical Society Reviews. - 2012. - Vol. 41, No. 20. - P. 6760-6777. - DOI 10.1039/c2cs35110b.
8. Massiani Y., Ait Yaazza S., Crousier J. P., Dubois J. M. Electrochemical behaviour of quasicrystalline alloys in corrosive solutions // Journal of Non-Crystalline Solids. - 1993. - Vol. 159. - P. 92-100.
9. Rüdiger A., Köster U. Corrosion of Al-Cu-Fe quasicrystals and related crystalline phases // Journal of Non-Crystalline Solids. - 1999. - Vol. 250-252. - P. 898-902. - DOI 10.1016/S0022-3093(99)00201-X.
10. Rüdiger A., Köster U. Corrosion behavior of Al-Cu-Fe quasicrystals // Materials Science and Engineering: A. - 2000. - Vol. 294-296. - P. 890-893. - DOI 10.1016/S0921-5093(00)01037-6.
11. Huttunen-Saarivirta E., Tiainen T. Corrosion behaviour of Al-Cu-Fe alloys containing a quasicrystalline phase // Materials Chemistry and Physics. - 2004. - Vol. 85, No. 2-3. - P. 383-395. - DOI 10.1016/j.matchemphys.2004.01.025.
12. Ura-Binczyk E., Homazava N., Ulrich A. [et al.] Passivation of Al-Cr-Fe and Al-Cu-Fe-Cr complex metallic alloys in 1 M H_2SO_4 and 1 M NaOH solutions // Corrosion Science. - 2011. - Vol. 53. - P. 1825-1837. - DOI 10.1016/j.corsci.2011.01.061.
13. Ott N., Beni A., Ulrich A. [et al.] Flow microcapillary plasma mass spectrometry-based investigation of new Al-Cr-Fe complex metallic alloy passivation // Talanta. - 2014. - Vol. 120. - P. 230-238.
14. Babilas R., Bajorek A., Spilka M. [et al.] Structure and corrosion resistance of Al-Cu-Fe alloys // Progress in Natural Science: Materials International. - 2020. - Vol. 30. - P. 393-401. - DOI 10.1016/j.pnsc.2020.06.002.

15. Ryabtsev S. I., Polonskyi V. A., Sukhova O. V. Structure and corrosion of quasicrystalline cast alloys and Al-Cu-Fe film coatings // Materials Science. - 2020. - Vol. 56, No. 2. - P. 263-272. - DOI 10.1007/s11003-020-00428-8.
16. Sukhova O. V., Polons'kyi V. A., Ustinova K. V. Corrosion resistance of alloys of the Al-Cu-Fe-(Si, B) system in mineralized saline and acid solutions // Materials Science. - 2019. - Vol. 55, No. 2. - P. 291-298. - DOI 10.1007/s11003-019-00302-2.
17. Wolf W., Koga G. Y., Schulz R. [et al.] Wear and corrosion performance of Al-Cu-Fe-(Cr) quasicrystalline coatings produced by HVOF // Journal of Thermal Spray Technology. - 2020. - Vol. 29, No. 5. - P. 1195-1207. - DOI 10.1007/s11666-020-01053-2.
18. Tian H., Wang C., Li Z. [et al.] Structure-phase state and properties of Al-Cu-Fe quasi-crystalline HVAF coating produced from water-atomized powder // Металлофизика и новейшие технологии. - 2022. - Т. 44, № 11. - С. 1417-1432. - DOI 10.15407/mfint.44.11.1417.
19. Iefimov M. O., Mordyuk B. N., Chugunova S. I. [et al.] Structure-phase state, mechanical properties, and corrosion behavior of quasicrystalline AlCuFeSc coating // Journal of Materials Engineering and Performance. - 2023. - Vol. 32, No. 22. - P. 10371-10382. - DOI 10.1007/s11665-023-07844-2.
20. Wang C., Li Z., Iefimov M. O., Mordyuk B. N. Protection of AA2024 alloy against wear and corrosion by HVAF sprayed AlCuFe coating // Surface Engineering. - 2023. - Vol. 39, No. 5. - P. 532-540. - DOI 10.1080/02670844.2023.2242116.
21. Baltabayeva D., Kurbanbekov S., Coruh A. [et al.] Optimization of oxygen pressure in HVOF spraying for enhanced corrosion resistance and thermal stability of Al-Cu-Fe quasicrystalline coatings // Nanomaterials. - 2026. - Vol. 16, No. 13. - Art. 790. - DOI 10.3390/nano16130790.
22. Lee K., Chen E., Naugle D., Liang H. Corrosive behavior of multi-phased quasicrystal alloys // Journal of Alloys and Compounds. - 2021. - Vol. 851. - Art. 156862. - DOI 10.1016/j.jallcom.2020.156862.
23. Парфенов К. В. Повышение коррозионной стойкости НКТ порошковыми защитными материалами на основе квазикристаллов // Нефтегазовое дело. - 2025. - Т. 23, № 3. - С. 184-195. - DOI 10.17122/ngdelo-2025-3-184-195.
24. Патент № 2868300 C1 Российская Федерация, МПК C23F 13/00, C23F 11/00. Состав для протекторной защиты металлических конструкций от коррозии в агрессивной среде : № 2025121013 : заявл. 30.07.2025 : опубл. 18.08.2026 / К. В. Парфенов, И. Д. Ибатуллин, Н. Г. Кац [и др.] ; заявитель ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет».
25. Парфенов К. В. Исследование антикоррозионных свойств порошковых материалов на основе квазикристаллов системы Al-Cu-Fe для защиты НКТ // Актуальные проблемы недропользования : тезисы докладов XXI Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов, Санкт-Петербург, 6-10 апреля 2026 г. Т. 2. - СПб. : Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2026. - С. 149-150.
26. Torres A., Serna S., Patiño C., Rosas G. Corrosion behavior of ψ and β quasicrystalline Al-Cu-Fe alloy // Acta Metallurgica Sinica (English Letters). - 2015. - Vol. 28, No. 9. - P. 1117-1122. - DOI 10.1007/s40195-015-0302-0.

27. Patiño-Carachure C., López-Miranda J. L., de la Rosa F. [et al.] On the mechanical milling of the AlCuFe icosahedral phase with water // Materials Science Forum. - 2014. - Vol. 793. - P. 23-27.
28. Mishra S. S., Yadav T. P., Mukhopadhyay N. K., Srivastava O. N. Leaching of rapidly quenched $Al_{65}Cu_{20}Fe_{15}$ quasicrystalline ribbons // Bulletin of Materials Science. - 2017. - Vol. 40. - P. 1529-1533.
29. Lowe M., Yadav T. P., Fournée V. [et al.] Influence of leaching on surface composition, microstructure, and valence band of single grain icosahedral Al-Cu-Fe quasicrystal // Journal of Chemical Physics. - 2015. - Vol. 142. - Art. 094703.
30. Faudot F., Quivy A., Calvayrac Y. [et al.] About the Al-Cu-Fe icosahedral phase formation // Materials Science and Engineering: A. - 1991. - Vol. 133. - P. 383-387.
31. Birbilis N., Buchheit R. G. Electrochemical characteristics of intermetallic phases in aluminum alloys: an experimental survey and discussion // Journal of The Electrochemical Society. - 2005. - Vol. 152, No. 4. - P. B140-B151. - DOI 10.1149/1.1869984.

УДК 620.193

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФАЗОВОГО СОСТАВА НА КОРРОЗИЮ КВАЗИКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ СПЛАВОВ AL-CU-FE

К.В. Парфенов, И.Д. Ибатуллин, С.Н. Парфенова, Н.Д. Сычев*, А.А. Березин*

Научный руководитель – Кац Н.Г., к.т.н., доцент

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: kparfenovv@mail.ru

Рассмотрены механизмы коррозии квазикристаллических сплавов системы Al-Cu-Fe в кислых, нейтральных хлоридных и щелочных средах, а также при газовом окислении. Показано, что во всех водных средах разрушение развивается по общей схеме: алюминий и железо переходят в раствор, а медь накапливается на поверхности или осаждается на нее повторно, образуя пористый катодный слой. Проанализировано, чем определяется коррозионная стойкость икосаэдрической фазы - ее апериодической структурой или химическим составом. Выводы об отсутствии преимуществ квазикристаллического строения и о тормозящем действии икосаэдрической фазы получены при сравнении с разными группами фаз и поэтому не противоречат друг другу. Для водных сред определяющим является содержание меди и железа в фазе, для газового окисления при 600 °С вероятно влияние структуры на зарождение оксида. Сформулированы следствия для оценки качества покрытий и порошковых материалов, применяемых в нефтегазовом оборудовании.

Ключевые слова: буровые растворы, управление качеством, функция желательности, планирование эксперимента, комбинационные квадраты, ротатабельное планирование, интегральная оценка, ISO 9000, ГОСТ 15467.

Внутренние поверхности насосно-компрессорных труб и другого скважинного оборудования работают в высокоминерализованных водах, содержащих хлориды и растворенные кислые газы. Именно язвенная коррозия, а не равномерное утончение стенки, чаще всего определяет межремонтный период скважины [1]. Поэтому для защитных покрытий и материалов, применяемых в таких условиях, важно знать не только среднюю скорость коррозии, но и механизм разрушения, от которого зависит склонность к локальным поражениям.

Квазикристаллы - это твердые тела, атомы которых упорядочены на дальних расстояниях без периодического повторения элементарной ячейки, что допускает запрещенные для кристаллов оси симметрии пятого порядка [2, 3]. В системе Al-Cu-Fe икосаэдрическая фаза термодинамически устойчива и образуется при обычной плавке [4], а сочетание высокой твердости, низкого трения и доступности компонентов делает ее основным кандидатом для износостойких и защитных покрытий [5]. Вопрос о коррозионной стойкости этих материалов остается спорным: одни исследователи считают квазикристаллическое строение фактором стойкости, другие отрицают его влияние.

Актуальность анализа связана с тем, что за три десятилетия исследований накоплены данные о коррозии сплавов Al-Cu-Fe в широком диапазоне сред, но они разрознены и трактуются по-разному. Первые электрохимические исследования показали, что поведение икосаэдрической фазы близко к поведению кристаллических фаз сходного состава [6, 7]. Испытания в соляном тумане подтвердили этот вывод: продукты коррозии на квазикристалле и на кристаллической ω-фазе оказались сходными, тогда как алюминиды железа без меди почти не пострадали [8]. Детальное исследование многофазных сплавов в растворах с разным pH установило, что защитный оксид в нейтральной среде образуется только на икосаэдрической фазе, а железистая λ-фаза является очагом разрушения [9]. Спустя почти два десятилетия сравнение однофазных образцов в растворе NaCl привело к выводу, что икосаэдрическая фаза тормозит коррозию, а скорость коррозии многофазного сплава падает с ростом ее доли [10]. Работы по легированию кремнием и бором [11], быстрой закалке [12], наноструктурным пленкам [13] и хромсодержащим сплавам [14, 15] расширили представления о механизмах, но спор о роли структуры не разрешили.

Научная значимость работы состоит в том, что противоположные выводы разных групп впервые сопоставлены с учетом того, какие именно фазы сравнивались и в каких средах. Практическая сторона вопроса также существенна. Если стойкость определяется структурой, критерием качества покрытия должна служить доля икосаэдрической фазы. Если же решающим является состав, важнее отсутствие отдельных фаз и содержание меди. От ответа зависят требования к порошкам и технологии нанесения покрытий, а также трактовка результатов испытаний порошковых защитных материалов [16].

В связи с этим цель работы - систематизировать механизмы коррозии квазикристаллических сплавов Al-Cu-Fe в различных средах и на этой основе разрешить дискуссию о роли структуры и состава. Для этого необходимо рассмотреть термодинамические предпосылки поведения компонентов и фаз системы, обобщить

экспериментальные данные о процессах, продуктах коррозии и наиболее уязвимых фазах в средах с разным pH, проанализировать сравнения, на которых основаны противоположные позиции, и сформулировать практические следствия.

Теоретической основой анализа служат электрохимические свойства компонентов сплава. Стандартные электродные потенциалы алюминия, железа и меди составляют -1,66, -0,44 и +0,34 В соответственно [17], поэтому в сплаве окисляются прежде всего алюминий и железо:

$$Al \rightarrow Al^{3+} + 3e^{-}, \quad Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e^{-}. \qquad (1)$$

Сопряженной катодной реакцией в нейтральных растворах служит восстановление растворенного кислорода, а в кислых - выделение водорода:

$$O_2 + 2H_2O + 4e^{-} \rightarrow 4OH^{-}, \quad 2H^{+} + 2e^{-} \rightarrow H_2. \qquad (2)$$

Согласно тем же диаграммам, в отсутствие окислителей медь находится в области термодинамической устойчивости в широком диапазоне pH, а железо пассивируется лишь в щелочных растворах. Поэтому в интервале pH 4-9 из трех компонентов защитный оксид способен образовать только алюминий, а медь остается на поверхности металлической. При уходе алюминия и железа она накапливается на поверхности, но в хлоридных растворах частично растворяется с образованием комплексных ионов:

$$Cu + 2Cl^{-} \rightarrow CuCl_2^{-} + e^{-}. \qquad (3)$$

Перешедшая в раствор медь восстанавливается на участках, богатых алюминием, по реакции контактного вытеснения:

$$3Cu^{2+} + 2Al \rightarrow 3Cu + 2Al^{3+}. \qquad (4)$$

Осажденная медь образует губчатый слой, на котором легко протекают катодные реакции (2), и процесс становится самоподдерживающимся. Под слоем осевшей меди сплошная оксидная пленка не формируется, а измеряемый потенциал смещается в положительную сторону, хотя скорость коррозии при этом растет. Сходный механизм хорошо изучен для медьсодержащих интерметаллидов в алюминиевых сплавах, где частицы Al7Cu2Fe вызывают локальную коррозию окружающей матрицы [19]. Внешними признаками селективного растворения служат медный или темный оттенок поверхности, ее обогащение медью при неизменных размерах образца и отличие соотношения компонентов в растворе от их соотношения в сплаве [17]. Такое разрушение относится к скрытым видам коррозии. Форма детали сохраняется, а поверхностный слой теряет прочность, что для износостойкого покрытия означает потерю твердости и выкрошивание при трении. В щелочных растворах алюминий растворяется с выделением водорода:

$$2Al + 2OH^{-} + 6H_2O \rightarrow 2[Al(OH)_4]^{-} + 3H_2. \qquad (5)$$

Эта реакция лежит в основе избирательного выщелачивания алюминия из сплавов Al-Cu-Fe в растворах NaOH, после которого поверхность обогащается медью и железом [20, 21]. Тонкодисперсный порошок того же состава взаимодействует с водой с образованием гидроксидов алюминия, оксидов меди и водорода [22].

Поскольку реальные сплавы многофазны, большое значение имеет гальваническое взаимодействие фаз. Ток гальванической пары определяется разностью потенциалов катодной и анодной фаз и сопротивлениями цепи:

$$i_г = (E_к - E_a) / (R_a + R_к + R_э), \quad (6)$$

где $E_к$ и E_a - потенциалы коррозии катодной и анодной фаз, В, R_a и $R_к$ - поляризационные сопротивления анода и катода, $R_э$ - сопротивление электролита. Из выражения (6) следует, что опасность пары растет с разностью потенциалов фаз и с электропроводностью среды, которая особенно высока в концентрированных хлоридных растворах и пластовых водах.

Икосаэдрическая фаза существует в узкой области составов вблизи $Al_{62-65}Cu_{20-25}Fe_{12-15}$ [23]. Она образуется в перитектических составах, а также при литье, когда рядом с ней сохраняются первичные кристаллы λ-$Al_{13}Fe_4$ и β-AlFe(Cu), а однофазное состояние при быстрой закалке достигается лишь для отдельных составов [24]. Составы и потенциалы фаз, по данным работ [9, 10, 25], приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Состав и электрохимические характеристики фаз системы Al-Cu-Fe.

Фаза	Структура	Cu, ат.%	Екор, В	Поведение в 0,6 М NaCl
ψ (i)	Икосаэдрическая	20–27	−0,75 (х.с.э.)	Покрывается тонким оксидом, ток коррозии минимален среди фаз системы
λ	Моноклинная $Al_{13}Fe_4$	3–7,5	−1,11 (х.с.э.)	Анодно растворяется в контакте с другими фазами, очаг питтинга
β	Кубическая типа CsCl	до 34	−0,63 (х.с.э.)	Наиболее благородна, но образует пористый оксид
ω	Тетрагональная Al_7Cu_2Fe	около 20	−0,654 (н.к.э.)	Эффективный катод для восстановления кислорода
θ	Тетрагональная Al_2Cu	33–52	−0,695 (н.к.э.)	Катод по отношению к соседней i-фазе

Примечание. х.с.э. - хлоридсеребряный, н.к.э. - насыщенный каломельный электрод.

Таблица 1 показывает, что потенциал фазы не связан однозначно с ее структурой. Наиболее отрицательна бедная медью λ-фаза, наиболее положительна богатая медью β-фаза, а икосаэдрическая фаза с промежуточным содержанием меди занимает промежуточное положение. Разность потенциалов в паре λ-β достигает 0,48 В, в паре β-i она составляет лишь 0,12 В [10], и согласно выражению (6) первая пара намного опаснее второй.

Следует учитывать и то, что состав самой икосаэдрической фазы не постоянен и зависит от сосуществующих с ней фаз. После отжига при 800 °С он соответствует $Al_{60,7}Cu_{25,5}Fe_{13,8}$ в сплаве $Al_{65}Cu_{20}Fe_{15}$ и $Al_{58,4}Cu_{28,6}Fe_{13}$ в сплаве $Al_{62,5}Cu_{25}Fe_{12,5}$ [5]. Различие в содержании меди достигает 3 ат.%, и потенциал фазы следует за ним. Поэтому при сравнении данных разных авторов даже одноименные фазы нельзя считать идентичными по составу, что дополнительно затрудняет разделение влияния структуры и состава.

Обратимся к экспериментальным данным о механизмах коррозии. Результаты работ [6-14, 26, 27] обобщены в таблице 2 по средам испытаний.

Таблица 2 - Механизмы коррозии сплавов Al-Cu-Fe в различных средах.

Среда	Преобладающий процесс	Наиболее уязвимые фазы	Продукты коррозии
Сильные кислоты, pH 0–1	Растворение с выделением водорода и осаждением меди	λ-фаза, межфазные границы	Пористая медь, ионы Al и Fe в растворе
Слабокислые растворы, pH 3–5	Избирательное растворение бедных медью фаз, катодами служат β и θ	ψ и λ у границ с θ	Медь, в сернокислых растворах – соединения серы
Хлоридные растворы, pH около 7	Растворение с осаждением меди, питтинг, кислородная деполяризация	λ-фаза, фазы с высоким содержанием меди	Гидроксиды железа и алюминия, Cu, Cu_2O
Соляной туман, 35 °C	Рост растрескавшегося слоя продуктов толщиной около 16 мкм	i- и ω-фазы	Cu, Cu_2O, $Al(OH)_3$
Нейтральные и слабощелочные растворы без хлоридов	Окисление поверхности при минимальных токах	λ-фаза (оксид не образуется)	Тонкий оксид алюминия на ψ-фазе
Сильные щелочи, pH 13–14	Растворение алюминия с последующей блокировкой поверхности	i-фаза в большей степени, чем β	Двухслойная пленка, оксиды меди и железа
Воздух, 600–1000 °C	Рост оксида алюминия по параболическому закону	–	Al_2O_3 (γ, θ, α)

Из таблицы 2 следует, что механизм коррозии меняется со средой, но во всех водных средах сохраняется общая основа. Алюминий и железо уходят с поверхности, а медь остается или осаждается повторно. В кислотах растворение идет фронтально, и ряд агрессивности кислот имеет вид $H_2SO_4 \approx HCl > H_3PO_4 > HNO_3$ [11]. В слабокислых растворах (pH 4-5) процесс становится гальваническим. Богатые медью β- и θ-фазы работают как катоды, а растворяются бедные медью фазы, причем снижение pH с 5 до 4 повышает ток коррозии на два порядка [9].

Нейтральные хлоридные растворы наиболее важны для нефтегазовой практики. В них потенциал коррозии сплавов наиболее отрицателен, а разрушение протекает интенсивнее, чем в сульфатных растворах той же концентрации [9, 11]. Основной очаг разрушения - λ-фаза, из которой избирательно уходит железо с образованием бурых гидроксидов.

В литых сплавах развиваются питтинги глубиной 10-50 мкм, и легирование кремнием, сокращающее долю λ-фазы, уменьшает их глубину до 5-20 мкм [11]. Однофазная икосаэдрическая фаза в тех же условиях имеет ток коррозии 0,42 мкА/см^2, тогда как λ-фаза - 4,0 мкА/см^2 [10]. Наноструктурная пленка того же состава превосходит литой сплав по току коррозии в 10 раз [13], а ускоренное охлаждение снижает его в 2,6-6,5 раза [12], что объясняется уменьшением размеров и сглаживанием состава фазовых составляющих. Об уплотнении поверхностного слоя при ускоренном охлаждении свидетельствует и рост фазового угла импеданса на частоте 1 Гц с -45 до -65° [12].

Роль меди наглядно проявляется при испытаниях в соляном тумане. На икосаэдрической фазе за 120 ч образуется растрескавшийся слой продуктов толщиной около 16 мкм, состоящий из меди, оксида меди(I) и гидроксида алюминия, тогда как

на безмедной форме Al-Fe формируется плотный оксид толщиной около 0,2 мкм [8]. Медь, накапливаясь на поверхности, препятствует образованию сплошной пленки, и толщина продуктов коррозии возрастает почти на два порядка. В нейтральных и слабощелочных растворах без хлоридов различие проявляется иначе. Защитный оксид здесь образуется только на икосаэдрической фазе, на λ-фазе его нет, причем медь делает оксид более пористым, а железо замедляет окисление [9]. Таким образом, свойства оксидной пленки определяются соотношением меди и железа в фазе.

В щелочных растворах после короткого периода активного растворения алюминия по реакции (5) поверхность блокируется двухслойной пленкой. Внутренний слой обеднен алюминием, внешний состоит из игольчатого оксида [6, 7]. Здесь икосаэдрическая фаза растворяется быстрее β-фазы [8], что еще раз показывает отсутствие однозначной связи между структурой и стойкостью. Особое значение имеет медь. При ее содержании около 12 ат.% хромсодержащий сплав не пассивируется без внешней поляризации, а сплав Al-Cr-Fe не содержащий медь сохраняет стойкость в 1 М H2SO4 и 1 М NaOH в течение 273 сут [14]. Исследование кинетики растворения компонентов при пассивации таких сплавов методом масс-спектрометрии подтвердило ведущую роль хрома в формировании пассивного слоя [15]. С повышением температуры с 27 до 60 °С в растворах с pH 3-11 сопротивление поляризации нанопорошков ψ- и β-фаз возросло на несколько порядков благодаря образованию гидроксидов железа [28].

Перейдем к анализу обсуждения «структура или состав». Сравнения, на которых основаны противоположные позиции [6, 8-10, 27], сопоставлены в таблице 3.

Таблица 3 - Сравнения икосаэдрической фазы с другими материалами.

Сравниваемые материалы	Различие по составу	Среда	Результат
i-фаза и ω-, β-фазы близкого состава	Небольшое	Кислоты, щелочи	Существенных преимуществ i-фазы нет
i-фаза и безмедные алюминиды AlFe, Al_5Fe_2	Наличие или отсутствие меди	Соляной туман	Алюминиды значительно стойче
i-фаза и λ-, β-фазы, многофазные сплавы	Значительное по Cu и Fe	0,6 М NaCl	i-фаза наиболее стойкая
ψ-фаза и сопутствующие фазы многофазных сплавов	Значительное	pH 3–9	Защитный оксид только на ψ-фазе
i- и ω-фазы одинакового состава	Отсутствует	Кислород, 600 °С	Оксид на i-фазе значительно тоньше

Первая позиция сформулирована по результатам сравнения икосаэдрической фазы с кристаллическими фазами, близкими по составу [6-8]. Поскольку состав при таком сравнении почти не меняется, а заметных различий в поведении нет, авторы пришли к выводу, что стойкость определяется составом. Вторая позиция основана на сравнении с λ- и β-фазами, которые отличаются от икосаэдрической фазы содержанием меди и железа в несколько раз [10]. Выигрыш икосаэдрической фазы в этом случае отражает различие составов, а не структур. Это подтверждается и характером зависимости, полученной в той же работе. Логарифм тока коррозии многофазных сплавов уменьшается с ростом доли икосаэдрической фазы, но одновременно сокращается доля λ-фазы и выравнивается состав сплава, так что вклад

структуры из этой зависимости выделить нельзя. Таким образом, обе позиции согласуются между собой. Икосаэдрическая фаза содержит промежуточное количество меди (20-25 ат.%) и около 12 ат.% железа. Поэтому она благороднее бедной медью λ-фазы и образует менее пористый оксид, чем богатые медью β- и θ-фазы, но уступает безмедным алюминидам железа [8] и хромсодержащим сплавам [14].

Прямое сравнение структур при одинаковом составе выполнено только для газового окисления. При 600 °С оксид на икосаэдрической фазе растет значительно медленнее, чем на ω-фазе того же состава и на чистом алюминии, что объясняется задержкой зарождения оксида и невозможностью его эпитаксиального роста на апериодической решетке [27]. При более высоких температурах окисление сплавов определяется быстрой диффузией алюминия, а медь ускоряет переход оксида в α-модификацию [26]. Пассивация поверхности квазикристаллов тонким оксидом алюминия независимо от способа ее подготовки отмечена и в исследованиях физики поверхности [29]. Следовательно, влияние структуры на начальные стадии окисления вероятно, однако для водных сред аналогичных сравнений нет, и решающим там остается состав.

Разрешить спор окончательно могут только опыты, в которых структура меняется при неизменном составе. Такую возможность дают пары «квазикристалл - кристаллический аппроксимант» одинакового состава, а также фазовые превращения икосаэдрической фазы при отжиге без изменения валового состава. Испытания таких пар в 0,6 М растворе NaCl и в средах, моделирующих пластовые воды, с одновременным контролем состава поверхности позволили бы оценить вклад структуры количественно. До получения таких данных корректно считать, что в водных средах стойкость определяется содержанием меди и железа в фазах и фазовой однородностью материала.

Практическая значимость проведенного анализа заключается в нескольких следствиях. Для покрытий нефтегазового оборудования критерием качества должна служить не доля икосаэдрической фазы как таковая, а отсутствие λ-фазы и фазовая однородность. Двухфазный сплав β+i с малой разностью потенциалов фаз показал наибольший модуль импеданса (658 Ом·см^2), возрастающий во времени [10]. Повышение стойкости в хлоридных и кислых средах достигается снижением содержания меди и введением хрома, а при сернистых средах перспективны безмедные аппроксиманты с хромом и кобальтом [30]. В высокоминерализованных пластовых водах сопротивление электролита в выражении (6) мало, поэтому гальваническое действие примесных фаз проявляется сильнее, чем в разбавленных модельных растворах, и требования к фазовой однородности должны быть строже. Для пористых напыленных покрытий следует учитывать и реакцию (5). Выделение водорода и подщелачивание среды в порах могут способствовать отслаиванию покрытия, особенно при повышенной температуре [22]. Смещение потенциала коррозии в положительную сторону при испытаниях медьсодержащих сплавов может быть вызвано осаждением меди и не всегда означает облагораживание поверхности, что необходимо учитывать при трактовке электрохимических данных. Для порошковых защитных материалов, вводимых в коррозионную среду, растворение алюминия по реакциям (1) и (5) является не недостатком, а источником защитного действия [16, 31], тогда как выделение меди на сталь требует экспериментальной проверки.

На основании проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

1. Во всех водных средах коррозия сплавов Al-Cu-Fe развивается по общей схеме: алюминий и железо переходят в раствор, а медь накапливается на поверхности или осаждается повторно, образуя пористый катодный слой, ускоряющий разрушение.

2. Механизм коррозии зависит от pH и состава среды. В сильных кислотах преобладает фронтальное растворение с осаждением меди, в слабокислых растворах - гальваническое растворение бедных медью фаз, в нейтральных хлоридных растворах - питтинг с очагами в λ-фазе, в щелочах - растворение алюминия с последующей блокировкой поверхности.

3. Потенциал и стойкость фаз системы определяются содержанием меди и железа, а не структурой. Наиболее опасна пара λ-β с разностью потенциалов 0,48 В, тогда как пара β-i (0,12 В) обеспечивает наибольшее сопротивление коррозии.

4. Противоположные выводы о роли квазикристаллического строения получены при сравнении с разными группами фаз и не противоречат друг другу. Преимущество икосаэдрической фазы относительно и проявляется внутри системы Al-Cu-Fe, она уступает безмедным фазам алюминия и железа и хромсодержащим сплавам.

5. Для водной коррозии решающим является состав фаз, для газового окисления при 600 °C вероятно влияние апериодической структуры на зарождение оксида. Прямых сравнений фаз одинакового состава в водных средах не проводилось.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вторенко Е. А., Валекжанин И. В., Латыпов О. А., Хакимов А. М. Определение скорости локальной коррозии насосно-компрессорных труб как необходимый элемент коррозионного мониторинга // Экспозиция Нефть Газ. - 2024. - № 4 (105). - С. 40-44. - DOI 10.24412/2076-6785-2024-4-40-44.
2. Shechtman D., Blech I., Gratias D., Cahn J. W. Metallic phase with long-range orientational order and no translational symmetry // Physical Review Letters. - 1984. - Vol. 53, No. 20. - P. 1951-1953.
3. Векилов Ю. Х., Черников М. А. Квазикристаллы // Успехи физических наук. - 2010. - Т. 180, № 6. - С. 561-586.
4. Tsai A. P., Inoue A., Masumoto T. A stable quasicrystal in Al-Cu-Fe system // Japanese Journal of Applied Physics. - 1987. - Vol. 26, No. 9. - P. L1505-L1507.
5. Huttunen-Saarivirta E. Microstructure, fabrication and properties of quasicrystalline Al-Cu-Fe alloys: a review // Journal of Alloys and Compounds. - 2004. - Vol. 363, No. 1-2. - P. 150-174.
6. Massiani Y., Ait Yaazza S., Crousier J. P., Dubois J. M. Electrochemical behaviour of quasicrystalline alloys in corrosive solutions // Journal of Non-Crystalline Solids. - 1993. - Vol. 159. - P. 92-100.
7. Rüdiger A., Köster U. Corrosion of Al-Cu-Fe quasicrystals and related crystalline phases // Journal of Non-Crystalline Solids. - 1999. - Vol. 250-252. - P. 898-902. - DOI 10.1016/S0022-3093(99)00201-X.
8. Rüdiger A., Köster U. Corrosion behavior of Al-Cu-Fe quasicrystals // Materials Science and Engineering: A. - 2000. - Vol. 294-296. - P. 890-893. - DOI 10.1016/S0921-5093(00)01037-6.

9. Huttunen-Saarivirta E., Tiainen T. Corrosion behaviour of Al-Cu-Fe alloys containing a quasicrystalline phase // Materials Chemistry and Physics. - 2004. - Vol. 85, No. 2-3. - P. 383-395. - DOI 10.1016/j.matchemphys.2004.01.025.
10. Lee K., Chen E., Naugle D., Liang H. Corrosive behavior of multi-phased quasicrystal alloys // Journal of Alloys and Compounds. - 2021. - Vol. 851. - Art. 156862. - DOI 10.1016/j.jallcom.2020.156862.
11. Sukhova O. V., Polons'kyi V. A., Ustinova K. V. Corrosion resistance of alloys of the Al-Cu-Fe-(Si, B) system in mineralized saline and acid solutions // Materials Science. - 2019. - Vol. 55, No. 2. - P. 291-298. - DOI 10.1007/s11003-019-00302-2.
12. Babilas R., Bajorek A., Spilka M. [et al.] Structure and corrosion resistance of Al-Cu-Fe alloys // Progress in Natural Science: Materials International. - 2020. - Vol. 30. - P. 393-401. - DOI 10.1016/j.pnsc.2020.06.002.
13. Ryabtsev S. I., Polonskyi V. A., Sukhova O. V. Structure and corrosion of quasicrystalline cast alloys and Al-Cu-Fe film coatings // Materials Science. - 2020. - Vol. 56, No. 2. - P. 263-272. - DOI 10.1007/s11003-020-00428-8.
14. Ura-Binczyk E., Homazava N., Ulrich A. [et al.] Passivation of Al-Cr-Fe and Al-Cu-Fe-Cr complex metallic alloys in 1 M H_2SO_4 and 1 M NaOH solutions // Corrosion Science. - 2011. - Vol. 53. - P. 1825-1837. - DOI 10.1016/j.corsci.2011.01.061.
15. Ott N., Beni A., Ulrich A. [et al.] Flow microcapillary plasma mass spectrometry-based investigation of new Al-Cr-Fe complex metallic alloy passivation // Talanta. - 2014. - Vol. 120. - P. 230-238.
16. Парфенов К. В. Повышение коррозионной стойкости НКТ порошковыми защитными материалами на основе квазикристаллов // Нефтегазовое дело. - 2025. - Т. 23, № 3. - С. 184-195. - DOI 10.17122/ngdelo-2025-3-184-195.
17. Жук Н. П. Курс теории коррозии и защиты металлов. - М. : Металлургия, 1976. - 472 с.
18. Pourbaix M. Atlas of electrochemical equilibria in aqueous solutions. - Houston : NACE ; Brussels : CEBELCOR, 1974. - 644 p.
19. Birbilis N., Cavanaugh M. K., Buchheit R. G. Electrochemical behavior and localized corrosion associated with Al_7Cu_2Fe particles in aluminum alloy 7075-T651 // Corrosion Science. - 2006. - Vol. 48. - P. 4202-4215. - DOI 10.1016/j.corsci.2006.02.007.
20. Mishra S. S., Yadav T. P., Mukhopadhyay N. K., Srivastava O. N. Leaching of rapidly quenched $Al_{65}Cu_{20}Fe_{15}$ quasicrystalline ribbons // Bulletin of Materials Science. - 2017. - Vol. 40. - P. 1529-1533.
21. Lowe M., Yadav T. P., Fournée V. [et al.] Influence of leaching on surface composition, microstructure, and valence band of single grain icosahedral Al-Cu-Fe quasicrystal // Journal of Chemical Physics. - 2015. - Vol. 142. - Art. 094703.
22. Patiño-Carachure C., López-Miranda J. L., de la Rosa F. [et al.] On the mechanical milling of the AlCuFe icosahedral phase with water // Materials Science Forum. - 2014. - Vol. 793. - P. 23-27.
23. Faudot F., Quivy A., Calvayrac Y. [et al.] About the Al-Cu-Fe icosahedral phase formation // Materials Science and Engineering: A. - 1991. - Vol. 133. - P. 383-387.
24. Avar B., Gogebakan M., Yilmaz F. Characterization of the icosahedral quasicrystalline phase in rapidly solidified Al-Cu-Fe alloys // Zeitschrift für Kristallographie. - 2008. - Vol. 223. - P. 731-734. - DOI 10.1524/zkri.2008.1077.
25. Birbilis N., Buchheit R. G. Electrochemical characteristics of intermetallic phases in aluminum alloys: an experimental survey and discussion // Journal of The

Electrochemical Society. - 2005. - Vol. 152, No. 4. - P. B140-B151. - DOI 10.1149/1.1869984.
26. Wehner B. I., Köster U., Rüdiger A. [et al.] Oxidation of Al-Cu-Fe and Al-Pd-Mn quasicrystals // Materials Science and Engineering: A. - 2000. - Vol. 294-296. - P. 830-833.
27. Rouxel D., Gil-Gavatz M., Pigeat P., Weber B. Oxidation kinetics of the quasicrystalline i-AlCuFe phase compared with that of crystalline ω-AlCuFe and pure aluminum // Journal of Non-Crystalline Solids. - 2005. - Vol. 351, No. 10-11. - P. 802-809. - DOI 10.1016/j.jnoncrysol.2005.02.013.
28. Torres A., Serna S., Patiño C., Rosas G. Corrosion behavior of ψ and β quasicrystalline Al-Cu-Fe alloy // Acta Metallurgica Sinica (English Letters). - 2015. - Vol. 28, No. 9. - P. 1117-1122. - DOI 10.1007/s40195-015-0302-0.
29. Jenks C. J., Thiel P. A. Quasicrystals: a short review from a surface science perspective // Langmuir. - 1998. - Vol. 14, No. 6. - P. 1392-1397.
30. Dubois J.-M. New prospects from potential applications of quasicrystalline materials // Materials Science and Engineering: A. - 2000. - Vol. 294-296. - P. 4-9.
31. Парфенов К. В. Исследование антикоррозионных свойств порошковых материалов на основе квазикристаллов системы Al-Cu-Fe для защиты НКТ // Актуальные проблемы недропользования : тезисы докладов XXI Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов, Санкт-Петербург, 6-10 апреля 2026 г. Т. 2. - СПб. : Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2026. - С. 149-150.

УДК 339.13:620.9:658.26

МИРОВОЙ РЫНОК КИНЕТИЧЕСКИХ ПЛИТОК И ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет;
г. Самара, Россия
email: kparfenovv@mail.ru

Рассмотрено состояние мирового рынка кинетических плиток: его объём, темпы роста, факторы спроса и ограничения. Пересчёт среднегодового темпа роста по данным отраслевого отчёта дал 4,2 % вместо заявленных 4,9 %. На примере центрального КПП нефтеперерабатывающего завода с потоком 3000 человек в сутки рассчитаны выработка и затраты жизненного цикла серийной плитки Pavegen. Плитка вырабатывает около 7 кВт·ч в год, а её приведённые затраты за 10 лет примерно в 30 раз выше, чем у керамогранита. Как источник экономии электроэнергии она не окупается, но её выработки хватает на автономное питание нескольких тысяч беспроводных датчиков. Объекты нефтегазового комплекса разделены на пять групп по интенсивности пешеходного потока, классу взрывоопасной зоны и климату; для них предложена очерёдность внедрения в три этапа.

Ключевые слова: буровые растворы, управление качеством, функция желательности, планирование эксперимента, комбинационные квадраты, ротатабельное планирование, интегральная оценка, ISO 9000, ГОСТ 15467.

Кинетическими называют напольные и фасадные плитки, которые преобразуют механическую энергию (чаще всего энергию шагов) в электрическую и при этом служат обычным износостойким покрытием [1, 4]. Первые коммерческие образцы появились больше десяти лет назад, и в городской среде таких установок уже немало. Нефтегазовые предприятия в этом отношении выглядят любопытно: через их проходные ежедневно идут тысячи людей, требования промышленной безопасности жёсткие, а компании отчитываются по ESG. Однако применительно к нефтегазовым объектам кинетическая плитка в известной нам литературе почти не рассматривалась.

Цель работы - оценить мировой рынок кинетических плиток и понять, есть ли у этой технологии место в инфраструктуре нефтегазового комплекса. Для этого нужно было проверить опубликованные рыночные оценки, выделить факторы, которые ускоряют и тормозят рост, посчитать энергетику и экономику на конкретном объекте и уже по результатам решить, где плитку имеет смысл устанавливать.

Coherent Market Insights оценивает мировой рынок в 2026 г. в 36,22 млрд долл. США (около 3,33 трлн руб.) и к 2033 г. ожидает его роста до 48,26 млрд долл. США (около 4,44 трлн руб.); среднегодовой темп роста (CAGR) в отчёте указан равным 4,9 % [1]. Судя по масштабу, в эту оценку входят не только сами плитки, но и смежные решения интерактивной инфраструктуры. Согласованность приведённых цифр легко проверить:

$$CAGR = \left(\frac{V_{2033}}{V_{2026}}\right)^{1/n} - 1, \qquad (1)$$

где V_{2026}, V_{2033} – объём рынка в начальном и конечном году, млрд долл. США; $n = 7$ – длина прогнозного периода, лет.

Подставив значения, получаем $CAGR = (48{,}26/36{,}22)^{1/7} - 1 \approx 0{,}042$, т. е. 4,2 %, а не 4,9 %. Возможно, авторы отчёта считали от другого базового года, но в любом случае такие прогнозы годятся лишь как ориентир. Рост рынка в отчёте [1] связывают прежде всего с урбанизацией. По оценке ООН, доля городского населения мира уже в 2018 г. превышала 55 %, а к 2050 г. вырастет до 68 %, и нагрузка на городскую инфраструктуру будет только увеличиваться.

Второй источник спроса - строительный бум в странах с быстрой урбанизацией. Характерный пример - Индия, где строительство и девелопмент относятся к самым быстрорастущим отраслям [2]. Спрос подогревают и архитекторы, которые всё чаще закладывают в проекты подвижные фасады и «энергетические» полы [3-5]. Здесь нужна оговорка: кинетическим фасадом обычно называют другое устройство - подвижные солнцезащитные ламели, меняющие угол наклона вслед за солнцем. Энергию они не вырабатывают, а экономят: снижают перегрев помещений, улучшают естественное освещение и проветривание.

Для нефтегазовой отрасли такие фасады интересны прежде всего на крупных объектах с постоянным пребыванием людей: в административно-бытовых комплексах (АБК), научно-исследовательских центрах вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), головных офисах добывающих предприятий [3, 4]. Там

они снимают часть пиковой нагрузки с систем кондиционирования и снижают расходы на электроэнергию [3].

Для самих плиток важнее спрос со стороны коммерческой недвижимости крупных городов [1, 2]. В офисах, торговых центрах и на вокзалах обычная плитка на путях массового прохода быстро изнашивается, и производители кинетических систем делают ставку именно на износостойкость: лицевой слой выполняют из керамогранита или композита на основе натурального камня [4]. Кроме того, модули можно снять и переложить, не ремонтируя весь пол.

На нефтегазовых предприятиях условия похожие, только жёстче. Через центральные контрольно-пропускные пункты (КПП) нефтеперерабатывающих (НПЗ) и газоперерабатывающих (ГПЗ) заводов и вахтовых посёлков проходят тысячи людей в тяжёлой рабочей обуви, на пол попадают грязь, влага, нефтепродукты. Износостойкое композитное покрытие позволило бы реже ремонтировать пол на таких проходных [4, 5].

Из производителей чаще других упоминаются Pavegen Systems Ltd., Energy Floors и POWERleap Inc. [6, 7]; их системы стоят в вестибюлях, кафе, на вокзалах и в зонах отдыха. Производители подчёркивают низкие эксплуатационные расходы: плитка не требует сложного ремонта, а уход за ней сводится к уборке [6, 7]. К этому тезису стоит относиться осторожно. По данным [8], срок службы серийной плитки около 5 лет, т. е. не больше, чем у хорошего керамогранита на проходной, а стоит она в десятки раз дороже (расчёт приведён ниже).

Можно было бы ожидать, что на вахтовых посёлках, куда материалы и ремонтные бригады доставляют с большой логистической наценкой, покрытие окупится за счёт более редких ремонтов столовых, вестибюлей и зон отдыха. Расчёт этого не подтверждает: экономия на ремонте несопоставима с ценой самой плитки. Модульность полезнее в операторных и на главных щитах управления (ГЩУ) НПЗ и трубопроводных систем, где рабочие места время от времени переставляют, не останавливая технологический процесс.

Более весомый аргумент связан с автоматизацией зданий [3, 4]. Плитка одновременно работает как датчик: она фиксирует, когда и где на неё наступили. Эти данные система управления зданием может использовать, чтобы регулировать отопление, освещение и вентиляцию по фактической загрузке помещений.

На «умном НПЗ» или «цифровом месторождении» тот же принцип позволяет отключать климатическое оборудование и свет в пустующих зонах диспетчерских. На газо- и взрывоопасных объектах сведения о перемещении персонала важны для промышленной безопасности и охраны труда (ПБ и ОТ): при аварии проще установить, кто и в какой зоне находился последним. Электрооборудование плитки во взрывоопасных зонах, разумеется, должно иметь соответствующую взрывозащиту.

Главное препятствие для распространения технологии - капитальные затраты (CAPEX) [1, 4]. Плитка дорога сама по себе, а монтаж требует подготовки основания (выравнивания, устройства дренажа), специального оборудования и обученных монтажников, поэтому обходится дороже укладки ковролина, паркета или керамики. Снизить этот барьер могут удешевление производства и льготное финансирование «зелёного» строительства.

При таком CAPEX инвестиционные комитеты ВИНК, скорее всего, будут отклонять подобные проекты. Отчасти это компенсируют «зелёные» кредиты и учёт

проекта в ESG-отчётности. Рассчитывать же на снижение совокупной стоимости владения (TCO) за счёт OPEX, как показывает наш расчёт, не приходится.

Отдельный сегмент - развивающиеся страны, где индустриализация подстёгивает строительство, а требования к энергоэффективности постепенно ужесточаются [1, 2]. Для нефтегазовой отрасли это прежде всего новые провинции: Восточная Сибирь, арктический шельф, Ближний Восток. Инфраструктура там строится с нуля, и кинетические решения можно заложить в проект НПЗ, терминала СПГ или морской платформы сразу, а не встраивать потом в готовое здание.

По типу продукции в 2026 г. на напольную плитку приходится 50,2 % рынка [1]. Её выбирают за прочность и противоскользящую поверхность [4]. Для нефтегазовых объектов второе свойство не менее важно, чем первое: на НПЗ и промыслах пол нередко мокрый, на него попадают технологические жидкости, а падение на скользкой поверхности - одна из частых причин производственных травм.

Среди материалов лидирует керамика - 34 % рынка в 2026 г. [1]. Она плотная, износостойкая, не впитывает воду и устойчива к химическим загрязнениям. Поэтому керамика подходит для лабораторий контроля качества нефти и цехов НПЗ, где пол контактирует с реагентами и нефтепродуктами.

Теперь оценим, сколько энергии плитка даёт на реальном объекте. Возьмём центральный КПП нефтеперерабатывающего завода. Суточная выработка кинетических плиток составит

$$E_{\text{сут}} = N \cdot k \cdot z \cdot e, \qquad (2)$$

где N – численность персонала, проходящего через КПП, чел.; k – число проходов одного человека в сутки; z – число шагов по кинетическим плиткам за один проход; e – энергия, вырабатываемая за один шаг, Дж.

Пусть $N = 3000$ чел. (численность персонала, проходящего через КПП крупного НПЗ, принята по данным открытых источников), $k = 2$ (вход и выход), $z = 4$ и $e = 3$ Дж (среднее значение для серийной плитки Pavegen по данным производителя [7]). Тогда $E_{\text{сут}} = 72$ кДж, или всего 0,02 кВт·ч. Средняя мощность за сутки:

$$P_{\text{ср}} = \frac{E_{\text{сут}}}{\tau}, \qquad (3)$$

где $\tau = 86\,400$ с – продолжительность суток. Получаем $P_{\text{ср}} \approx 0{,}83$ Вт – примерно столько потребляет один маломощный светодиодный индикатор. За год набегает около 7,3 кВт·ч; при тарифе 8 руб./(кВт·ч) это экономия порядка 60 руб.

Для энергоснабжения здания это ничтожно мало. Но если сравнивать не с освещением, а с датчиками, картина меняется. Беспроводной датчик присутствия со средним потреблением 50 мкВт расходует за сутки около 4,3 Дж. Даже если при преобразовании и накоплении теряется половина энергии, выработки одного КПП хватит на несколько тысяч таких датчиков. Иначе говоря, счёт за электроэнергию плитка не снижает, зато позволяет обойтись без проводов и замены батарей в системах учёта и мониторинга персонала.

Экономическую сторону оценим по приведённым затратам жизненного цикла:

$$LCC = \sum_{t=0}^{T} \frac{К_t + И_t - Э_t}{(1+r)^t}, \qquad (4)$$

где K_t – капитальные затраты в году t (включая замену покрытия по окончании срока службы), руб.; $И_t$ – эксплуатационные затраты, руб.; $Э_t$ – стоимость выработанной электроэнергии, руб.; r – ставка дисконтирования; T – расчётный период, лет.

Для участка КПП площадью 20 м^2 при расчётном периоде $T = 10$ лет и ставке $r = 12$ % исходные данные приняты следующими. По данным [8], серийная кинетическая плитка стоит около 100 фунтов стерлингов за квадратный фут, т. е. порядка 1000 £/м², или около 120 тыс. руб./м^2 без монтажа, и служит около 5 лет. Промышленный керамогранит с укладкой обходится примерно в 4 тыс. руб./м^2; срок его службы при интенсивном пешеходном движении примем тем же. Затраты на уборку для обоих покрытий одинаковы, поэтому в сравнение их не включаем.

Приведённые затраты составили около 3,8 млн руб. для кинетической плитки и около 0,13 млн руб. для керамогранита, т. е. разница примерно тридцатикратная. Электроэнергия, выработанная за 10 лет, в дисконтированном выражении стоит не более 330 руб. и на результат не влияет. При нынешних ценах плитка выработкой энергии не окупается. На нефтегазовом объекте её установку могут оправдать только дополнительные функции: автономный мониторинг перемещения персонала, вклад в промышленную безопасность и ESG-показатели.

Чтобы понять, где эти функции востребованы, мы сгруппировали объекты нефтегазового комплекса по четырём признакам: интенсивности пешеходного потока (от неё зависит выработка), классу взрывоопасной зоны (от него зависят требования к электрооборудованию [10, 11]), климатическим условиям и тому, насколько важна для безопасности и управления производством информация о перемещении людей. Получилось пять групп.

Первая группа - невзрывоопасные зоны с большим потоком людей: КПП и проходные НПЗ и ГПЗ, АБК, столовые и общежития вахтовых посёлков, пункты предсменного медицинского осмотра, помещения выдачи спецодежды. Плитка здесь может подсчитывать персонал на территории, дублировать систему контроля и управления доступом, отмечать прохождение медосмотра. Датчики и индикация питаются от самой плитки, кабель прокладывать не нужно, что особенно удобно при реконструкции действующих зданий. Взрывозащита на этих объектах не требуется, так что серийные изделия можно устанавливать уже сейчас.

Отдельно стоит сказать о путях эвакуации и пунктах сбора персонала. При аварии электроснабжение может пропасть, а кинетическая плитка вырабатывает энергию как раз тогда, когда по ней идут люди. Одного шага (около 3 Дж) с большим запасом хватает, чтобы маломощный радиомодуль передал сообщение. Если встроить датчики в покрытие пункта сбора, подсчёт прибывших будет вестись автоматически, и руководитель ликвидации аварии быстрее узнает, кого не хватает.

Вторая группа - помещения непрерывного контроля: операторные, ГЩУ, диспетчерские центры, серверные. Людей здесь мало, выработка значения не имеет, и плитка нужна прежде всего, как датчик. Датчик, срабатывающий по событию, получает энергию от самого шага и во внешнем питании не нуждается. С его помощью можно контролировать присутствие оператора на рабочем месте, подавать сигнал при его длительном отсутствии и регулировать климат и освещение по фактической загрузке помещения.

Третья группа - морские платформы и объекты Крайнего Севера: жилые модули, переходы, места сбора у спасательных средств. На платформах учёт

находящегося на борту персонала обязателен, и автономные датчики в полу уменьшили бы зависимость системы учёта от кабельных линий. Однако серийная плитка рассчитана на городскую среду, и для этих условий её придётся дорабатывать с учётом низких температур, обледенения и воздействия морской соли.

Четвёртая группа - технологические площадки во взрывоопасных зонах: насосные, эстакады налива, резервуарные парки, площадки АЗС у топливораздаточных колонок. Устанавливать здесь плитку можно только после подтверждения соответствия ТР ТС 012/2011 [11]. Малая мощность генерации отчасти упрощает задачу, так как облегчает выполнение требований к искробезопасной электрической цепи [10], но энергию, запасаемую в накопителях, придётся ограничивать. Эту группу мы относим к дальней перспективе.

Пятая группа - общественные и имиджевые объекты нефтегазовых компаний: торговые зоны АЗС за пределами взрывоопасных зон, корпоративные музеи, учебные центры, выставочные стенды, социальные проекты. Известный пример - футбольное поле в Рио-де-Жанейро, открытое в 2014 г. при поддержке Shell: его освещение питают около 200 плиток Pavegen вместе с солнечными панелями [9]. В таких проектах окупаемость вторична, на первый план выходит коммуникационный эффект.

Отсюда вытекает очерёдность внедрения. На первом этапе - объекты первой и пятой групп, для которых есть готовые серийные решения. На втором - помещения непрерывного контроля, а также морские платформы и северные объекты после адаптации плитки к условиям эксплуатации. На третьем - взрывоопасные зоны, когда появится сертифицированное взрывозащищённое исполнение.

Дополнительный стимул дают строительные нормы и стандарты устойчивого развития. Кинетические системы позволяют немного сократить косвенные выбросы категории Scope 2 (связанные с покупной электроэнергией), получить баллы при сертификации «зелёных» зданий по LEED и BREEAM, а в ряде стран - претендовать на налоговые льготы. Правда, при выработке порядка 7 кВт·ч в год вклад плитки в углеродный след остаётся скорее символическим.

Мировой рынок кинетических покрытий растёт примерно на 4-5 % в год, но опубликованные прогнозы не вполне согласованы между собой, и опираться на них можно лишь как на ориентир. Расчёт для КПП НПЗ с потоком 3000 человек в сутки показал, что как источник электроэнергии серийная плитка непригодна: около 7 кВт·ч в год при затратах жизненного цикла в 30 раз выше, чем у керамогранита. Смысл её применения на нефтегазовых объектах в другом - в автономном питании встроенных датчиков, которые отслеживают перемещение персонала. Начинать внедрение разумно с невзрывоопасных зон с большим потоком людей (КПП, АБК, вахтовые посёлки, пункты сбора) и имиджевых объектов. Для операторных, морских платформ и северных объектов серийные изделия нужно адаптировать, а для взрывоопасных зон - разработать и сертифицировать взрывозащищённое исполнение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Coherent Market Insights. Kinetic Tiles Market Size and Share Analysis - Growth Trends and Forecasts (2026-2033) [Электронный ресурс]. - 2026. - URL: https://www.coherentmarketinsights.com/industry-reports/kinetic-tiles-market (дата обращения: 25.09.2026).

2. Real Estate and Construction Sector in India: Market Size, Investment Opportunities and Growth Drivers [Электронный ресурс] // India Brand Equity Foundation (IBEF) / Invest India. - 2022. - URL: https://www.ibef.org/industry/real-estate-india (дата обращения: 25.09.2026).

3. Киселева М.И., Баркеева Д.А. Пульс мегаполиса. Напольные покрытия в качестве альтернативного источника энергии в зданиях общественного назначения, а также в общественных пространствах // Тенденции развития науки и образования. - 2019. - № 56-13. - С. 25-31. - DOI: 10.18411/lj-11-2019-281.

4. Каримов Р.Д., Горбунов А.С., Бакиров А.А., Янузакова В.Н. Анализ конструкций кинетических электрогенерирующих плиток для объектов с большими потоками людей // Современные тенденции развития науки и мирового сообщества в эпоху цифровизации (шифр - МКСТР): материалы XXIX Международной научно-практической конференции, Москва, 27 декабря 2024 г. - Москва: АНО ДПО «Центр развития образования и науки», 2024. - С. 155-161.

5. Ошкина Я.В. Использование кинетической энергии человека в городской среде // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. - 2019. - № 11-2(38). - С. 199-204.

6. Energy Floors Technical White Paper: Sustainable Kinetic Floor Systems for High-Traffic Infrastructure Areas [Электронный ресурс] // Energy Floors B.V. Documentation. - 2026. - URL: https://www.energy-floors.com (дата обращения: 25.09.2026).

7. Pavegen Systems. FAQs: Footfall Energy Harvesting & Interactive Infrastructure Technology [Электронный ресурс] // Pavegen Official Knowledge Base. - 2026. - URL: https://www.pavegen.com/faq (дата обращения: 27.09.2026).

8. Energy Harvesting: Pavegen and the Rise of Kinetic Tile Tech [Электронный ресурс] // The Switch. - 2022. - URL: https://theswitch.co.uk/energy/guides/technology/energy-harvesting-tiles (дата обращения: 27.09.2026).

9. Shell and Pelé Unveil First Football Pitch to be Powered by Players' Footsteps [Электронный ресурс] // PR Newswire. - 2014. - URL: https://www.prnewswire.com/news-releases/shell-and-pele-unveil-first-football-pitch-to-be-powered-by-players-footsteps-274642301.html (дата обращения: 27.09.2026).

10. ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011). Взрывоопасные среды. Часть 11. Оборудование с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь «i». - Москва: Стандартинформ, 2015.

11. ТР ТС 012/2011. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах: технический регламент Таможенного союза: утв. решением Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 № 825.

УДК 620.96:621.362

РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ КИНЕТИЧЕСКОЙ ПЛИТКИ ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ПЕШЕХОДНОГО ДВИЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ ДЛЯ ГОРОДСКОЙ И НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г.Самара, Россия
email: kparfenovv@mail.ru

Разработана эластичная кинетическая плитка, в которой энергия шага вначале рассеивается в теплоту при течении вязкой кремнийорганической жидкости, а затем частично преобразуется в электрическую энергию термоэлектрическими модулями. Опытный образец размером 400×400 мм с 12 модулями TEC1-12708 и ионистором прошёл натурные испытания при температуре от -5 до -20 °C. Работоспособность конструкции подтверждена; вместе с тем выявлены два недостатка: слабое сцепление поверхности с обувью при снежном покрове и растрескивание модулей под действием изгиба. Плитка может применяться в пешеходных зонах городских и нефтегазовых объектов для питания маломощных потребителей без подключения к внешней сети и для снижения наледеобразования

Ключевые слова: кинетическая плитка, пешеходная нагрузка, вязкая диссипация, термоэлектрический модуль, эффект Зеебека, ионистор, наледь, энергоэффективность, нефтегазовая инфраструктура.

Энергоэффективность нефтегазового предприятия определяется в том числе решениями для вспомогательной инфраструктуры. Для неё перспективны автономные устройства, использующие локальные источники энергии и не требующие подключения к централизованной электросети.

На территории предприятий отрасли имеются участки с постоянным пешеходным движением: проходные, производственные площадки нефтеперерабатывающих заводов, пешеходные переходы, территории нефтебаз и складских комплексов. Механическая энергия, передаваемая при ходьбе напольному покрытию, в существующих конструкциях покрытий не используется.

Утилизировать её позволяют кинетические напольные элементы, преобразующие энергию шага в электрическую, тепловую или в обе формы одновременно [1-4]. Преобладающий вид энергии на выходе определяется принципом действия устройства. Совмещение двух процессов даёт двойной эффект. Электрическая энергия расходуется на питание маломощных потребителей, тепловая используется непосредственно в зоне установки. Подобные решения согласуются с задачами энергетического перехода в нефтегазовой отрасли [5].

Электрогенерирующие напольные покрытия описаны, в частности, в патентах [6, 7]. Их распространение сдерживают низкий КПД преобразования, ограниченный ресурс при циклическом нагружении, требования к компактности конструкции и к её работе в реальных условиях эксплуатации.

В устройстве [8] деформируемый напольный элемент вырабатывает одновременно электрическую и тепловую энергию. В работе [9] реализован иной подход. Механическая энергия в нём сначала переходит в теплоту при деформации и перетекании вязкой жидкости, а возникающий перепад температур используется для термоэлектрической генерации.

Для нефтегазовых объектов предпочтительна конструкция, в которой преобразование энергии совмещено с основной функцией напольного покрытия. Нагретая поверхность в меньшей степени подвержена обледенению, а электрическая энергия может накапливаться.

Последовательная схема «вязкая диссипация - термоэлектрическая генерация» применительно к пешеходной нагрузке изучена недостаточно, а сведения о её работе при отрицательных температурах практически отсутствуют. Этим определяется научная значимость работы.

Цель работы - разработка и экспериментальное исследование эластичной кинетической плитки, преобразующей энергию шага в тепловую и электрическую, с оценкой возможности её применения в городской и нефтегазовой инфраструктуре.

Научная задача - исследование последовательного преобразования механической энергии пешеходной нагрузки в тепловую, затем в электрическую, и накопления полученной энергии.

Для достижения цели решались следующие задачи:

- разработка конструкции плитки с передачей нагрузки от шага на рабочую жидкость;
- обеспечение перехода части механической энергии в тепловую;
- термоэлектрическое преобразование теплового потока в электрическую энергию;
- накопление вырабатываемой энергии;
- изготовление опытного образца;
- оценка работоспособности образца при отрицательных температурах;
- выявление конструктивных ограничений и определение путей их устранения.

Принцип действия. Под действием пешеходной нагрузки верхняя панель смещается относительно основания и деформирует рабочую камеру. Кремнийорганическая жидкость в камере перетекает, и вследствие вязкого трения часть механической работы переходит в теплоту. Тепловой поток направляется к термоэлектрическим модулям. При разности температур их поверхностей возникает термоЭДС (эффект Зеебека).

Энергетический баланс. Работа за один цикл нагружения:

$$W = F \cdot \delta, \qquad F = m \cdot g, \tag{1}$$

где F – сила, действующая на плитку, Н; m – масса пешехода, кг; g – ускорение свободного падения, м/с²; δ – ход верхней панели (прогиб), м.

Теплота, выделяемая за цикл при вязкой диссипации:

$$Q = k_{\text{д}} \cdot W, \tag{2}$$

где $k_{\text{д}} \leq 1$ – доля работы, рассеиваемой в жидкости.

Для пешехода массой $m = 80$ кг при прогибе $\delta = 5$ мм работа за один шаг составляет $W \approx 3{,}9$ Дж.

Термоэлектрическое преобразование. Напряжение холостого хода цепи из n последовательно включённых модулей:

где n – число модулей; α – коэффициент Зеебека одного модуля, В/°С (для ТЕС1-12708 в данном режиме принято $\alpha \approx 0{,}05$ В/°С); ΔT – разность температур сторон модуля, °С.

При $n = 12$ и $\Delta T = 1$ °С расчётное напряжение без учёта электрических потерь составляет 0,6 В.

Наибольшую мощность цепь отдаёт на согласованную нагрузку, сопротивление которой равно внутреннему сопротивлению цепи:

$$P_{\max} = \frac{(n \cdot \alpha \cdot \Delta T)^2}{4 \cdot n \cdot R_1}, \quad (4)$$

где R_1 – внутреннее сопротивление одного модуля, Ом.

При $R_1 \approx 1{,}8$ Ом и $\Delta T = 1$ °С получаем $P_{\max} \approx 4$ мВт. Согласно (4), мощность пропорциональна квадрату перепада температур. Основной резерв повышения эффективности поэтому связан с увеличением ΔT за счёт улучшения подвода теплоты к «горячей» стороне модулей и теплоотвода от «холодной».

Накопление энергии. Выходной сигнал имеет импульсный характер, а знак ΔT при нагреве и остывании может меняться. По этой причине модули подключены к ионистору через выпрямительный элемент. Энергия, запасённая в ионисторе:

$$E = \frac{C \cdot U_C^2}{2}, \quad (5)$$

где C – ёмкость ионистора, Ф; U_C – напряжение на ионисторе, В.

Конструкция образца. Образец выполнен в виде эластичного напольного элемента размером 400×400 мм. Между верхней и нижней панелями расположена рабочая камера с кремнийорганической жидкостью ПМС-60000. Двенадцать последовательно соединённых модулей ТЕС1-12708 заряжают ионистор через выпрямительный элемент. Ионистор также сглаживает импульсный сигнал, обусловленный периодичностью пешеходной нагрузки.

Методика испытаний. Натурные испытания проведены при температуре окружающего воздуха от -5 до -20 °С. Оценивались подвижность рабочей жидкости, состояние рабочей поверхности и сохранение эксплуатационных свойств конструкции.

Результаты. Во всём температурном диапазоне жидкость ПМС-60000 сохраняла подвижность, достаточную для деформации рабочей камеры. Эластомерное покрытие проявило гидрофобные свойства. Образующийся на нём лёд при прогибе поверхности под нагрузкой откалывался, и контакт обуви с покрытием восстанавливался.

Испытания выявили и конструктивные недостатки. Гладкая поверхность эластомера не обеспечивала достаточного сцепления с обувью при снежном покрове. Более существенным оказалось растрескивание керамических термоэлектрических модулей, которые при многократной деформации конструкции воспринимали изгибающую нагрузку.

В связи с этим намечены два направления доработки. Первое - изменение структуры верхнего покрытия (рифление, противоскользящие включения). Второе - защита модулей от изгиба: конструкция должна передавать на них преимущественно сжимающую нагрузку, чего можно достичь установкой жёстких опорных пластин, выполняющих одновременно функцию теплораспределителей.

Плитка предназначена для участков с интенсивным пешеходным движением, в том числе на перечисленных выше объектах нефтегазовой отрасли. Размещение во взрывоопасных зонах требует оценки соответствия электрической части требованиям взрывозащиты. Поэтому на первом этапе плитку целесообразно применять вне таких зон: на проходных, у административно-бытовых корпусов, на пешеходных переходах.

Накопленная энергия может питать маломощные системы индикации, навигации и освещения, тепловой эффект - снижать образование наледи в месте установки.

Практическая ценность конструкции состоит в совмещении функций напольного покрытия и локального преобразователя энергии. Для количественной оценки эффективности необходимо измерить энергию цикла деформации, перепад температур на модулях, электрическую мощность и тепловой поток при различной нагрузке.

1. Подтверждена принципиальная возможность двухступенчатого преобразования энергии пешеходной нагрузки в тепловую и электрическую с помощью эластичной кинетической плитки: вязкая диссипация и последующая термоэлектрическая генерация.

2. Плитка утилизирует ранее не используемую энергию пешеходной нагрузки без подключения к внешней сети, совмещая функции напольного покрытия и локального источника тепловой и электрической энергии.

3. Получены расчётные зависимости (1) – (5) для энергии цикла нагружения, напряжения и мощности термоэлектрической цепи, а также энергии, запасаемой в ионисторе. Поскольку мощность пропорциональна квадрату перепада температур, оптимизация должна быть направлена прежде всего на интенсификацию теплопередачи к модулям.

4. Натурные испытания при температуре от -5 до -20 °C показали, что жидкость ПМС-60000 сохраняет подвижность, а конструкция - работоспособность.

5. Выявлены недостатки конструкции: недостаточное сцепление поверхности с обувью при снежном покрове и растрескивание модулей при изгибе. Для их устранения предложено изменить структуру верхнего покрытия и защитить модули от изгибающих нагрузок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ошкина Я. В. Использование кинетической энергии человека в городской среде // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. - 2019. - № 11-2(38). - С. 199-204. - DOI 10.24411/2500-1000-2019-11782.
2. Паршина К., Катрич А. Необычные источники энергии для повседневной жизни // Проблемы современного мира глазами молодежи: сборник научных трудов. - Москва: Российский университет дружбы народов (РУДН), 2016. - С. 82-90.
3. Петрушин В. Е., Балдин И. В., Чабанов Е. А. Альтернативные источники освещения // Транспорт: проблемы, цели, перспективы (transport 2021) : Материалы II Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, Пермь, 12 февраля 2021 года / Под редакцией Е.В. Чабановой. - Пермь: Пермский филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Волжский государственный университет водного транспорта», 2021. - С. 465-468.

4. Ротова Р. Р. Перспективы развития технологий: преобразование кинетической энергии в электрическую // Современные достижения в области образования, науки и технологии: Сборник материалов VII Международной научно-практической конференции аспирантов, магистрантов и студентов, Стерлитамак, 26 марта 2021 года / Отв. редактор С.Ю. Широкова. - Стерлитамак: Башкирский государственный университет, 2021. - С. 33-34.
5. Парфенов К.В., Ибатуллин И.Д. Энергетическая трансформация в нефтегазовой индустрии и перспективы альтернативных источников // Ашировские чтения. - 2023. - Т. 3, № 1(15). - С. 156-157.
6. Патент № US 2019/0238028 A1/ Craig Webster, Ben Gordon, Pub. Date: 01/08/2019.
7. Патент CN214007402U / Zhuhai Hengqin Lihao Building Materials Co ltd, Pub. Date: 20/08/2021.
8. Патент № 2818660 C1 Российская Федерация, МПК H02N 10/00, H10N 10/10. Энергогенерирующее устройство : № 2023133586 : заявл. 18.12.2023 : опубл. 03.05.2024 / И. Д. Ибатуллин, К. В. Парфенов, Н. Г. Кац, С. Н. Парфенова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Самарский государственный технический университет".
9. Парфенов К.В., Ибатуллин И.Д. Разработка прототипа энергогенерирующей плитки для преобразования механической энергии движения в другие формы энергии // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России : Сборник трудов XVII Всероссийской научно-технической конференции, Москва, 25 апреля 2024 года. - Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2024. - С. 468-475.

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

РАСЧЕТ УСТАЛОСТНОЙ ПРОЧНОСТИ ШЛИЦЕВЫХ ВАЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ

И.А. Кокорев

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
ig.kokorev52@yandex.ru

В данной статье предлагается для оценки усталостной прочности шлицевых валов использовать систему КОМПАС-3D для построения геометрической модели узла вала, систему ANSYS Workbench для определения местного напряженно-деформированного состояния и модель разрушения, в которой эквивалентное напряжение определяется через интенсивность амплитуд местных переменных напряжений и наибольшее (первое главное) постоянное местное напряжение цикла. Выполнен расчет коэффициента запаса усталостной прочности шлицевого вала.

Предлагаемая модель разрушения позволяет более точно учесть условия работы шлицевых валов, повысить достоверность расчетов и обеспечить требуемую усталостную прочность.

Ключевые слова: *шлицевый вал, метод конечных элементов, концентраторы напряжений, запас усталостной прочности, программные продукты.*

Использование современных компьютерных технологий в расчетах валов на усталость позволяет на стадии проектирования повысить долговечность и прочность, за счет более точного учета условий их работы.

В данной работе применяется подход, включающий следующие действия:

построение геометрической модели узла вала в системе КОМПАС-3D;

расчет напряженно-деформированное состояние модели узла вала в системе ANSYS Workbench;

расчет коэффициент запаса усталостной прочности вала по модели усталостной прочности при сложном напряженном состоянии [1]:

сравнение коэффициента запаса усталостной прочности вала с нормативной величиной.

Для достоверности расчетов применяем модель усталостной прочности, предложенную И.А. Биргером [1], в которой эквивалентное напряжение определяется через интенсивность амплитуд переменных местных напряжений и первое главное напряжение. Коэффициент усталостной прочности вала:

$$S = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{ЭКВ}} \geq [S],$$

где σ_{-1} – предел выносливости при симметричном цикле изгиба; S - расчетный коэффициент запаса усталостной прочности; $[S]$ = 1,5…2,5 – допускаемые (нормативное) значения коэффициента запаса усталостной прочности.

Для определения эквивалентного напряжения используем зависимость [2]

$$\sigma_{ЭКВ} = \frac{\sigma_{ЭКВa}}{qK_d K_F} + \psi_\sigma \sigma_{ЭКВm}, \qquad (1)$$

где эквивалентное переменное напряжение

$$\sigma_{ЭКВa} = \frac{1}{\sqrt{2}}\sqrt{(\sigma_{xa} - \sigma_{ya})^2 + (\sigma_{ya} - \sigma_{za})^2 + (\sigma_{za} - \sigma_{xa})^2 + 6(\tau_{xya}^2 + \tau_{yza}^2 + \tau_{zxa}^2)}$$

– интенсивность амплитуд местных переменных напряжений; эквивалентное постоянное напряжение $\sigma_{ЭКВm}=\sigma_{1m}$ – наибольшее (первое главное) нормальное напряжение; ψ_σ - коэффициент влияния постоянных напряжений; σ_{xa}, σ_{ya}, σ_{za}, τ_{xya}, τ_{yza}, τ_{zxa} - амплитуды местных переменных напряжений в опасной точке; K_d - коэффициент, учитывающий масштабный фактор; K_F – коэффициент, учитывающий влияние состояния поверхности; q - коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений.

Коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений

$$q=\alpha_\sigma / K_\sigma,$$

где α_σ – теоретический коэффициент концентрации напряжений, K_σ, - эффективный коэффициент концентрации напряжений. Так как трудоемкость определения K_σ,во много раз превышает трудоемкость определения α_σ, то целесообразно использовать зависимость между этими коэффициентами

$$K_\sigma,=1 +q'(\alpha_\sigma - 1),$$

где q' – коэффициент влияния местных напряжений.

Для определения K_σ , q', α_σ - используются таблицы и графики. Для стали получены приближенные эмпирические формулы для вычисления K_σ, в зависимости от предела прочности.

В таблице приведены значения коэффициента q' в зависимости от материала.

Таблица

Значения коэффициента q' в зависимости от материала

Материал	Среднеуглеродистые, низколегированные стали	Конструкционные легированные стали	Высоколегированные стали
q'	0,4 ÷ 0.6	0,6 ÷ 0,7	0,7 ÷ 0,9(1)

В качестве примера выполнен уточненный расчет участка вала со шлицевым прямобочным соединением типа «вал-ступица» с центрированием по наружному диаметру (ГОСТ1139-80).Вал часто реверсируемый нагружен вращающим моментом T=720Нм.

Размеры соединения:

размеры участка вала – диаметр 62мм, длина 160мм, длина шлица 84мм;

размеры колеса или втулки (ступицы) – диаметр первой внешней цилиндрической ступени 190мм, длина 48мм, диаметр второй внешней цилиндрической ступени 100мм, длина 34мм, диаметр внутренней цилиндрической ступени 56мм, длина шлица 82мм;

прямобочное шлицевое соединение с центрированием по наружному диаметру 62мм, внутренним диаметром 56мм, числом зубьев (шлицев) равном 8, шириной зуба 10мм, посадками с натягом по наружному диаметру 0,015мм и по ширине зуба 0,0004мм.

Материал деталей соединения – сталь 45,термообработка улучшение.

Свойства материала:

модуль упругости – $2.15 \cdot 10^5$ МПа;

коэффициент Пуассона - 0.3;

предел текучести– 540МПа;

предел прочности - 780 МПа;

касательный модуль– $2.8 \cdot 10^3$ МПа.

Модели деталей и сборки строятся в системе *КОМПАС-3D.*

Для расчета напряженно-деформированного состояния модели соединения используется система *ANSYS Workbench.*

На рис. 1 и 2 показаны основные этапы подготовки решения задачи: твердотельная и конечно-элементная модель соединения; заделка – фиксация на наружной цилиндрической поверхности ступицы с большим диаметром и равенство нулю нормального перемещения на торце вала; нагрузка - вращающий момент, приложенный на грани удаленного торца вала.

В ходе работы программы получено напряженно-деформированное состояние узла вала в целом, распределение эквивалентных и касательных напряжений и контактных давлений.

На рис.3 и 4 показано распределение контактных давлений в вале. На рис. 5 показаны распределение эквивалентных напряжений (von- Mises) в вале и опасная точка (узловая точка конечно-элементной модели) с максимальным значением эквивалентного напряжения σ_e=137,83МПа. Опасная точка находится на ступени вала под колесо, где имеет место сочетание конструктивных источников концентрации напряжений: галтели, шлицевого соединения и соединения с натягом.

Для расчета запаса усталостной прочности использовались следующие исходные данные: K_d=0,784; K_F=1; q=1,26; σ_{-1}=335,4МПа [1]. При расчете учитывалось, что в часто реверсируемом вале, нагруженном вращающим моментом, напряжения изменяются по симметричному циклу.

Анализ результатов расчетов позволяет отметить, что вал можно считать работоспособным. Значение коэффициента запаса усталостной прочности S=2,4

Предлагаемая модель разрушения (1) позволяет более точно учесть условия работы шлицевых валов, повысить достоверность расчетов и обеспечить требуемую усталостную прочность.

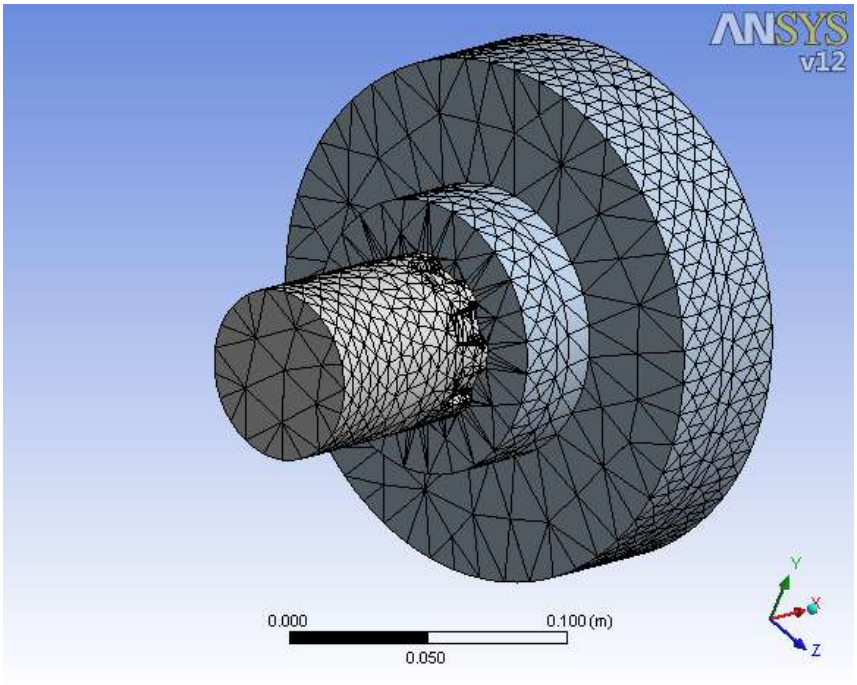


Рис. 1. Конечно-элементная модель

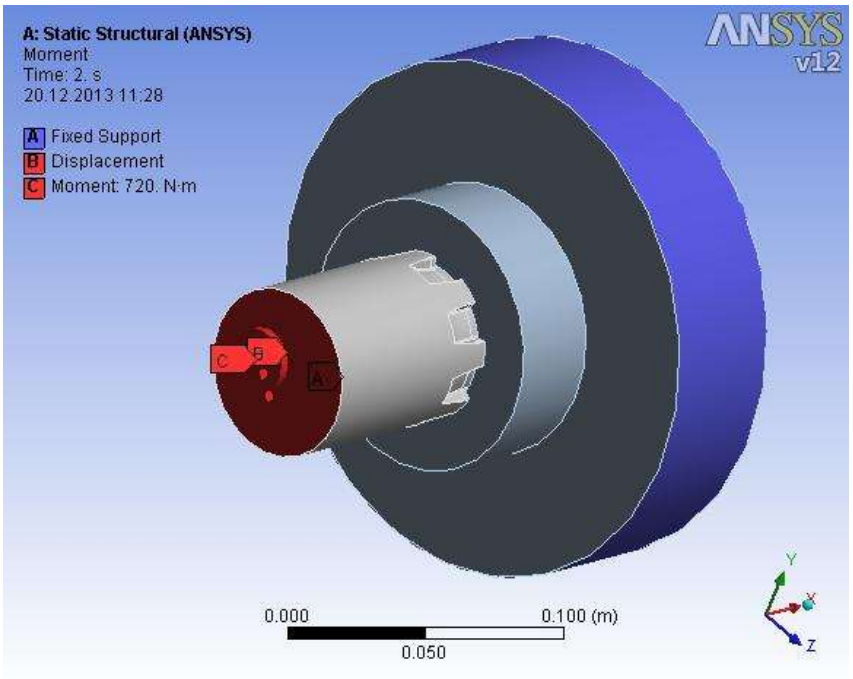


Рис. 2. Закрепление модели и приложение нагрузки

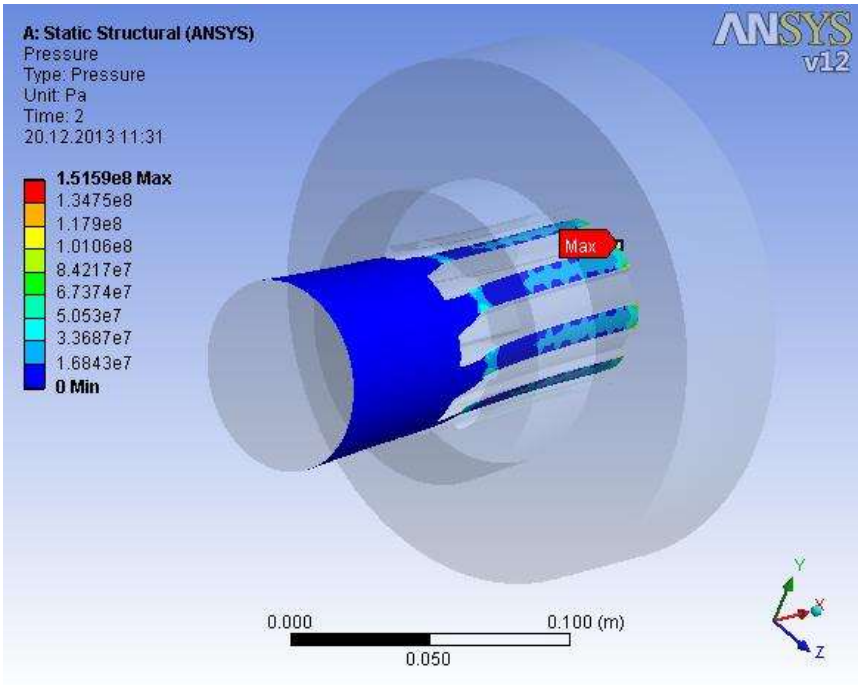


Рис. 3. Контактное давление на цилиндрической поверхности вала

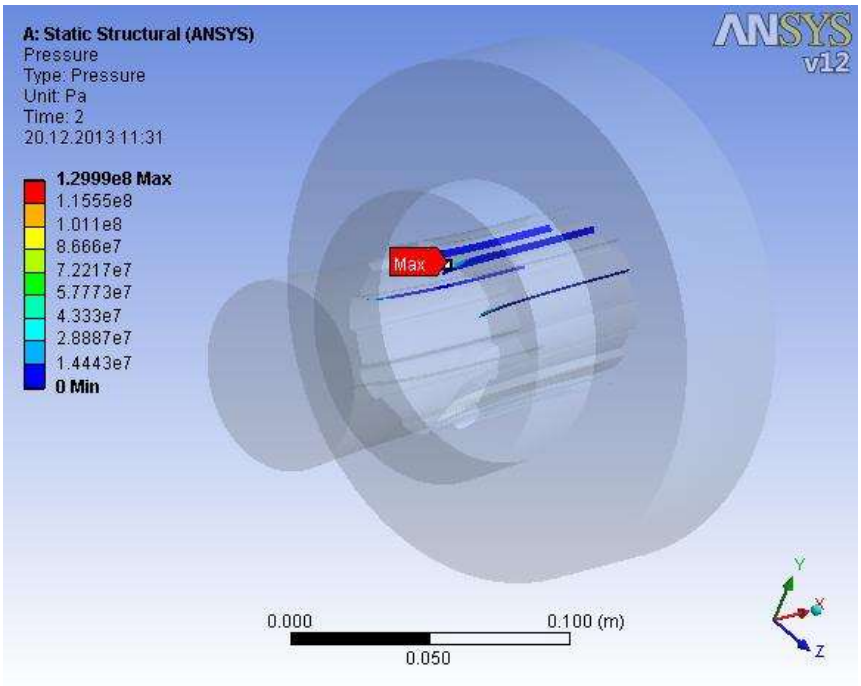


Рис. 4. Контактное давление на рабочих гранях зубьев

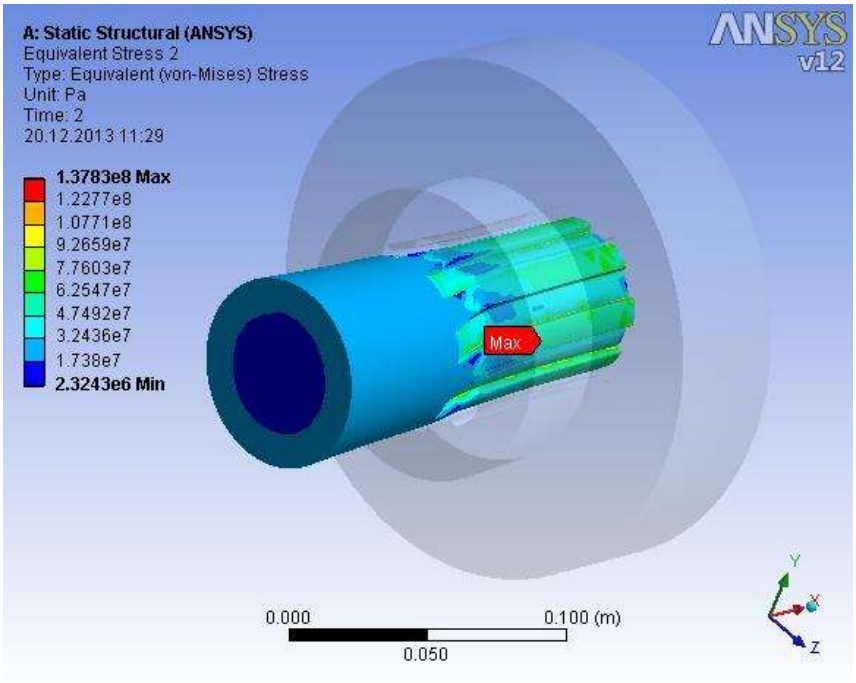


Рис. 5. Эквивалентные напряжения в вале

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Биргер И.А.* Расчет на прочность деталей машин: Справочник / *И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич* – М.: Машиностроение,1993 – 640с.
2. *Кокорев И. А.* Уточненный расчет валов с учетом сочетаний концентраторов напряжений. Журнал «Ашировские чтения». Т. 1, №1 (13). – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2021. – С. 516 – 523.

УДК 656.212.5

ОБЗОР СЕРИЙНЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ВАГОННЫХ ЗАМЕДЛИТЕЛЕЙ И ИХ ПРИМЕНИМОСТИ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПУТЯХ НЕОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ

Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: durymanov.nik@mail.ru

Рассмотрены серийные отечественные вагонные замедлители: горочные балочные, парковые и точечные. По данным учебной и научной литературы и каталога производителя сопоставлены их масса, погашаемая энергетическая высота, допустимая скорость входа вагонов и характерные отказы. Показано, что замедлители, созданные с конца 1980-х годов, имеют удельную массу 13-22 т на 1 м погашаемой энергетической высоты против 29-33 т у конструкций старых типов и выполняют отраслевое требование не более 25 т. Точечные замедлители в России пока применяются единично. Для путей необщего пользования с невысокими скоростями подачи вагонов по массе, размерам и условиям установки предпочтительны парковые и точечные замедлители.

Ключевые слова: вагонный замедлитель, тормозная позиция, погашаемая энергетическая высота, удельная масса, парковый замедлитель, точечный замедлитель, пути необщего пользования.

Вагонный замедлитель - основное путевое средство регулирования скорости вагонов. Его устанавливают на тормозных позициях сортировочных горок и на путях парков, где отцеп нужно остановить или выпустить с заданной скоростью [1]. Похожая задача возникает на путях необщего пользования нефтехимических предприятий при подаче цистерн к сливно-наливным эстакадам. Скорости движения здесь невелики, но удар цистерны или её неконтролируемое движение в зоне налива опасны. Чтобы выбрать замедлитель для таких условий, нужно знать, какие конструкции выпускает отечественная промышленность, каковы их характеристики и слабые места.

Большинство сортировочных горок России оборудовано балочными замедлителями [2], и именно они составляют основной серийный ряд. Сведения о них рассеяны по разным источникам. Классификация и основные характеристики замедлителей приведены в учебной литературе [1]. Ю.В. Маслюкова и С.В. Карасев проанализировали условия применения точечных замедлителей на горках большой мощности [2]. Л.Н. Иванкова и А.В. Подорожкина рассмотрели применение лёгких замедлителей на горках малой мощности [3]. История создания замедлителей нового поколения, требования к ним и результаты их испытаний обобщены в работе В.А. Кобзева [4]. Данные о выпускаемых сейчас конструкциях содержатся в каталоге производителя [5], а динамика нагружения и шум балочных замедлителей исследованы В.В. Шаповаловым с соавторами [6].

Сводного сопоставления, которое показывало бы, какие конструкции выпускаются сейчас, отвечают ли они отраслевым требованиям и подходят ли для

путей с невысокими скоростями движения, в этих работах нет. Такое сопоставление нужно при выборе тормозных средств для путей необщего пользования.

Цель работы - сопоставить характеристики серийных отечественных вагонных замедлителей и определить, какие их типы целесообразно рассматривать для регулирования скорости вагонов на путях необщего пользования.

Для достижения цели решались следующие задачи:

1) классифицировать отечественные вагонные замедлители по месту установки, принципу действия и способу воздействия на колесо;

2) сопоставить массу, погашаемую энергетическую высоту и допустимую скорость входа вагонов для основных типов замедлителей и проверить выполнение требования к удельной массе;

3) установить, какие конструкции выпускаются серийно в настоящее время, и выявить их характерные недостатки;

4) оценить применимость горочных, парковых и точечных замедлителей на путях с невысокими скоростями подачи вагонов.

Замедлители различают по месту установки, принципу действия, приводу и способу воздействия на колесо. Горочные замедлители устанавливают на первой и второй тормозных позициях спускной части горки, где нужно гасить большую энергию. Парковые ставят в начале сортировочных путей для точного прицельного торможения [1, 2]. По принципу действия балочные замедлители бывают нажимными и весовыми. У нажимных усилие на колесо задаёт привод, у весовых его создаёт сам вагон, который своей тяжестью осаживает подпорную балку [1]. Привод чаще всего пневматический, реже пневмогидравлический.

По способу воздействия на колесо замедлители делят на балочные и точечные. Балочный замедлитель зажимает боковые поверхности колеса тормозными шинами, поэтому тормозной эффект зависит от трения и состояния обода. Точечный замедлитель взаимодействует с поверхностью катания или гребнем колеса, и торможение определяется только скоростью вагона [2]. Отдельную группу составляют лёгкие замедлители РНЗ-2, РНЗ-2М, ПНЗ и ПГЗ, которые можно устанавливать в кривых участках пути. По данным [3], отказ от них на горках малой мощности удлиняет расчётный путь и требует увеличить высоту горки.

Тормозную мощность замедлителя оценивают погашаемой энергетической высотой (м э. в.), а его металлоёмкость - удельной массой, то есть массой, приходящейся на 1 м погашаемой энергетической высоты.

Старшее поколение горочных замедлителей представлено клещевидно-нажимными Т-50, созданными на их базе клещевидно-нажимными подъёмными КНП-5 и клещевидно-весовыми КВ-3 [1]. Т-50 рассчитаны на рельсы Р43, которые сняты с производства, и сами уже не выпускаются [4]. Расчётная тормозная мощность КНП-5 составляет 1,2 м э. в., но из-за большой инерционности на практике она обычно реализуется не полностью [4]. Обслуживание одного замедлителя КВ-3 требует более 100 чел.-ч в месяц [4].

Эти недостатки привели к новым требованиям к горочным тормозным средствам: металлоёмкость не более 25 т на 1 м э. в., глубина заложения не более 1 м на спускной части и 0,6 м на подгорочных путях, время оттормаживания не более 0,8 с для горочных и 0,6 с для парковых замедлителей [4]. Под эти требования во ВНИИЖТ разработали пневмогидравлические замедлители ВЗПГ-ВНИИЖТ и пневматические ВЗП-ВНИИЖТ в трёх- и пятизвенном исполнении. ВЗПГ серийно

выпускали Калужский путевой ремонтно-механический завод и Читинский завод, а ВЗП с 1996 г. - Калужский завод. К 1996 г. на сети эксплуатировалось более 170 замедлителей ВЗПГ [4].

Характеристики основных балочных замедлителей приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристики отечественных балочных вагонных замедлителей [1, 5].

Тип	Принцип действия	Масса, т	Длина по балкам, мм	Погашаемая энергетическая высота, м э. в.	Допустимая скорость входа, м/с
Т-50-5	нажимной	20,6	12 475	0,65	6,0
КНП-5	нажимной	34,8	12 475	1,2	7,0
КВ-3	весовой	33,0	7 600	1,0	7,0
КЗ-5	нажимной	28,0	12 475	1,4	8,0
ВЗПГ-5	нажимной	23,0	12 475	1,3	8,0
ВЗП-5	нажимной	25,0	12 475	1,4	8,5
КНЗ-5пк	нажимной	24,0	12 475	1,4	8,5
РНЗ-2М	нажимной	7,3	3 600	0,45	6,0
ПНЗ-1	нажимной	5,5	3 600	0,25	6,0

При одинаковой длине 12 475 мм новые пятизвенные замедлители гасят 1,3-1,4 м э. в. против 0,65 м э. в. у Т-50-5 и допускают вход вагона со скоростью на 2,0-2,5 м/с выше. Удельная масса замедлителей показана на рисунке 1. Требование не более 25 т на 1 м э. в. выполняют все замедлители, кроме Т-50, КНП-5 и КВ-3 (29-33 т/м э. в.), в том числе все конструкции, созданные с конца 1980-х годов (13-22 т/м э. в.).

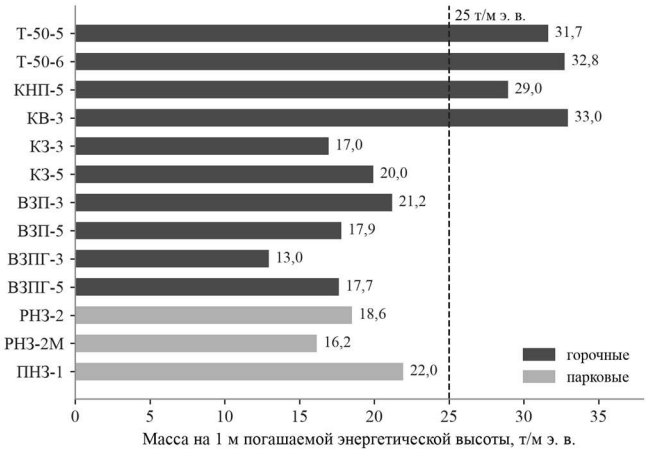


Рисунок 1 - Масса вагонных замедлителей на 1 м погашаемой энергетической высоты.

Серийный ряд горочных замедлителей сейчас выпускает АО «Алатырский механический завод». Его замедлители КНЗ-5пк и КНЗ-3пк с пневмокамерами рассчитаны на рельсы Р65, давление воздуха 0,65 МПа и работу при температуре от -40 до +45 °С. Усилие нажатия шин у обоих составляет 100 ± 20 кН, погашаемая энергетическая высота - 1,4 и 1,0 м э. в. соответственно [5]. По данным таблицы 1, удельная масса КНЗ-5пк - около 17 т на 1 м э. в.

Слабое место балочных конструкций - динамика нагружения. Расчётное статическое усилие торможения составляет 120-150 кН, но пиковые нагрузки бывают в 1,5-2 раза выше [6]. Это вносит погрешность в работу автоматики и вызывает

фрикционные автоколебания, из-за которых шум у тормозных позиций превышает санитарные нормы в два раза и более [6]. Ресурсные испытания ВЗПГ выявили и другие недостатки. После 158,4 тыс. циклов гидросистема разгерметизировалась из-за абразивного износа уплотнительных колец, а тарельчатые пружины возвратного узла пришлось заменить винтовыми, которые затем применили и в ВЗП, РНЗ-2М и ПНЗ-1 [4].

На парковых тормозных позициях обычно устанавливают рычажно-нажимные РНЗ-2, РНЗ-2М, однорельсовые ПНЗ-1 и ПГЗ-03. Их размещают на прямых участках вразбежку или в створе, а замедлители длиной до 3,5 м можно ставить и в кривых радиусом не менее 200 м [1]. РНЗ-2М серийно выпускается с 1995 г. и пришёл на смену РНЗ-2: он рассчитан на рельсы Р65 и гасит 0,45 м э. в. против 0,35 м э. в. у предшественника [1, 4]. Современный вариант с пневмокамерами, РНЗ-2Мпк, выпускает тот же алатырский завод. Он сохраняет тормозную мощность 0,45 м э. в. при осевой нагрузке до 250 кН и допускает установку в кривой радиусом 180 м [5]. Для горок малой мощности предложено ставить на каждом сортировочном пути цепочку лёгких замедлителей, которые выпускают отцеп со скоростью 1,0-1,2 м/с независимо от его ходовых свойств [3].

Точечные замедлители в отечественной практике пока остаются исключением. Во ВНИИЖТ был разработан точечный замедлитель ТВЗ-ВНИИЖТ, который, по расчётам, за один цикл торможения полногрузного четырёхосного вагона совершает работу до 7000 Дж против 1400-1700 Дж у известных конструкций [4]. Сведений о серийном выпуске отечественных точечных замедлителей в открытых источниках не обнаружено. По данным [2], точечными замедлителями оборудованы станции Забайкальск и Лужская, где снизились потери от повреждения вагонов и грузов и улучшилось заполнение путей. Главное ограничение таких устройств - допустимая скорость входа, заметно более низкая, чем у балочных замедлителей. Моделирование для горок большой мощности показало, что применять точечные замедлители на спускной части как самостоятельное средство торможения нецелесообразно [2]. Их область применения - парковые пути и участки с невысокими скоростями движения.

Проведённое сопоставление позволяет оценить применимость замедлителей на путях необщего пользования, где скорости подачи вагонов невелики. Горочные замедлители рассчитаны на погашение 1,0-1,4 м э. в. и вход со скоростью 7,0-8,5 м/с, имеют массу 20-35 т и длину 7,6-12,5 м (табл. 1). Для таких путей их тормозная мощность избыточна, а масса и длина затрудняют размещение. Парковые замедлители значительно легче (5,5-7,3 т), короче (3,6 м) и допускают установку в кривых радиусом 180-200 м [1, 5], что облегчает их размещение на путях со сложным планом. Точечные замедлители не зависят от состояния обода колеса, а их основное ограничение - низкая допустимая скорость входа - на таких путях несущественно.

1. Отечественный ряд вагонных замедлителей сложился вокруг балочных нажимных конструкций с пневматическим и пневмогидравлическим приводом.

2. Замедлители, созданные с конца 1980-х годов (ВЗПГ, ВЗП, РНЗ-2М, ПНЗ-1), имеют удельную массу 13-22 т на 1 м э. в., выполняют требование не более 25 т и пришли на смену Т-50, КНП-5 и КВ-3 (29-33 т на 1 м э. в.). Эту линию продолжают пневмокамерные замедлители КНЗ-5пк, КНЗ-3пк и РНЗ-2Мпк.

3. Общие недостатки балочных замедлителей сохраняются: пиковые нагрузки в 1,5-2 раза выше расчётных, шум выше санитарных норм, износ уплотнений и зависимость тормозного эффекта от состояния колеса.

4. Точечные замедлители не зависят от состояния обода колеса, но в России применяются единично и подходят только для участков с невысокой скоростью входа.

5. Для путей необщего пользования с невысокими скоростями подачи вагонов по массе, размерам и условиям установки предпочтительны парковые и точечные замедлители. Выбор конкретной конструкции для подачи цистерн к сливно-наливным эстакадам требует отдельного анализа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проектирование сортировочных устройств : учеб. пособие / Е. Э. Червотенко, Д. Н. Куклев, Н. В. Куклева [и др.] ; под ред. Е. Э. Червотенко. Хабаровск : Изд-во ДВГУПС, 2014. 75 с. URL: http://elib.bsut.by/bitstream/handle/123456789/630/chervotenko_proekt_sort_ustr.pdf (дата обращения: 13.10.2026).
2. Маслюкова Ю. В., Карасев С. В. Анализ условий использования точечных вагонных замедлителей на горках большой мощности // Вестник Сибирского государственного университета путей сообщения. 2021. № 1 (56). С. 46-56. DOI: 10.52170/1815-9262_2021_56_46.
3. Иванкова Л. Н., Подорожкина А. В. Новые конструкции горочных горловин для повышения производительности сортировочного процесса // Наука и техника транспорта. 2022. № 1. С. 19-22.
4. Кобзев В. А. Развитие и эксплуатация путевых устройств регулирования скорости отцепов на механизированных и автоматизированных сортировочных горках : дис. в виде науч. доклада ... д-ра техн. наук : 05.22.08. М., 1996. URL: https://tekhnosfera.com/razvitie-i-ekspluatatsiya-putevyh-ustroystv-regulirovaniya-skorosti-ottsepov-na-mehanizirovannyh-i-avtomatizirovannyh-sor (дата обращения: 13.10.2026).
5. Вагонные замедлители : каталог продукции / АО «Алатырский механический завод». Алатырь, 2026. URL: http://alatmz.ru/produkcziya/oborudovanie-dlya-sortirovochnyix-gorok/vagonozameniteli/ (дата обращения: 13.10.2026).
6. Разработка мероприятий для подавления шума при работе вагонных замедлителей на сортировочных горочных комплексах / В. В. Шаповалов, П. Н. Щербак, А. Л. Озябкин [и др.] // Вестник Ростовского государственного универ-ситета путей сообщения. 2023. № 4. С. 253-261. DOI: 10.46973/0201-727X_2023_4_253.

УДК 681.52

ОБОРУДОВАНИЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ СЛИВНО-НАЛИВНОЙ ЭСТАКАДЫ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ОПЕРАЦИЯМ

Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: durymanov.nik@mail.ru

Работа железнодорожной сливно-наливной эстакады разделена на шесть операций: подачу цистерн, установку и закрепление, подготовку, слив или налив, окончание операции и уборку состава. Каждой операции сопоставлены оборудование и требования федеральных норм промышленной безопасности, правил по охране труда и свода правил пожарной безопасности. Показано, что оснащение распределено неравномерно. Налив оснащён замкнутым контуром «датчик - контроллер - отсекающая арматура», а подача, установка и уборка цистерн выполняются средствами, которые ничего не измеряют и не входят в автоматизированную систему управления эстакадой. Для включения этих операций в систему управления предложено использовать регулируемые вагонные замедлители с датчиками скорости.

Ключевые слова: сливно-наливная эстакада, вагон-цистерна, технологическая операция, сливно-наливное устройство, вагонный замедлитель, заземление цистерн, противоаварийная защита.

Об оснащении сливно-наливной эстакады обычно говорят на примере наливного устройства, хотя налив - лишь одна из операций, через которые проходит цистерна. До налива её подают на пути эстакады, устанавливают против наливного устройства, закрепляют, заземляют и подключают, а после налива отсоединяют и выводят вместе с составом. Для каждого из этих шагов нужно своё оборудование, а требования к нему разнесены по трём документам: федеральным нормам и правилам Ростехнадзора [1], правилам по охране труда Минтруда России [2] и своду правил МЧС России [3]. На нефтехимическом предприятии задача усложняется разнообразием цистерн: цистерны для нефтехимических грузов отличаются от нефтебензиновых сливными приборами [4], и эстакада должна принимать оба типа.

А.Р. Бадыкшанов описывает работу железнодорожной эстакады как последовательность операций - постановки цистерн под налив или слив, подготовки, налива или слива и его окончания - и рассматривает автоматизированную систему управления, которая обеспечивает их безопасность [5]. Отдельным видам оборудования посвящены специальные работы. В.В. Пшенин, Н.А. Зарипова и А.К. Николаев исследовали вытеснение паров из цистерн при наливе [6]. А.В. Песляк с соавторами рассмотрели особенности сливных приборов цистерн для нефтехимических грузов [4]. Общие технические условия на сливно-наливные устройства установлены ГОСТ 34569-2019 [7]. Средства регулирования скорости вагонов - балочные и точечные замедлители - описаны применительно к сортировочным горкам и паркам [8, 9], а в конструкции [10] торможение вагона совмещено с измерением его скорости.

Однако в этих работах оборудование рассматривается по видам, а не по операциям, и не сопоставлено с пунктами норм. Поэтому неясно, какие операции на эстакаде оснащены полно, а какие обеспечены одним-двумя простыми средствами и выпадают из системы управления.

Цель работы - сопоставить оборудование железнодорожной сливно-наливной эстакады с технологическими операциями и требованиями норм и выявить операции, которые не охвачены измерительными средствами и автоматизированной системой управления.

Для достижения цели решались следующие задачи:

1) выделить технологические операции, через которые проходит цистерна на эстакаде;

2) для каждой операции определить применяемое оборудование и пункты норм, которые его требуют;

3) выявить операции, оснащённые только средствами без измерения;

4) предложить техническое средство, которое позволит включить эти операции в систему управления эстакадой.

За основу взят перечень операций из работы [5]: постановка цистерн под налив или слив, подготовка, налив или слив и окончание операции. Для анализа оснащения этот перечень удобно дополнить двумя операциями, которые в нём подразумеваются: подачей цистерн на пути эстакады и уборкой состава. В результате получается шесть операций (рис. 1).

Оборудование при таком делении распадается на две группы. В первую входит рабочее оборудование конкретной операции: тормозной башмак нужен при закреплении, наливное устройство - при наливе, дренаж - при окончании операции. Вторая группа работает всё время, пока цистерны находятся на путях эстакады; на рисунке 1 она показана общей полосой под операциями.



Рисунок 1 - Операции на железнодорожной сливно-наливной эстакаде и оборудование для каждой операции [1, 2, 5].

Подача, установка и закрепление. Цистерны подают на пути эстакады маневровым локомотивом или лебёдкой. Перемещение цистерн согласуют только после их осмотра оператором [2, п. 65]. На месте цистерну закрепляют тормозными

башмаками из неискрообразующего материала [2, п. 64]; федеральные нормы выражают то же требование через запрет тормозить искрящими башмаками [1, п. 7]. Других требований к оборудованию для подачи и установки цистерн ни один из трёх документов не содержит. Между тем установка цистерны против наливного устройства требует точности. Шарнирное или телескопическое наливное устройство [1, п. 8] имеет ограниченный вылет, и цистерну, остановившуюся с отклонением, приходится передвигать повторно. Башмак удерживает цистерну на месте, но не показывает, где она остановилась и с какой скоростью подошла.

*Подготовк*а. Подготовка начинается с заземления цистерн, трубопроводов и наливных устройств [1, п. 33], а также рельсов сливоналивных участков [1, п. 199]. Сливать и наливать продукт в незаземлённую цистерну запрещено [2, п. 67]. Персонал переходит на котёл цистерны по откидным мостикам с неискрящими прокладками [1, п. 6]. Вязкие продукты перед сливом разогревают паром, циркуляцией или электроподогревом до температуры не выше 90 °С [1, пп. 21, 22].

Налив. Налив оснащён полнее остальных операций. Его ведут бесшланговыми шарнирными или телескопическими устройствами с автоматическими ограничителями, а светлые нефтепродукты наливают герметично, с отводом паров в газосборную систему [1, п. 8]. Скорость налива ограничивают арматурой, перепуском или частотным приводом насоса [1, пп. 16, 17]. Налив прекращается автоматически при выдаче заданной нормы, при достижении предельного уровня и при обрыве цепи заземления цистерны [1, п. 14]. Газосборную систему при этом нельзя рассчитывать по расходу продукта: замеры на действующей эстакаде показали, что при расходе налива 2000 м³/ч расход вытесняемой газовоздушной смеси достигал 2620 м^3/ч [6].

Слив. Требования к оснащению слива проще. Эстакады для всех нефтепродуктов, кроме высоковязких, оборудуют устройствами нижнего герметизированного слива [1, п. 9]. Общие технические условия на такие устройства установлены ГОСТ 34569-2019, но он распространяется только на объекты магистрального трубопроводного транспорта [7], поэтому для заводской эстакады служит лишь ориентиром. На нефтехимическом предприятии важнее, чтобы устройство слива стыковалось со сливным прибором цистерны. Для нефтехимических грузов нужен прибор с тремя затворами, а у большинства таких приборов проходное сечение меньше. Вязкий груз через них сливается дольше, и штатным гидромонитором эстакады его не подогреть [4]. Поэтому сливное оборудование и средства подогрева приходится подбирать под конкретный парк цистерн, который обслуживает эстакада.

Окончание операции. Для этой операции нормы содержат одно требование: трубопроводы освобождают от остатков продукта, а коллекторы оснащают дренажом [1, п. 10].

Оборудование для всех операций. Датчики загазованности останавливают слив и налив, если концентрация паров превышает 50 % нижнего концентрационного предела распространения пламени [1, п. 30]. На трубопроводах подачи продукта устанавливают аварийную запорную арматуру [1, п. 15], эстакаду защищают молниеприёмниками [1, п. 32] и лафетными стволами [3, п. 13.2.10]. Все эти средства объединяет АСУ ТП с подсистемами противоаварийной защиты, автоматизации технологического процесса и пожаротушения. Её контроллеры размещают на эстакаде во взрывозащищённых шкафах, а рабочие места операторов - в операторной [5].

Сводная картина оснащения эстакады по операциям приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Оборудование сливно-наливной эстакады по операциям.

Операция	Оборудование	Требование нормы
Подача и уборка	Маневровый локомотив или лебёдка	[2, п. 65]
Установка и закрепление	Неискрящие тормозные башмаки	[1, п. 7]; [2, п. 64]
Подготовка	Заземляющие устройства, откидные мостики, средства подогрева	[1, пп. 6, 21, 22, 33, 199]; [2, п. 67]
Налив	Бесшланговые устройства с ограничителями, отвод паров, ограничение скорости налива, автоматический останов	[1, пп. 8, 14, 16, 17]
Слив	Устройства нижнего герметизированного слива	[1, п. 9]; [4]
Окончание операции	Дренаж коллекторов	[1, п. 10]
Все операции	Датчики загазованности, аварийная запорная арматура, молниеприёмники, лафетные стволы, АСУ ТП	[1, пп. 15, 30, 32]; [3, п. 13.2.10]; [5]

Из таблицы 1 видно, что измерительные приборы есть только у слива, налива и общих средств защиты. Подача, установка и уборка цистерн обеспечены тормозным башмаком, локомотивом и лебёдкой. Эти средства ничего не измеряют и не передают сигналов в АСУ ТП. Поэтому контур противоаварийной защиты начинает действовать только тогда, когда цистерна уже стоит на месте и заземлена, а всё, что происходит с ней до этого, система управления не контролирует.

Устранить этот пробел могут регулируемые вагонные замедлители с датчиками. На сортировочных горках и путях парков вагонные замедлители служат основным путевым средством регулирования скорости вагонов [8]. Точечные замедлители, у которых торможение определяется только скоростью вагона, уже применяются на отдельных станциях [9]. В гидравлическом замедлителе, разработанном в СамГТУ [10], скорость вагона вычисляется по сигналам датчиков, а тормозное усилие регулируется в зависимости от этой скорости. Такой замедлитель на путях эстакады позволит ограничивать скорость подходящей цистерны и передавать данные о ней в АСУ ТП. Однако эти устройства созданы для сортировочных путей, и на эстакаде их нужно выполнять с учётом класса взрывоопасной зоны.

1. Работу железнодорожной сливно-наливной эстакады удобно рассматривать как шесть операций: подачу цистерн, установку и закрепление, подготовку, слив или налив, окончание операции и уборку состава. Оборудование при этом делится на рабочее оборудование отдельных операций и общие средства защиты.

2. Оснащение эстакады распределено неравномерно. Налив оснащён замкнутым контуром «датчик - контроллер - отсекающая арматура»; линию отвода паров для него нужно рассчитывать с запасом сверх расхода продукта.

3. Сливное оборудование нефтехимического предприятия зависит от сливных приборов цистерн и подбирается под обслуживаемый парк цистерн.

4. Хуже всего оснащены подача, установка и уборка цистерн: их средства ничего не измеряют и в АСУ ТП не входят. Включить эти операции в систему управления могут регулируемые вагонные замедлители с датчиками скорости [10]. Для этого необходимо определить требования к их взрывозащищённому исполнению и к связи с системой управления наливом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» : приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 529 : зарегистрирован в Минюсте России 30.12.2020 № 61965 // Legalacts.ru. URL: https://legalacts.ru/doc/prikaz-rostekhnadzora-ot-15122020-n-529-ob-utverzhdenii-federalnykh/ (дата обращения: 12.10.2026).
2. Об утверждении Правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов : приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16.12.2020 № 915н : зарегистрирован в Минюсте России 30.12.2020 № 61968 // КонсультантПлюс. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_506811/ (дата обращения: 12.10.2026).
3. СП 155.13130.2014. Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности : свод правил : утв. приказом МЧС России от 26.12.2013 № 837 : введ. 2014-07-01.
4. Повышение универсальности вагонов-цистерн для перевозки нефтехимических грузов / А. В. Песляк, Н. А. Битюцкий, М. Н. Сувернев, А. Н. Фомин // Известия Петербургского университета путей сообщения. 2020. Т. 17, вып. 4. С. 477-489. DOI: 10.20295/1815-588X-2020-4-477-489.
5. Бадыкшанов А. Р. Обеспечение безопасной эксплуатации сливоналивных железнодорожных эстакад // Символ науки. 2021. № 11-2. С. 25-27.
6. Пшенин В. В., Зарипова Н. А., Николаев А. К. Моделирование процесса вытеснения нефтяных паров при наливе железнодорожных цистерн // Территория Нефтегаз. 2019. № 6. С. 79-82.
7. ГОСТ 34569-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Устройства сливо-наливные нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. Введ. 2020-06-01. М. : Стандартинформ, 2019.
8. Проектирование сортировочных устройств : учеб. пособие / Е. Э. Черво-тенко, Д. Н. Куклев, Н. В. Куклева [и др.] ; под ред. Е. Э. Червотенко. Хабаровск : Изд-во ДВГУПС, 2014. 75 с. URL: http://elib.bsut.by/bitstream/handle/123456789/630/chervotenko_proekt_sort_ustr.pdf (дата обращения: 13.10.2026).
9. Маслюкова Ю. В., Карасев С. В. Анализ условий использования точечных вагонных замедлителей на горках большой мощности // Вестник Сибирского государственного университета путей сообщения. 2021. № 1 (56). С. 46-56. DOI: 10.52170/1815-9262_2021_56_46.
10. Пат. 2805430 Российская Федерация, МПК B61K 7/02. Вагонный замедлитель / Ибатуллин И. Д., Кац Н. Г., Леви А. А. [и др.] ; заявитель Самарский государственный технический университет. № 2023109266 ; заявл. 12.04.2023 ; опубл. 16.10.2023. 12 с.

УДК 614.8

ОБЗОР ПРИЧИН АВАРИЙ ПРИ СЛИВЕ И НАЛИВЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

Н.В. Дурыманов, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
email: durymanov.nik@mail.ru

Рассмотрены причины аварий на железнодорожных сливно-наливных эстакадах. На основе статистики пожаров и опубликованных исследований причины сведены к трём механизмам: зажиганию паров разрядом статического электричества или фрикционной искрой, выходу продукта и паров при переливе и утечках, механическому воздействию на цистерну при подаче и закреплении. Для каждого механизма определены технические средства предупреждения, и они сопоставлены с требованиями федеральных норм. Показано, что, налив нормы регулируют подробно, а скорость подачи цистерн на эстакаду ограничивают только запретом искрящих тормозных башмаков. Для устранения этого пробела предложен гидравлический вагонный замедлитель с регулируемым тормозным усилием.

Ключевые слова: сливно-наливная эстакада, вагон-цистерна, авария, статическое электричество, контроль заземления, перелив, вагонный замедлитель.

Железнодорожные цистерны остаются одним из основных видов транспорта нефтепродуктов, а сливно-наливные эстакады относятся к участкам этой перевозки с повышенной пожарной опасностью [2]. Р.К. Ибатулин приводит длинный перечень аварий на эстакадах [2]. В Омске 5 июля 2000 г. при сливе бензина загорелась и взорвалась цистерна: 5 человек погибли, 85 получили травмы. В Люберцах в 2001 г. при перекачке продукта в автоцистерну сгорели четыре вагона-цистерны. В 2005 г. на Ногинской нефтебазе при сливе бензина взорвалась паровоздушная смесь и погибли два человека; в том же году в Санкт-Петербурге при сливе дизельного топлива с нарушением инструкции погиб сливщик [2].

Подобные аварии происходят и сейчас. 18 января 2024 г. на эстакаде бензола АО «ННК» в вагоне-цистерне взорвались пары. Перед этим в цистерну через отсоединённый опуск сливно-наливного устройства подали шланг с паром и оставили его в горловине. Шланг разорвал цепь общего контура заземления, и между опускной трубой и люком возник искровой разряд статического электричества. Заместителя начальника цеха, находившегося на площадке эстакады на отметке 4,2 м, отбросило взрывной волной [1, с. 26]. Заземление на эстакаде было, но его вывело из работы одно действие персонала, выполненное при открытой горловине цистерны. Этот случай показывает, что предусмотренная нормами защита может не сработать, если она рассчитана на одну операцию, а опасная ситуация возникает при другой.

Л.А. Королева, С.А. Головин и Г.Б. Свидзинская обработали статистику пожаров при обращении нефтепродуктов в России за 2006-2017 гг. [3]. В 67 % случаев взрыв или пожар начинался с воспламенения паровоздушной смеси от источника зажигания. На ремонтные работы пришлось 14 % случаев, на ошибки персонала - 10 %, на самовозгорание пирофорных отложений - 4 %. Чаще всего источником

зажигания служили разряды статического электричества, реже - фрикционные и электрические искры. Самый частый сценарий - пожар пролива, причиной которого бывают в том числе течи из железнодорожных цистерн [3].

А.В. Федосов с соавторами выделяют две группы причин аварий на эстакадах: низкую надёжность оборудования и нарушение технологической дисциплины [4]. Вторую группу они связывают со слабым производственным контролем и недостаточной подготовкой персонала, а среди неполадок оборудования называют утечки через сальники и фланцевые соединения. Д.М. Рожков, Д.В. Седов и А.Л. Беляк построили дерево аварии цистерны на разгрузочной эстакаде нефтебазы [5]. Исходными событиями в нём служат разгерметизация котла, разгерметизация арматуры и опрокидывание цистерны, а расчётные частоты сценариев составляют от $2{,}1 \cdot 10^{-5}$ до $4{,}1 \cdot 10^{-5}$ в год [5].

Отдельные причины аварий изучены подробно: искрообразование при подготовке вагонов к наливу [6], вытеснение паров из цистерны при наливе [7], закрепление вагонов тормозными башмаками при маневровой работе [8]. Однако эти результаты получены в разных областях - пожарной безопасности, трубопроводного транспорта и эксплуатации железных дорог - и не сведены в общую картину. Не сопоставлены они и с требованиями норм, которые определяют, какими техническими средствами должна быть оснащена эстакада. Поэтому неясно, какие причины аварий нормы перекрывают, а какие остаются без технической защиты.

Цель работы - систематизировать причины аварий при сливе и наливе железнодорожных цистерн по механизмам их развития и выявить механизмы, против которых действующие нормы не предусматривают технических средств защиты.

Для достижения цели решались следующие задачи:

1) свести причины аварий, описанные в литературе, к небольшому числу механизмов;

2) для каждого механизма определить технические средства, которые его прерывают, и требования норм к этим средствам;

3) выявить механизмы, не обеспеченные требованиями норм, и предложить техническое решение для их предупреждения.

Если свести вместе результаты работ [3-5, 8], причины аварий сходятся к трём механизмам (рис. 1). Первый - источник зажигания появляется там, где уже есть пары. Второй - продукт и пары выходят за пределы цистерны и трубопроводов. Третий - цистерна получает механическое воздействие: удар при подаче, смещение после перекатывания колёс через тормозные башмаки, самопроизвольное движение. Организационные причины мы не выделяем в отдельную ветвь: сами по себе они пожара не вызывают, а запускают один из трёх механизмов.



Рисунок 1 - Схема причин аварий при сливе и наливе железнодорожных цистерн [3-5, 8]

Зажигание паров. Статическое электричество накапливается при движении нефтепродукта по трубопроводу, при падении струи и при истечении пара. Заряд стекает в землю, пока цистерна, наливное устройство, трубопроводы и рельсы соединены в одну цепь. На АО «ННК» эту цепь разорвал посторонний предмет в горловине [1]. А.А. Кузнецов, Е.Ю. Копытов, С.С. Михалева и А.Г. Зверев показали, что пар при пропарке электризуется о стенки рукава, а наиболее опасную фрикционную искру даёт удар паровой укосины о горловину [6]. Авторы предлагают объединить паровую стойку, эстакаду и рельсовую цепь в единый контур заземления. Их работа посвящена пунктам подготовки вагонов, но описанная в ней операция совпадает с той, что предшествовала взрыву на АО «ННК».

Выход продукта и паров. Перелив выбрасывает продукт на площадку эстакады и на пути. Пары выходят из цистерны и без перелива: по данным В.В. Пшенина, Н.А. Зариповой и А.К. Николаева, при наливе расход вытесняемой паровоздушной смеси может превышать расход наливаемой нефти до 30 % [7]. Утечки через арматуру, сальники и фланцы [4, 5] создают постоянный источник паров в зоне, где работают люди.

Механическое воздействие на цистерну. Этот механизм в работах по пожарной безопасности обсуждают реже, хотя он связан с двумя первыми. Цистерну подают на эстакаду маневровым составом и закрепляют тормозными башмаками. В.И. Смирнов и С.А. Видюшенков рассмотрели случай, когда отцеп из 25 гружёных цистерн подходит к стоящей группе из 41 вагона со скоростью 1,84 м/с (6,62 км/ч) [8]. Чтобы образовавшийся состав из 66 вагонов перекатился через пять тормозных башмаков, достаточно скорости 0,21 м/с (0,8 км/ч). Следовательно, башмак удерживает вагоны в покое, но не гасит скорость подходящего состава. На эстакаде такое перекатывание может привести к сдвигу цистерны относительно опущенного наливного устройства,

повреждению арматуры и удару металла о металл в зоне паров. Таким образом, третий механизм способен запустить и выход продукта, и появление источника зажигания.

В таблице 1 механизмы аварий сопоставлены с техническими средствами предупреждения и требованиями двух документов: федеральных норм и правил «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» (далее - ФНП) [9] и Правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов [10].

Таблица 1 - Механизмы аварий, технические средства и требования норм.

Механизм	Непосредственная причина	Техническое средство	Требование нормы
Разряд статического электричества	Обрыв цепи заземления цистерны, падающая струя, высокая скорость налива	Контроль цепи заземления с остановом налива и блокировкой насосов; налив под уровень; ограничение скорости налива	[9, пп. 14, 16, 17, 29, 33, 199, 200]; [10, п. 139]
Фрикционная искра	Удар наливного устройства или паровой укосины о горловину; металлический тормозной башмак	Единый контур заземления; башмаки из неискрящего материала	[9, п. 7]; [10, пп. 64, 67]
Перелив	Налив сверх нормы, отказ контроля уровня	Автоматический ограничитель налива, отсечка по предельному уровню и по заданной норме, быстродействующая отсекающая арматура	[9, пп. 8, 14, 15]; [10, п. 66]
Выход паров и утечки	Открытый налив, негерметичная арматура	Герметичный налив с отводом паров в газосборную систему; датчики загазованности с остановом слива и налива	[9, пп. 8, 30]
Механическое воздействие на цистерну	Скорость подачи выше удерживающей способности башмаков	Башмаки из неискрящего материала; регулируемые вагонные замедлители	[9, п. 7]; [10, пп. 64, 65]; прямого требования к скорости подачи нет

Против первых двух механизмов нормы выстраивают несколько рубежей защиты. Налив должен автоматически прекращаться при выдаче заданной нормы, при достижении предельного уровня и при нарушении целостности цепи заземления цистерны [9, п. 14]. Правила по охране труда дополнительно требуют блокировать пуск насосов при разорванной цепи «заземляющее устройство - цистерна» [10, п. 139]. Датчики загазованности останавливают слив и налив, когда концентрация паров превышает 50 % нижнего концентрационного предела распространения пламени [9, п. 30]. Те же меры - бесшланговый налив с автоматическими ограничителями, сигнализаторы довзрывных концентраций и системы противоаварийной защиты - рекомендует по итогам 2024 г. Средне-Поволжское управление Ростехнадзора [1, с. 29].

Слабое место этой схемы видно на примере АО «ННК». Блокировки привязаны к сливу и наливу, а пропарку и удаление остатков продукта выполняют другим оборудованием, которое может не входить в контур заземления. Поэтому контроль

цепи заземления нужен на всех операциях с открытой горловиной, а не только на наливе. К такому же выводу приводят результаты работы [6].

Против третьего механизма требования норм значительно скромнее. В разделе ФНП о железнодорожных сливно-наливных эстакадах средства торможения упомянуты один раз: п. 7 запрещает тормозить цистерны башмаками из искрящего материала [9]. Правила по охране труда требуют закреплять цистерны неискрящими башмаками и согласовывать их перемещение с оператором [10, пп. 64, 65]. Требований к скорости подачи цистерн и к устройствам, которые эту скорость ограничивают, ни один из документов не содержит. При этом расчёт [8] показывает, что тормозной башмак такую задачу не решает.

Ограничить скорость цистерны до подхода к точке налива может регулируемый вагонный замедлитель. В СамГТУ разработан гидравлический замедлитель с двумя гидроцилиндрами, установленными на рельсе последовательно (рис. 2) [11]. Нижние полости цилиндров соединены трубопроводом, на котором параллельно установлены регулируемая арматура и нерегулируемый страховочный дроссель. Колесо вагона вдавливает поршень первого цилиндра, жидкость перетекает во второй цилиндр и поднимает его поршень. Чем меньше суммарное проходное сечение арматуры и дросселя, тем больше энергии вагона поглощает замедлитель.

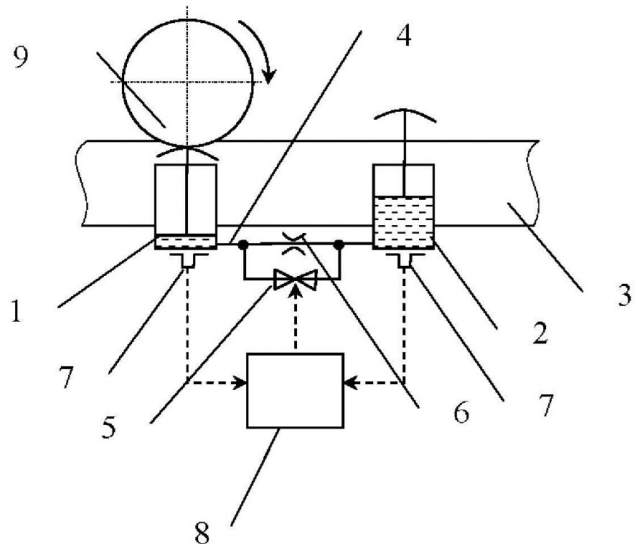


Рисунок 2 - Схема гидравлического вагонного замедлителя:
1, 2 - гидроцилиндры; 3 - рельс; 4 - трубопровод; 5 - регулируемая трубопроводная арматура; 6 - нерегулируемый дроссель; 7 - датчики; 8 - система автоматического регулирования; 9 - колесо

Система автоматического регулирования определяет скорость вагона как отношение расстояния между цилиндрами к интервалу времени между вдавливаниями их поршней [11]. Если скорость не превышает допустимую, арматура открывается полностью и вагон проходит без сопротивления. Если скорость выше допустимой, замедлитель гасит избыток кинетической энергии. По команде оператора или системы противоаварийной защиты арматура закрывается, и замедлитель переходит в режим максимального поглощения энергии. Жидкость в этом режиме перетекает только через дроссель, рассчитанный так, чтобы колесо не отрывалось от

рельса. Датчики перемещения поршней позволяют обнаружить потерю рабочей жидкости при нарушении герметичности [11].

Установка такого замедлителя на подходе к эстакаде ограничивает скорость подачи цистерн независимо от действий составителя поездов и тем самым перекрывает третий механизм аварии, против которого нормы технических средств не предусматривают.

1. Причины аварий при сливе и наливе железнодорожных цистерн сводятся к трём механизмам: зажиганию паров, выходу продукта и паров, механическому воздействию на цистерну. Организационные причины действуют через один из этих механизмов.

2. Против зажигания паров и перелива федеральные нормы предусматривают несколько рубежей защиты: автоматический останов налива по заданной норме, по предельному уровню и при обрыве цепи заземления, блокировку насосов, останов по загазованности.

3. Авария 2024 г. на эстакаде бензола показывает, что контроль цепи заземления необходимо распространить на пропарку и другие операции с открытой горловиной цистерны.

4. Скорость подачи цистерн на эстакаду нормы прямо не ограничивают, а тормозной башмак не рассчитан гасить скорость подходящего состава. Один из способов устранить этот пробел - регулируемый гидравлический вагонный замедлитель [11]. Требования к таким устройствам на путях эстакад, включая взрывозащиту и допустимую скорость подачи, ещё предстоит сформулировать.

ЛИТЕРАТУРА

1. Годовой отчёт о деятельности Средне-Поволжского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2024 год. Самара, 2025. 101 с. URL: http://srpov.gosnadzor.ru/about/reports/ (дата обращения: 09.09.2026).
2. Ибатулин Р. К. Водопленочный защитный экран от теплового излучения пожара пролива нефтепродуктов на железнодорожной сливоналивной эстакаде : автореф. дис. … канд. техн. наук : 05.26.03. М., 2020. URL: https://www.dissercat.com/content/vodoplenochnyi-zashchitnyi-ekran-ot-teplovogo-izlucheniya-pozhara-proliva-nefteproduktov-na (дата обращения: 01.10.2026).
3. Королева Л. А., Головин С. А., Свидзинская Г. Б. Сравнительный анализ пожарных рисков при железнодорожных перевозках нефтепродуктов в Российской Федерации и Европейском Союзе // Вестник Санкт-Петербургского университета Государственной противопожарной службы МЧС России. 2018. № 3. С. 17–25.
4. Обеспечение безопасности при эксплуатации сливо-наливной железнодорожной эстакады на нефтебазе / А. В. Федосов, Н. Х. Абдрахманов, А. С. Тихонова [и др.] // Безопасность техногенных и природных систем. 2021. № 1. С. 51–57.
5. Рожков Д. М., Седов Д. В., Беляк А. Л. Исследование величины пожарного риска при транспортировке и хранении нефтепродуктов в условиях нефтебазы // XXI век. Техносферная безопасность. 2022. Т. 7, № 2. С. 168–178.
6. Исследование искрообразования при подготовке вагонов / А. А. Кузнецов, Е. Ю. Копытов, С. С. Михалева, А. Г. Зверев // Омский научный вестник. 2017. № 5 (155). С. 61–65.

7. Пшенин В. В., Зарипова Н. А., Николаев А. К. Моделирование процесса вытеснения нефтяных паров при наливе железнодорожных цистерн // Территория Нефтегаз. 2019. № 6. С. 78–82.
8. Смирнов В. И., Видюшенков С. А. К вопросу закрепления вагонов при маневровой работе // Известия Петербургского университета путей сообщения. 2025. Т. 22, вып. 2. С. 300–307.
9. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» : приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 529 : зарегистрирован в Минюсте России 30.12.2020 № 61965 // Legalacts.ru. URL: https://legalacts.ru/doc/prikaz-rostekhnadzora-ot-15122020-n-529-ob-utverzhdenii-federalnykh/ (дата обращения: 30.08.2026).
10. Об утверждении Правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов : приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16.12.2020 № 915н : зарегистрирован в Миню-сте России 30.12.2020 № 61968 // КонсультантПлюс. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_506811/ (дата обращения: 30.08.2026).
11. Пат. 2805430 Российская Федерация, МПК B61K 7/02. Вагонный замедлитель / Ибатуллин И. Д., Кац Н. Г., Леви А. А. [и др.] ; заявитель Самарский государственный технический университет. № 2023109266 ; заявл. 12.04.2023 ; опубл. 16.10.2023. 12 с.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

Горелов И.И., Абайдуллин Р.И., Мельникова Д.А

Научный руководитель: доцент, Н.А. Сизова

СамГТУ, г. Самара, Россия, abaydullinr9@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается автоматизированная система управления перекачивающей станцией, включающая подпорную насосную станцию, резервуарный парк и систему регулирования уровня и давления. Проведен анализ и выбор основных технических средств автоматизации. Для контура регулирования уровня выполнен расчет настроек пропорционально-интегрального-регулятора (ПИ-регулятор), получена передаточная функция объекта и переходная характеристика. Рассмотренные решения обеспечивают контроль технологических параметров, поддержание требуемого режима работы и повышение надежности автоматизированного управления перекачивающей станцией.

Ключевые слова: перекачивающая станция, подпорная насосная станция, автоматизированная система управления, технические средства автоматизации, контроль давления, регулирование уровня, ПИ-регулятор, программируемый логический контроллер.

В состав нефтеперекачивающая станция (НПС) входят подпорная насосная станция (ПНС) с насосными агрегатами, резервуарный парк, система регулирования уровня, технологический трубопровод, узлы сбросных предохранительных пружинных клапанов (СППК), входные и выходные задвижки.

Нефть поступает по трубопроводу НПС. Перед ПНС расположены узлы СППК, где контролируется давление перед входом в резервуарный парк в диапазоне 0,05–0,53 МПа. Сигнал датчика поступает в микропроцессорный контроллер для индикации и сигнализации, а сбросные задвижки защищают трубопровод от повышения давления.

После СППК нефть поступает в резервуарный парк, где контролируется и регулируется уровень. Для резервуаров РВСП установлены пороги 5000 и 9500 мм; сигнал датчика уровня поступает в контроллер на индикацию и сигнализацию, а сигнал рассогласования – на электрический исполнительный механизм.

Из резервуарного парка нефть поступает на вход ПНС. Давление контролируется в диапазоне 1,6–2,45 МПа, сигналы датчиков поступают в контроллер и далее на исполнительные механизмы.

При отклонении давления от допустимых значений система изменяет положение задвижки для восстановления требуемого режима. На выходе ПНС также контролируется давление в магистральном трубопроводе с передачей сигнала в контроллер.

1. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТСА

1.1. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ДАТЧИКА УРОВНЯ

Максимальный уровень в резервуарном парке составляет 9500 мм, измеряемая среда – нефть и углеводороды. Для сравнения рассмотрены ПМП-152Е, УЛМ-11А1-HF (-М) и ДУУ10.

По результатам сравнения выбран ПМП-152Е, имеющий наименьшую погрешность и широкий диапазон измерения.

1.2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ДАТЧИКА ДАВЛЕНИЯ

Сравнивались FKP-603VG (ООО «Промсенсор»), ЭЛЕМЕР-АИР-30М и «ЭМИС БАР 103». Выбран FKP-603VG благодаря наименьшей погрешности и наибольшему сроку службы.

1.3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО МЕХАНИЗМА

Рассмотрены МЭО-630/63, МЭОФ-100 и МЭП МК4. Выбран МЭО-630/63 благодаря высокой частоте вращения выходного вала и наибольшему номинальному крутящему моменту.

1.4. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПЛК

Сравнивались DCS-2000 M2 (Эмикон), REGUL R500, DPA-311 и БАЗИС-100. Выбран DCS-2000 M2 (Эмикон) по сроку поставки, средней наработке на отказ и стоимости.

2. РАСЧЕТ НАСТРОЕК ПИ-РЕГУЛЯТОРА В КОНТУРЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ

В ходе работы были рассчитаны настройки ПИ-регулятора в контуре регулирования уровня. Диапазон изменения уровня – 5000–9500 мм.

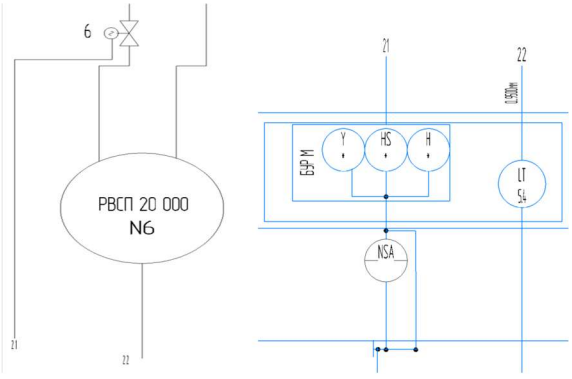


Рисунок 1 – Контур регулирования уровня

Коэффициенты передаточной функции:

$T = 0.83 \;\; K = 0.09 \; D = 4.95\%$

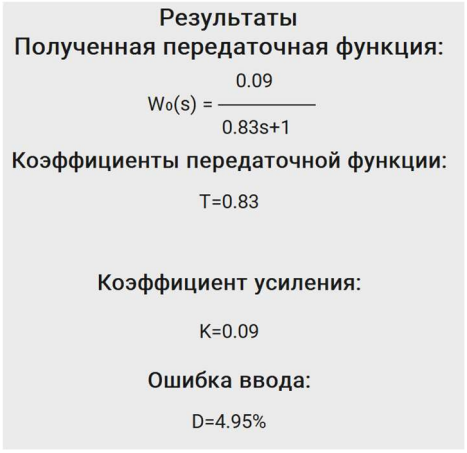


Рисунок 2 – Результаты расчёта

Результаты расчёта включают передаточную функцию, её коэффициенты, коэффициент усиления и ошибку аппроксимации. Ошибка не должна превышать 12%.

Полученная передаточная функция:

Определены рекомендуемые настройки регулятора и получена переходная характеристика объекта.

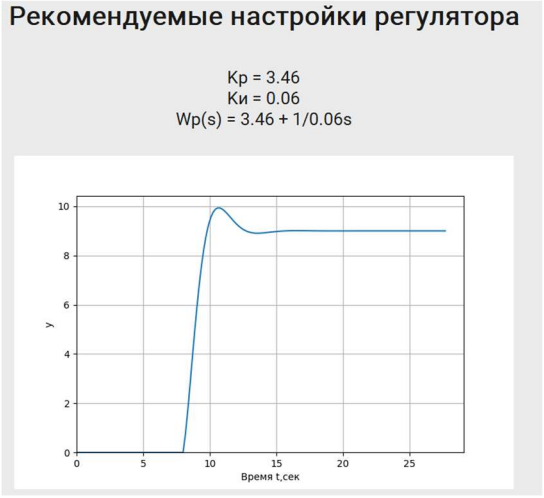


Рисунок 3 – Вид переходной характеристики объекта

Передаточная функция ПИ-регулятора:$W_p(s) = 3.46 + \frac{1}{0.06s}$

ЛИТЕРАТУРА

1. Технологический процесс автоматизированной системы управления перекачивающей станции
2. ТРАНСНЕФТЬ, [электронный ресурс] URL: https://xn--80akxamidgr5f.xn--p1ai/about/
3. Технологический задание ПАО «Транснефть» НПС «Усинское»

АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ УДАРОВ

Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены причины возникновения гидравлических ударов на магистральных нефтепроводах при пуске и остановке насосных агрегатов, а также при операциях с запорной арматурой. Проанализированы современные автоматические алгоритмы и технические средства, применяемые для защиты трубопроводов: регуляторы давления, частотные преобразователи, системы плавного закрытия задвижек. Оценена роль цифровых моделей в прогнозировании волновых процессов.

Ключевые слова: гидравлический удар, магистральный нефтепровод, защита трубопровода, регулятор давления, частотный преобразователь, автоматическое управление, волновые процессы.

Гидравлический удар — одно из самых опасных явлений для магистральных нефтепроводов. Он возникает при резком изменении скорости потока, например, во время пуска или остановки насосов, быстрого закрытия задвижек или срабатывания аварийной защиты. Волна давления, распространяясь по трубе со скоростью звука, может создавать кратковременные превышения давления в несколько раз выше рабочего, что приводит к разрывам труб и серьезным авариям [1].

Основные причины гидравлических ударов на нефтепроводах — это внезапное отключение электроснабжения насосных станций, некорректная работа обратных клапанов, слишком быстрое закрытие регулирующих задвижек и ошибки диспетчера при управлении режимами перекачки. Особенно опасны так называемые «отрицательные» удары, когда давление в отдельных точках падает ниже давления насыщенных паров нефти, что вызывает кавитацию и последующий мощный гидроудар при схлопывании пузырьков [2].

Для защиты трубопроводов от гидравлических ударов применяется комплекс технических и алгоритмических решений. На насосных станциях устанавливают регуляторы давления и расхода, которые автоматически поддерживают заданные параметры и сглаживают резкие изменения режима. Широко используются частотные преобразователи на электродвигателях насосов — они позволяют плавно разгонять и тормозить агрегаты, исключая резкие скачки давления при пуске и остановке.

Особое внимание уделяется алгоритмам управления запорной арматурой. Современные электроприводы задвижек программируются на многоступенчатое закрытие: сначала быстро перекрывается основная часть сечения, а затем, на финальном этапе, задвижка закрывается медленно, чтобы волна давления успела распространиться и не достигла опасных значений. Такие алгоритмы рассчитываются для каждого конкретного участка трубопровода с учетом его длины, диаметра и характеристик перекачиваемого продукта [3].

Современные системы защиты строятся на базе цифровых моделей гидравлических процессов. Перед вводом объекта в эксплуатацию или изменением режима перекачки инженеры проводят компьютерное моделирование волновых

процессов и проверяют, как поведет себя система при различных аварийных сценариях. На основе этих расчетов подбираются уставки регуляторов, время срабатывания защит и параметры плавного управления задвижками. Это позволяет заранее выявить слабые места и исключить опасные режимы.

В реальной эксплуатации такие цифровые модели не остаются статичными - они постоянно обновляются по данным телеметрии и фактически превращаются в цифровой двойник участка трубопровода. Это дает возможность отслеживать, как со временем меняется поведение трубы: где-то накапливаются отложения, где-то падает пропускная способность из-за коррозии, а где-то меняются характеристики грунта. Система автоматически вносит поправки в расчеты и корректирует уставки защит, чтобы они оставались эффективными даже на старых участках. Предиктивные алгоритмы при этом умеют оценивать риски гидравлического удара на несколько шагов вперед - например, если диспетчер планирует включить резервный насос, модель заранее подскажет, безопасно ли это при текущем режиме перекачки.

Автоматические системы защиты постоянно совершенствуются. Сегодня они умеют прогнозировать развитие гидравлического удара на несколько секунд вперед и заранее корректировать режим работы насосов, чтобы не допустить превышения допустимых давлений. Такая предиктивная защита существенно повышает надежность трубопроводов и снижает риск аварий, особенно на старых участках с изношенными трубами [4].

В перспективе системы защиты от гидравлических ударов будут еще теснее интегрироваться с цифровыми двойниками трубопроводов и системами обнаружения утечек. Это позволит в режиме реального времени отслеживать состояние трубы, прогнозировать развитие аварийных ситуаций и автоматически выбирать оптимальную стратегию защиты с учетом фактического состояния оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Боровков А.И., Рябов Ю.А., Щербина Л.А. и др. Цифровые двойники в высокотехнологичной промышленности: монография / под ред. А.И. Боровкова. – СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – 492 с.
2. Матвеева, Ю.С. К вопросу о параметрических методах контроля герметичности магистральных нефтепроводов / Ю.С. Матвеева, С.В. Дейнеко // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России: Тезисы докладов VII Региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию В.Л. Березина, Москва, 19–20 октября 2023 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2023. – С. 394.
3. Приказ Ростехнадзора от 11.12.2020 № 517 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»». – М., 2020.
4. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. - М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. - 456 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА НЕФТИ

Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена роль систем телемеханики в обеспечении надежного сбора данных с удаленных объектов магистральных нефтепроводов, таких как линейные задвижки, резервуарные парки и узлы подключения. Проанализированы современные протоколы связи, применяемые в отрасли, и возможности диспетчерского контроля в режиме реального времени. Оценены факторы, влияющие на эффективность работы телемеханики, и сформулированы направления ее дальнейшего развития.

Ключевые слова: телемеханика, магистральный нефтепровод, удаленный контроль, протоколы связи, диспетчеризация, линейные задвижки, резервуарный парк.

Системы телемеханики сегодня являются нервной системой любого магистрального нефтепровода. Они собирают информацию с десятков и сотен удаленных объектов - линейных камер запуска и приема очистных устройств, узлов задвижек, резервуарных парков - и передают ее в центральный диспетчерский пункт. От того, насколько качественно работает телемеханика, напрямую зависит скорость принятия решений при авариях и точность управления режимами перекачки [1].

При этом телемеханика давно перестала быть просто «сбором показаний». Сегодня данные, которые она передаёт, напрямую используются системами обнаружения утечек (АСОУ). Например, если на удалённом участке падает давление или появляются акустические аномалии, телемеханика мгновенно передаёт эти сигналы в диспетчерский центр, где нейросетевые алгоритмы сравнивают их с показаниями соседних датчиков и определяют, реальная ли это авария или просто гидравлический удар. Благодаря такой связке время обнаружения утечки сокращается до нескольких минут, что критически важно для защиты окружающей среды [2].

Отдельная сложность заключается в том, что многие объекты телемеханики расположены в крайне суровых условиях - в тайге, тундре или горной местности, где нет стабильного электроснабжения и мобильной связи. Поэтому современные контроллеры проектируются с расчётом на автономную работу: они питаются от солнечных панелей или ветрогенераторов, а данные передают по спутниковым каналам или радиомостам. При этом оборудование должно выдерживать перепады температур от -50 до +40 °С и сохранять работоспособность годами без обслуживания на месте. Всё это накладывает серьёзные требования к надёжности и энергопотреблению каждого узла системы [3].

Основная задача телемеханики - обеспечить непрерывный сбор телеметрических данных о давлении, температуре, расходе, положении запорной арматуры и уровне нефти в резервуарах. Современные системы строятся по иерархическому принципу: на нижнем уровне работают программируемые логические контроллеры (ПЛК), которые считывают данные с датчиков и исполнительных механизмов, а на верхнем уровне - системы диспетчеризации и сбора

данных, которые визуализируют информацию и позволяют диспетчеру управлять объектом удаленно. Такой подход дает возможность контролировать тысячи километров трассы из одного центра [2].

Особое внимание сегодня уделяется выбору протоколов связи. На магистральных нефтепроводах традиционно используются промышленные стандарты, которые обеспечивают надежную передачу данных даже по каналам с низкой пропускной способностью. В последние годы все чаще применяют выделенные волоконно-оптические линии связи, проложенные вдоль трассы, а в труднодоступных районах - спутниковые каналы и радиомосты. Это позволяет минимизировать задержки при передаче критически важной информации, например, о срабатывании аварийной защиты [3].

Диспетчерский контроль сегодня вышел на качественно новый уровень. Если раньше оператор видел только текущие значения параметров, то теперь на его рабочем месте отображаются тренды, прогнозы и интегрированные мнемосхемы всей трубопроводной системы. Современные системы диспетчеризации и сбора данных умеют сами подсвечивать отклонения от нормы и предлагать варианты действий. Это сильно снижает нагрузку на человека и уменьшает риск ошибки при управлении в нештатных ситуациях.

Эффективность работы телемеханики оценивается по нескольким показателям: достоверности передаваемых данных, времени отклика системы, количеству ложных срабатываний и доступности каналов связи. На практике регулярно проводятся аудиты, во время которых проверяется калибровка датчиков, корректность работы алгоритмов обработки сигналов и устойчивость каналов к помехам. Все это позволяет вовремя выявлять слабые места и модернизировать систему до того, как она подведет в критический момент [4].

В перспективе системы телемеханики будут еще теснее интегрироваться с цифровыми двойниками и предиктивной аналитикой. Данные с удаленных объектов станут основой для обучения нейросетей, которые смогут прогнозировать отказы оборудования и автоматически формировать заявки на ремонт. Это позволит перейти от планово-предупредительных ремонтов к обслуживанию по фактическому состоянию, что существенно снизит эксплуатационные затраты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли”, журнал «Нефтегаз», №2, стр.3-9, 2018.
2. М. Якушевич, «Нефть без человека: как роботы и интернет вещей изменили нефтедобычу» -2018.
3. Ключевые показатели стратегии цифровой трансформации ПАО «Газпром нефть» [Электронный ресурс] https://gisprofi.com/gd/documents/gazprom-neft-utverdila-tsifrovuyu-strategiyu-do-2030-goda-klyuchevye.html
4. О необходимости внедрения цифровизации в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovye-tehnologii-kak-klyuchevoy-instrument-povysheniya-effektivnosti-neftegazovoy-otrasli-rossii-v-sovremennyh-usloviyah/viewer

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ И ПРОДУКТОВ ЕЁ ПЕРЕРАБОТКИ

Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены современные цифровые решения, которые сегодня активно внедряются при перекачке нефти и нефтепродуктов. Особое внимание уделено цифровым двойникам, спутниковому мониторингу и работе с большими массивами данных. Показано, как предиктивная аналитика и нейросетевые алгоритмы помогают повышать надежность трубопроводов и снижать экологические риски. Сформулированы перспективы дальнейшего развития сквозных цифровых решений на предприятиях отрасли. Ключевые слова: цифровизация, магистральный трубопровод, цифровой двойник, интеллектуальные датчики, предиктивная аналитика, большие данные, геоинформационные системы.

Ключевые слова: цифровизация, магистральный трубопровод, цифровой двойник, интеллектуальные датчики, предиктивная аналитика, большие данные, геоинформационные системы.

Цифровые технологии сегодня сильно меняют подход к перекачке нефти и нефтепродуктов. Это уже давно не просто «насосы и трубы», а сложный процесс, который завязан на постоянном сборе и анализе огромных массивов данных. Конкретный набор цифровых инструментов подбирается под каждый объект - всё зависит от масштаба предприятия, степени износа оборудования и стратегических задач, которые ставит перед собой компания [1].

Одним из самых интересных решений на сегодняшний день можно назвать цифровые двойники. По сути, это виртуальная копия трубопровода или насосной станции, которая в режиме реального времени повторяет все гидравлические и тепловые процессы. Благодаря этому можно заранее просчитывать, как поведет себя система при изменении погоды или режима перекачки. Параллельно на объектах устанавливают множество интеллектуальных датчиков, которые собирают информацию о давлении, расходе и вибрации, передавая её на верхний уровень управления практически без задержек [2].

Полученные данные оперативно используются для мониторинга целостности трубопровода и выявления утечек. Сегодня для этого используют сразу несколько методов. Например, гидравлический метод отлично ловит большие порывы, сравнивая расход нефти на входе и выходе участка. А вот если утечка небольшая, на помощь приходят акустические (или волновые) датчики. Они улавливают специфические звуки разгерметизации и могут показать место повреждения с точностью до сотни метров, хотя тут, конечно, сильно мешает фоновый шум от самих насосов [3].

Для минимизации количества ложных срабатываний в состав системы внедряются нейросетевые алгоритмы, способные отличать реальные признаки разгерметизации от технологических возмущений. Обычные алгоритмы часто путают

реальную аварию с простым гидравлическим ударом или плановым переключением режимов. А машинное обучение умеет анализировать сразу всё: и падение давления, и акустические всплески, и даже изменение температуры. Плюс, система сама подстраивается под сезонные изменения - например, зимой нефть гуще, и это учитывается при расчете порогов срабатывания, что спасает от ложных выездов ремонтных бригад [5].

Отдельно стоит сказать про большие данные и спутниковый мониторинг. Например, для проверки трасс в сложных и труднодоступных районах активно используют спутники и мультиспектральные камеры. Если объединить космические снимки с показаниями наземных датчиков, получается хорошая многоуровневая система контроля, которая почти не дает ложных срабатываний. Вся эта информация автоматически обрабатывается, и диспетчер сразу видит на экране уже проверенные сигналы об отклонениях [3].

Сейчас на объектах всё активнее применяют нейросети, которые умеют сводить показания разных сенсоров в единую картину. Алгоритмы анализируют, как падает давление, появляются ли акустические шумы или меняется температура, и точно понимают, где произошла утечка или назревает поломка. Машинное обучение постоянно подстраивается под сезонные изменения - например, под разную вязкость нефти зимой и летом, - чтобы система не реагировала ложными тревогами на обычные гидравлические удары или переключения режимов.

Еще один важный момент - это интеграция с геоинформационными системами. Если случается авария, система сама строит маршрут для ремонтных бригад, считает, сколько нужно сорбентов, и показывает на карте зоны возможного загрязнения с учетом рельефа и водоемов. Благодаря таким цифровым решениям время обнаружения утечки сокращается с нескольких часов до 1–3 минут, что спасает экологию и сильно снижает убытки. В будущем планируется еще активнее использовать алгоритмы для автоматического управления перекачкой и учета нефтепродуктов [4].

ЛИТЕРАТУРА

1. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
2. Современные проблемы транспорта жидких углеводородов / Ю.Д. Земенков, В.В. Голик, М.Ю. Земенкова [и др.]. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 345 с.
3. РД 153-39.4-087-01. Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения. - М.: ОАО «АК Транснефть», 2001. – 124 с.
4. Смирнов Н. А. Цифровизация HR: Фактор лояльности сотрудников / Н. А. Смирнов // Москва: Изд-во «Открытые системы», 2017. - № 9 с. 28-3
5. Системы автоматизированного управления различного уровня для объектов добычи, транспорта и подземного хранения газа // Каталог продукции Газпром автоматизация. - 326 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ СРЕДСТВАМИ АВТОМАТИЗАЦИИ

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены способы повышения энергоэффективности насосных станций магистральных нефтепроводов с помощью средств автоматизации. Проанализированы возможности автоматического управления режимами работы насосных агрегатов, оптимизации графиков перекачки и учета тарифов на электроэнергию. Показано, как внедрение современных систем управления снижает себестоимость транспортировки и повышает надежность работы объектов.

Ключевые слова: энергоэффективность, насосная станция, автоматическое управление, частотное регулирование, оптимизация перекачки, тарифы на электроэнергию, себестоимость транспортировки.

Энергозатраты на перекачку нефти и нефтепродуктов составляют одну из основных статей расходов трубопроводных компаний - иногда до 40-50% всех операционных затрат. Поэтому повышение энергоэффективности насосных станций является стратегической задачей, от решения которой напрямую зависит экономическая устойчивость предприятия. Современные средства автоматизации позволяют существенно снизить потребление электроэнергии без ущерба для пропускной способности трубопровода [1].

Одним из самых эффективных решений является применение частотных преобразователей на электродвигателях насосных агрегатов. Вместо дросселирования потока с помощью задвижек, когда часть энергии просто теряется на сопротивлении, частотное регулирование позволяет плавно менять производительность насоса под реальную потребность. Это особенно важно при перекачке разных партий нефтепродуктов, когда режимы работы постоянно меняются. На практике внедрение частотников снижает потребление электроэнергии на 15–25% [2].

Автоматические системы управления режимами перекачки решают еще более сложную задачу - они выбирают оптимальную комбинацию работающих насосов на каждой насосной станции и на всей трассе в целом. Алгоритмы учитывают характеристики каждого агрегата, текущее давление в трубопроводе, вязкость продукта и целевую производительность. В результате система сама подбирает такой режим, при котором удельные энергозатраты на тонно-километр будут минимальными.

Отдельно стоит сказать про учет тарифов на электроэнергию. На многих промышленных предприятиях действуют многоставочные тарифы с разными ценами в пиковые, полупиковые и ночные зоны. Современные системы планирования перекачки умеют составлять графики так, чтобы основная часть продукции транспортировалась в часы с минимальной стоимостью электроэнергии. Конечно, это возможно не всегда - есть жесткие сроки поставки и ограничения по пропускной

способности, - но даже частичная оптимизация дает заметный экономический эффект [3].

Важную роль играет и автоматический контроль технического состояния оборудования. Системы вибродиагностики и термомониторинга позволяют вовремя выявлять износ рабочих колес, разбалансировку роторов и другие дефекты, которые приводят к падению КПД насосов. Если агрегат вовремя обслужить, он работает в оптимальном режиме и потребляет меньше энергии. Предиктивная аналитика на базе нейросетей помогает планировать ремонты так, чтобы не допускать работы оборудования с пониженной эффективностью.

Интеграция систем управления насосными станциями с едиными диспетчерскими центрами дает возможность оптимизировать перекачку на уровне всей трубопроводной системы. Диспетчер видит всю картину: где сейчас находятся партии нефтепродуктов, какие участки загружены, где есть резерв по давлению. На основе этих данных автоматические алгоритмы перераспределяют нагрузку между станциями, чтобы каждая работала в самом эффективном режиме [4].

Внедрение современных средств автоматизации на насосных станциях позволяет снизить удельное потребление электроэнергии на 8-12%, что в пересчете на крупный магистральный нефтепровод дает десятки миллионов рублей экономии ежегодно. В перспективе эти системы будут еще теснее связаны с цифровыми двойниками и системами прогнозирования спроса, что позволит планировать перекачку не только на сутки, но и на недели вперед с максимальной экономической эффективностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агафонов, Е.Д. Современные тенденции информатизации и автоматизации нефтегазовой отрасли [Текст] / Е.Д. Агафонов, Г.В. Ващенко // Научный журнал Сибирского федерального университета: техника и технология. 2016. №9 (8). С. 1340-1348.
2. Данилов С.Е. Оптимизация насосных станций с учетом нагрузки / С.Е. Данилов // Вестник проектировщика. — 2020. — № 3. — С. 6–14.
3. Кутуков, С. Е. Технологический и экологический мониторинг систем магистрального транспорта и промыслового сбора нефти. Практика и перспективы совершенствования (на примере АК «Транснефть») / С. Е. Кутуков // Безопасность жизнедеятельности. – 2004. – № S8. – С. 1–16.
4. РД 153-39.4-087-01. Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения. - М.: ОАО «АК “Транснефть”», 2001. – 124 с.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ ПРИ УЧЕТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье выполнен обзор современных средств измерения, применяемых при коммерческом и технологическом учете нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах. Рассмотрены принципы работы ультразвуковых и кориолисовых расходомеров, автоматических пробоотборников и анализаторов качества. Проведено сравнение различных методов учета и показаны пути снижения погрешностей измерений.

Ключевые слова: учет нефти, расходомеры, ультразвуковые счетчики, кориолисовые расходомеры, автоматический пробоотборник, анализатор качества, погрешность измерений.

Учет нефти и нефтепродуктов - это одна из самых ответственных задач на магистральных трубопроводах, поскольку от точности измерений напрямую зависят финансовые расчеты между поставщиками, перевозчиками и потребителями. Даже небольшая погрешность на больших объемах перекачки оборачивается значительными суммами, поэтому к средствам измерения предъявляются очень жесткие требования [1].

Сегодня на магистральных нефтепроводах чаще всего применяются ультразвуковые расходомеры. Они работают на принципе измерения времени прохождения акустического сигнала по потоку жидкости и позволяют определять расход без создания гидравлического сопротивления. Такие счетчики отличаются высокой точностью, долговечностью и возможностью работы на больших диаметрах труб. Их главное преимущество - отсутствие движущихся частей, которые могут изнашиваться, что критически важно при перекачке нефти с механическими примесями [2].

Альтернативой ультразвуковым расходомерам выступают кориолисовые счетчики, которые измеряют массовый расход напрямую, без пересчета через объем и плотность. Они особенно эффективны при учете нефтепродуктов с переменной плотностью и температурой. Кориолисовые расходомеры обеспечивают очень высокую точность - до 0,1%, но их применение ограничено диаметром труб, поэтому на магистральных нефтепроводах большого диаметра они используются реже, в основном на узлах учета нефтепродуктов и наливных эстакадах.

Параллельно с измерением расхода обязательно проводится контроль качества продукции. Для этого применяются автоматические пробоотборники, которые отбирают представительные пробы прямо из потока в соответствии с действующими стандартами. Пробы затем анализируются на содержание воды, солей, серы и других примесей с помощью поточных анализаторов. Это позволяет пересчитывать объем нефти в стандартные условия и учитывать ее реальную товарную массу [3].

Сравнение различных методов учета показывает, что каждый из них имеет свои сильные и слабые стороны. Объемный учет через турбинные и ультразвуковые счетчики хорошо подходит для больших потоков, но требует точного знания плотности и температуры. Массовый учет через кориолисовые расходомеры точнее, но дороже и ограничен по диаметрам. Поэтому на практике часто применяют комбинированные схемы, где расход измеряется одним типом счетчиков, а качество и плотность контролируются отдельными анализаторами.

Для снижения погрешностей измерений на предприятиях регулярно проводят поверку и калибровку средств измерения, используют системы автоматической компенсации температуры и давления, а также внедряют цифровые платформы для сбора и верификации данных. Все это позволяет минимизировать коммерческие потери и обеспечить прозрачность расчетов между участниками рынка [4].

В перспективе системы учета будут еще теснее интегрироваться с цифровыми двойниками трубопроводов и технологиями блокчейн. Цифровой двойник позволит в режиме реального времени сверять показания приборов с расчетной моделью и сразу выявлять аномалии. А распределенный реестр обеспечит неизменность и прозрачность всех записей об объемах перекачки - каждая операция будет фиксироваться в защищенной базе данных, что исключит любые манипуляции с показаниями. В итоге мы получим полностью прозрачную цепочку учета, где каждый участник рынка - от поставщика до конечного потребителя - видит одни и те же проверенные цифры.

В перспективе системы учета будут еще теснее интегрироваться с цифровыми двойниками трубопроводов и системами коммерческого учета на базе блокчейна. Это позволит сделать процесс учета полностью прозрачным, исключить ручной ввод данных и снизить риски манипуляций с показаниями приборов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Менделеев Д.И. Сочинения. Т.22. Метрологические работы. - М.: Издательство академии наук СССР, 1950. - 868 с. Современное состояние ведения учетных операций с нефтью и нефтепродуктами с применением измерительных систем в России/ О.В. Аралов, И.В. Буянов, С.И. Воробьев [и др.]. - М.: Издательство «Недра», 2019. - 356 с. Становление и развитие технических средств и технологий транспорта нефти и нефтепродуктов /Б. Н. Бастобаев, О.А. Макаренко [и др.]. - СПб: Издательство «Недра», 2021. -744 с.
2. Аралов О.В., Буянов И.В. Обоснование конструкции пикнометров для применения в пикнометрических установках/О.В. Аралов, И.В. Буянов и др. // Законодательная и прикладная метрология. № 4. 2021. С. 23-26.
3. Новоселов В. Ф., Ярыгин Е. Н., Козачук В. Ф. и др. Последовательная перекачка нефтепродуктов по разветвленным трубопроводам. М.: Недра, 1994. 112 с.
4. Абдулаев А. А. Контроль в процессах транспорта и хранения нефтепродуктов / А. А. Абдулаев, В. В. Бланк, В. А. Юфин. М.: Недра, 1990. 263 с.

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье проанализированы основные направления развития автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) на магистральных нефтепроводах. Рассмотрен переход на современные SCADA-системы, использование периферийных вычислений и цифровых двойников. Затронуты вопросы кибербезопасности и интеграции систем автоматизации с корпоративными сетями предприятия.

Ключевые слова: АСУ ТП, магистральный нефтепровод, системы диспетчеризации и сбора данных, периферийные вычисления, цифровой двойник, предиктивная аналитика.

Управление магистральными нефтепроводами - это по-настоящему сложная задача, от которой зависит бесперебойная поставка нефти на тысячи километров. За последние годы в модернизации систем автоматизации сделали огромный шаг вперед: от простых локальных контроллеров мы перешли к крупным распределенным комплексам. Они объединяют насосные станции, резервуарные парки и трубы в единую сеть. То, как будет построена такая система, напрямую зависит от длины трубопровода и требований к скорости реакции на аварии [1].

Одна из самых заметных тенденций сегодня - это переход на системы диспетчеризации и сбора данных нового поколения, которые уже не просто мнемосхемы на экране. Они строятся на открытых протоколах, что позволяет легко стыковать оборудование от разных производителей, помогают оператору сразу видеть, если какие-то параметры начинают отклоняться от нормы. Появились удобные веб-интерфейсы и мобильные клиенты, благодаря которым диспетчеры могут следить за процессами удаленно, не выезжая каждый раз на станцию [2].

Еще одно очень перспективное направление связано с так называемыми периферийными вычислениями. Сейчас на трубах ставят «умные» датчики, которые умеют сами обрабатывать информацию прямо на месте. Вместо того чтобы передавать огромный массив сырых данных по каналам связи в центральный пункт, датчик сам анализирует ситуацию и отправляет наверх только готовые результаты или сигнал об аварии. Это сильно разгружает сети связи и ускоряет реакцию системы, что критически важно, например, при резких скачках давления [3].

На современных объектах все чаще используют цифровые двойники насосных станций и участков труб. Это виртуальные модели, которые в реальном времени повторяют все гидравлические процессы. С помощью нейросетей такие двойники могут подсказывать оптимальные настройки регуляторов, чтобы тратить меньше электроэнергии. Также они хорошо работают на опережение: предиктивная аналитика помогает заранее предсказывать поломки, еще до того, как оборудование даст сбой.

Но чем больше система автоматизации связана с внешними сетями, тем выше риски кибератак. Поэтому защите АСУ ТП сегодня уделяют огромное внимание. На

предприятиях внедряют многоуровневую защиту, жестко разделяют сети, используют специальные промышленные экраны и системы обнаружения вторжений. Регулярные проверки и обновления ПО теперь стали обязательной рутиной. При этом АСУ ТП глубоко интегрируют с системами планирования предприятия, чтобы руководство видело на одном экране и технологические параметры, и экономику [4].

Отдельно стоит сказать про безопасность и экологию, потому что это одна из главных задач отрасли. Сегодня системы автоматизации тесно работают с программами обнаружения утечек. Если раньше диспетчер мог просто заметить общее падение давления, то сейчас автоматизированная система сама анализирует акустические шумы и гидравлические волны, чтобы точно понять, где именно произошла разгерметизация. Оператору больше не нужно вручную отслеживать сотни параметров или пересчитывать графики перекачки. Теперь его главная задача - контролировать работу умных алгоритмов и подключаться только в самых сложных, нестандартных ситуациях. Вся рутина уходит на автоматику. В итоге мы получаем систему, которая не просто экономит деньги компании на электричестве и ремонтах, но и делает работу всего трубопроводного транспорта по-настоящему надежной и прозрачной.

В целом, внедрение новых АСУ ТП позволяет заметно снизить затраты на электричество и уменьшить количество аварийных остановок. Автоматика сама регулирует режимы перекачки и вовремя говорит, что оборудованию нужен ремонт. В будущем, скорее всего, появятся полностью автономные участки, где основную работу будет выполнять искусственный интеллект, а человек будет подключаться только в самых нестандартных ситуациях [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Агафонов, Е.Д. Современные тенденции информатизации и автоматизации нефтегазовой отрасли [Текст] / Е.Д. Агафонов, Г.В. Ващенко // Научный журнал Сибирского федерального университета: техника и технология. 2016. №9 (8). С. 1340-1348.
2. Иванов, В. А. Методы искусственного интеллекта для обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах / В. А. Иванов, Л. В. Щапова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2025. – № 3-4. – С. 39-42.
3. Кутуков, С. Е. Технологический и экологический мониторинг систем магистрального транспорта и промыслового сбора нефти. Практика и перспективы совершенствования (на примере АК «Транснефть») / С. Е. Кутуков // Безопасность жизнедеятельности. – 2004. – № S8. – С. 1–16.
4. Системы автоматизированного управления различного уровня для объектов добычи, транспорта и подземного хранения газа // Каталог продукции Газпром автоматизация. - 326 с.
5. РД-35.240.50-КТН-109-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения. - Москва: ПАО «Транснефть», - 2019. - С.9

МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА УЧАСТКЕ НПС «ЗИМОВНИКИ»

Д.А. Мельникова, Н.И. Протасенко

СамГТУ, г. Самара, Россия, melnikovada1988@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен мониторинг технологических процессов магистрального нефтепровода на участке промежуточной нефтеперекачивающей станции «Зимовники», расположенной в Зимовниковском районе Ростовской области. Описана архитектура системы мониторинга, состав контролируемых параметров и программно-аппаратные средства, применяемые для сбора данных на станции и их передачи на линейную производственно-диспетчерскую станцию. Показано, что непрерывный контроль режимов перекачки сокращает время реакции диспетчера на отклонения и снижает риск аварийных ситуаций на трубопроводе.

Ключевые слова: мониторинг, нефтеперекачивающая станция, АСУ ТП, телеметрия, SCADA-система, магистральный нефтепровод, датчики давления и расхода.

Промежуточные нефтеперекачивающие станции работают вдали от крупных городов, а диспетчерский контроль ведется из центра, который может находиться за сотни километров. На станции «Зимовники» в районе Ростовской области раньше оперативная информация собиралась в основном обходами оператора по помещениям: он записывал показания манометров, проверял состояние подогревателей и сальниковые уплотнения насосов. Раз в несколько часов эти данные передавались на линейную производственно-диспетчерскую станцию по телефону. Такая схема хорошо работала двадцать лет назад, но сегодня она не отвечает ни требованиям безопасности, ни запросам экономики: показание можно пропустить, записать с ошибкой или просто опоздать с реакцией.

Перед разработкой системы мониторинга мы разделили контролируемые параметры на три группы. Первая – технологические: давление на приеме и выкиде насосных агрегатов, температура нефти на входе и выходе, расход по каждой нитке, положение задвижек, уровень в дренажных емкостях. Вторая – параметры самих машин: вибрация подшипниковых узлов, температура корпусов и обмоток электродвигателей, токи нагрузки, давление смазки в системе принудительной подачи. Третья – вспомогательные: состояние системы пожаротушения, загазованность помещений, наличие напряжения на вводах. Такое деление удобно тем, что по каждой группе свои требования к периодичности опроса: технологические параметры снимаются каждую секунду, а вспомогательные – раз в несколько минут достаточно [1].

Архитектурно система построена по классической двухуровневой схеме. На нижнем уровне стоят датчики и контроллеры: преобразователи давления с выходом 4–20мА, термопреобразователи сопротивления, расходомеры и система вибродиагностики [5]. Сигналы заводятся в программируемые логические контроллеры, которые установлены в шкафах автоматики насосного и печного отделений. Контроллеры выполняют первичную обработку – усреднение,

фильтрацию выбросов, сравнение с уставками и формирование сигналов «сухой контакт» для диспетчерских ламп. Правильно настроенная фильтрация критична: без нее диспетчер буквально задыхается от лавины ложных тревог при гидроударах и переключениях [2].

Верхний уровень – это диспетчерская станция на базе SCADA-системы, куда данные поступают по выделенному каналу связи. На экранах выведены мнемосхемы насосного отделения, линии перекачки и системы подогрева с живой индикацией: цифры, цветовая зона допуска, тренды за последние сутки. Для станции, где смена оператора состоит из трех-четырех человек, история трендов оказалась самым востребованным инструментом – по ней легко увидеть, что агрегат начал «дышать» еще полчаса назад, до появления аварийной сигнализации. Подход к построению таких комплексов подробно изложен в работах по автоматизации нефтегазового производства [3].

Особое внимание уделили резервированию, так как станция «Зимовники» питается от двух независимых вводов, и система мониторинга должна жить столько же, сколько и технологический процесс. Поэтому контроллеры объединены двумя независимыми кольцами, блоки питания продублированы, а при пропадании канала связи с диспетчерской локальная система продолжает работать автономно, накапливая данные в архиве. После восстановления связи архив передается наверх – за сутки это примерно два с половиной миллиона значений, и передача занимает несколько минут.

Практическая ценность системы видна уже на первых месяцах эксплуатации. До внедрения диспетчер узнавал об отклонениях по телефону от оператора – а это пять-десять минут чистого времени, а иногда и больше. Теперь сигнал о выходе параметра за пределы уставки приходит мгновенно, и время реакции сократилось до одной минуты [6].Отдельный эффект дал контроль температурного режима: зимой на этом участке трассы нефть охлаждается быстро, и система заблаговременно поднимает тревогу при приближении к порогу застывания, подсказывая, когда пора переключать подогреватели. Роль телеметрических данных в безопасной работе магистрального транспорта отмечается и в отраслевой литературе [4].

В перспективе планируется передача данных в единый диспетчерский центр управления магистральным трубопроводом и подключение системы к сервисам предиктивной диагностики. Тогда по накопленным трендам вибрации и температур можно будет прогнозировать остаточный ресурс подшипников и электродвигателей, переводя обслуживание агрегатов из режима «ремонт по поломке» в режим планирования по состоянию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агафонов, Е.Д. Современные тенденции информатизации и автоматизации нефтегазовой отрасли / Е.Д. Агафонов, Г.В. Ващенко // Научный журнал Сибирского федерального университета. Серия: техника и технологии. — 2016. — Т. 9, № 8. — С. 1340–1348.
2. Тугунов, П.И. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов. — Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2002. — 520 с.

3. Сераков, А.Н. Автоматизированные системы управления в нефтяной и газовой промышленности: учебное пособие / А.Н. Сераков. — Санкт-Петербург: Недра, 2012. — 212 с.
4. Кутуков, С.Е. Технологический и экологический мониторинг систем магистрального транспорта и промыслового сбора нефти. Практика и перспективы совершенствования (на примере АК «Транснефть») / С.Е. Кутуков // Безопасность жизнедеятельности. — 2004. — № S8. — С. 1–16.
5. Хвошч С.Т., Варзунов А.В., Горячкин В.П. Микропроцессорные средства и системы автоматики. — СПб.: Политехника, 1996.
6. Андрианов Н.П. Автоматизация производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности. — М.: Недра, 1986.

ДИСТАНЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ НА ПРИМЕРЕ НПС «ЗИМОВНИКИ»

Д.А. Мельникова, Н.И. Протасенко

СамГТУ, г. Самара, Россия, melnikovada1988@mail.ru

Аннотация. Рассмотрен подход к организации дистанционного мониторинга технологического оборудования промежуточной нефтеперекачивающей станции «Зимовники» Ростовской области с выводом данных на линейную производственно-диспетчерскую станцию. Описан состав диагностических признаков насосных агрегатов, порядок обработки телеметрической информации и практические результаты эксплуатации системы. Показано, что непрерывный контроль вибрационного и теплового состояния оборудования позволяет перейти от ремонтов по факту отказа к обслуживанию по состоянию.

Ключевые слова: дистанционный мониторинг, диагностика насосных агрегатов, нефтеперекачивающая станция, вибрационный контроль, телемеханика, предиктивное обслуживание, диспетчеризация.

Главная проблема дальних промежуточных станций – расстояние. От НПС «Зимовники» до ЛПДС, куда стекается оперативная информация, больше сотни километров пути, и до недавнего времени единственной нитью, связывающей объект с диспетчером, оставался телефон. Оператор обходил насосное отделение, сверял манометры и термометры, а потом диктовал цифры по проводам. Человеческий фактор при такой схеме неизбежен: усталость, невнимательность, желание округлить. Решение очевидно – вывести станцию на дистанционный контроль, но сделать это нужно так, чтобы новая система давала то, что глаз оператора дать не может: непрерывную картину за сутки, неделю, месяц [1].

Ядром системы стала вибродиагностика главных насосных агрегатов. На подшипниковых узлах каждого насоса и привода установлены акселерометры, сигналы которых поступают в блоки сбора вибрационных данных. Программное обеспечение рассчитывает спектры вибрации, анализирует их и сопоставляет с

базовыми значениями, записанными после наладки. Опыт показывает, что дефекты – разбалансировка рабочего колеса, износ подшипников, неравномерность осевой нагрузки – «проявляются» в спектре за недели и даже месяцы до того, как дадут о себе знать шумом или нагревом. Поэтому система не ждет превышения порога, а отслеживает тренд: если уровень вибрации на опорном подшипнике ползет вверх несколько суток подряд, диспетчер получает предупредительное сообщение [2]. Методы выявления таких дефектов по вибрационным признакам и их отстройка от помех подробно изложены в литературе по технической диагностике сложных систем [5].

Параллельно с вибрацией система ведет тепловой и электрический контроль. Термопреобразователи сопротивления следят за температурой подшипников, обмоток электродвигателей и поверхностей нагрева печей; измерительные преобразователи фиксируют токи и напряжения по каждому агрегату. Совместный анализ этих трех групп данных оказался особенно полезен. Растущая вибрация вместе с растущим током – почти наверняка признак механического сопротивления в нагнетательном трубопроводе или неисправности подшипника скольжения. А вот нагрев без роста вибрации чаще указывает на проблемы в электрической части: перекос фаз, плохой контакт. Такая простая логика взаимной проверки сильно уменьшает число ложных диагнозов.

Канал связи с диспетчерской построен с резервированием: основной канал – по оптоволоконной линии связи вдоль трассы, резервный – по сети сотовой связи. Периодичность опроса подобрана по типу сигнала: аварийные и предупредительные дискретные сигналы передаются немедленно, аналоговые параметры – с интервалом в одну секунду, спектры вибрации – по команде или по расписанию, раз в час. Архив на самой станции хранится год: со временем именно архивные тренды становятся главной ценностью, потому что именно по ним можно прогнозировать ресурс оборудования и обосновывать заявки на капитальный ремонт перед руководством [3].

Эксплуатация системы на НПС «Зимовники» дала результаты, которых не было видно на этапе проектирования. Первый эффект – сокращение аварийных остановок: за год работы система заблаговременно выявила три дефектных подшипниковых узла, и все они были заменены во время плановой остановки, а не в аварийном порядке [6]. Второй эффект для экономики важнее: появились объективные данные о загрузке агрегатов. Оказалось, что один из насосов месяцами работал в зоне, далекой от оптимальной по КПД, – после перераспределения режимов станция стала потреблять на несколько процентов меньше электроэнергии без потери пропускной способности. Подобные результаты отмечаются и при внедрении цифровых средств контроля на других объектах магистрального транспорта нефти [4].

Работу по дистанционному мониторингу на станции «Зимовники» это первый этап модернизации. Далее стоит задача накопить статистику отказов и привязать диагностические признаки к реальным механизмам разрушения, чтобы система не просто фиксировала отклонение, а называла его причину. Затем – подключение к единой передаче обработанных данных в корпоративную систему управления. Но и уже сейчас система убрала с диспетчера снятие показаний вручную и оставила за ним главное – принятие решений в нештатных ситуациях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шикин, А.В. Автоматизация систем управления и управление проектами в нефтегазовой отрасли / А.В. Шикин, М.А. Гусейнов, А.В. Шикин (мл.). – Москва: ИНФРА-М, 2007. – 342 с.
2. Виноградов, А.И. Цифровизация нефтегазовой отрасли: наука, образование, практика / А.И. Виноградов, А.Т. Кулаков, М.А. Газизов. – Стерлитамак: АМПИТ, 2019. – 285 с.
3. Зайцев, С.А. Информационное обеспечение систем управления нефтегазовыми компаниями / С.А. Зайцев. – Москва: Московский государственный индустриальный университет, 2009. – 147 с.
4. Кутуков, С.Е. Технологический и экологический мониторинг систем магистрального транспорта и промыслового сбора нефти (на примере АК «Транснефть») / С.Е. Кутуков // Безопасность жизнедеятельности. – 2004. – № S8. – С. 1–16.
5. Лифшиц, А.Л. Диагностика сложных технических систем / А.Л. Лифшиц, А.С. Мандель. – Москва: Айрис-пресс, 2002. – 312 с.
6. Середа, В.В. Организация обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов / В.В. Середа. – Москва: ИД «Нефть и газ» Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, 2007. – 191 с.

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕСМЕШЕНИЯ: ОБЗОР АРХИТЕКТУР И ПОДХОДОВ

Д.А. Мельникова, И.Е. Москаев

СамГТУ, г. Самара, Россия, melnikovada1988@mail.ru

Аннотация. В статье приведен обзор подходов к построению систем мониторинга насосных станций пожаротушения, применяемых на объектах нефтесмешения и нефтеперекачки. Рассмотрено место насосной станции пожаротушения в общей структуре систем противопожарной защиты станции смешения нефти и сформулированы требования к контролируемым параметрам: уровням в резервуарах противопожарного запаса воды, давлению на приеме и нагнетании насосов, температуре и вибрации подшипников, положению запорной арматуры, состоянию цепей управления и электроснабжения. Сравнены три архитектурных подхода: специализированные приборы управления насосными станциями, блочно-модульные адресные системы на базе приемно-контрольных приборов и интегрированные SCADA-решения с программируемыми контроллерами.

Ключевые слова: насосная станция пожаротушения, станция смешения нефти, мониторинг, SCADA, прибор управления, диспетчеризация, промышленная безопасность.

Насосная станция пожаротушения является центральным узлом любой автоматической установки водяного и пенного пожаротушения объекта

нефтесмешения. Она обеспечивает подачу огнетушащих веществ к месту возгорания, а ее отказ в критический момент равносилен отказу всей системы противопожарной защиты. Вместе с тем НСП большую часть времени находится в дежурном режиме, и именно в этот период происходит незаметная деградация оборудования: подтекание задвижек, снижение уровня воды в резервуарах, износ подшипников насосов, нарушение контроля целостности цепей. Поэтому мониторинг НСП рассматривается не как вспомогательная функция, а как самостоятельная задача, обеспечивающая постоянное подтверждение готовности объекта к срабатыванию.

Анализ типовых решений и отраслевой практики показывает, что состав контролируемых сигналов НСП практически не зависит от производителя и стабилизировался на уровне перечня, сформированного еще первыми специализированными приборами управления: давление в системе пожаротушения и на выходе насосов, давление в обвязке жокей-насоса, уровни воды в резервуарах, сигнализатор потока, положение задвижек, режим автоматики, наличие питающей воды, авария ввода питания и цепей [1]. На объектах нефтесмешения к этому перечню добавляются параметры, критичные для надежности агрегатов: температура и вибрация подшипников центробежных насосов, давление на приеме (защита от сухого хода), уровень пенообразователя в баках-дозаторах. Система мониторинга НСП должна не только отображать параметры, но и документировать события, обеспечивая воспроизводимость предпожарной истории объекта.

В инженерной практике сложилось три подхода к построению систем мониторинга и управления НСП. Первый основан на специализированном приборе управления, ориентированном исключительно на задачи водяного пожаротушения, в паре с шкафом аппаратуры коммутации. Такие комплекты функционально полны, но слабо масштабируются и требуют отдельного канала диспетчеризации [1]. Второй подход - блочно-модульный: логика управления распределена между приемно-контрольным прибором, адресными шкафами управления насосами и задвижками, адресными метками сигнализаторов.

Он дешевле за счет унификации приборов, однако фрагментированность системы усложняет диагностику и требует сетевого контроллера для диспетчеризации [4]. Третий подход - интегрированный: нижний уровень построен на программируемых логических контроллерах общего назначения, а мониторинг реализуется полноценной SCADA-системой с мнемосхемой, трендами, аварийно-предупредительной сигнализацией и архивированием. Этот путь дороже на стадии внедрения, но дает единую информационную модель объекта, свободную масштабируемость и прямую интеграцию с АСУ ТП станции смешения [5]. Для крупных объектов нефтесмешения именно интегрированный подход является предпочтительным, так как НСП эксплуатируется тем же персоналом, что и технологические насосные блоки, и ее данные должны быть доступны в едином диспетчерском контуре.

Выбор протоколов определяет долговечность системы мониторинга. Обзор практики показывает, что на полевом уровне до сих пор доминирует RS-485 с Modbus RTU благодаря простоте и поддержке практически любым оборудованием; во взрывоопасных зонах нефтеперерабатывающих производств применяются Profibus PA/DP [5]. На уровне интеграции с системами управления предприятием стандартом становится: его самоописываемая информационная модель, встроенная безопасность

и платформенная независимость делают его основным протоколом обмена данными между SCADA и системами предиктивной аналитики [5, 6]. Практически всегда в одном объекте сосуществует несколько протоколов, и задача платформы мониторинга - свести их к единой базе тегов, чтобы оператору не требовалось знать физический канал передачи каждого сигнала.

Обзор показывает, что инженерная база мониторинга НСП - состав сигналов, алгоритмы резервирования насосов, контроль выхода на режим - сформировалась и стабилизировалась, а основное развитие происходит в области информационных технологий: интеграция с SCADA и АСУ ТП станции смешения, предиктивная аналитика и цифровые двойники. Для новых и реконструируемых объектов нефтесмешения рациональным является интегрированный архитектурный подход с закладкой в систему мониторинга функций диагностики и долгосрочного архивирования, что превращает НСП из периодически проверяемого резерва в постоянно наблюдаемый объект с подтвержденной готовностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Обзор систем управления насосными станциями пожаротушения [Электронный ресурс]. URL: https://fil-tec.ru/page/upravlenie-nasosami-pozharotusheniem (дата обращения: 29.09.2026).
2. Водяное пожаротушение (насосная станция) RUBEZH R3: типовое решение [Электронный ресурс]. URL: https://projects.rubezh.ru/solutions/spa/protokol-r3_spz/nasosnaya-stantsiya/ (дата обращения: 29.09.2026).
3. SCADA и HMI для мониторинга насосного оборудования [Электронный ресурс]. URL: https://inner.su/articles/scada-i-hmi-dlya-monitoringa-nasosnogo-oborudovaniya/ (дата обращения: 29.09.2026).
4. SCADA Systems and OPC UA: The Backbone of Smart Grid Control [Электронный ресурс]. URL: https://eureka.patsnap.com/article/scada-systems-and-opc-ua-the-backbone-of-smart-grid-control (дата обращения: 29.09.2026).
5. Диагностика и предиктивное обслуживание насосов через IoT: современные подходы и практическое применение [Электронный ресурс]. URL: https://inner.su/articles/diagnostika-i-prediktivnoe-obsluzhivanie-nasosov-cherez-iot/ (дата обращения: 29.09.2026).
6. Забайкин Ю.В., Лютягин Д.В. Использование цифровых двойников для мониторинга и управления техническим состоянием оборудования на газоперерабатывающих заводах // Научный журнал. 2026. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-tsifrovyh-dvoynikov-dlya-monitoringa-i-upravleniya-tehnicheskim-sostoyaniem-oborudovaniya-na-gazopererabatyvayuschih

ДИАГНОСТИКА И ПРЕДИКТИВНЫЙ МОНИТОРИНГ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПОЖАРОТУШЕНИЯ: ОБЗОР МЕТОДОВ

Д.А. Мельникова, И.Е. Москаев

СамГТУ, г. Самара, Россия, melnikovada1988@mail.ru

Аннотация. В статье приведен обзор методов диагностики и предиктивного мониторинга насосных агрегатов, применимых к насосным станциям пожаротушения объектов нефтесмешения. Рассмотрены средства измерения технического состояния: виброускорение как основной диагностический признак дефектов подшипников, термометрия, анализ тока электродвигателя и косвенных эксплуатационных. Проанализированы подходы к обработке данных: пороговая сигнализация и статистические контрольные карты, спектральный анализ, методы машинного, а также модельные методы на основе цифровых двойников.

Ключевые слова: диагностика насосов, предиктивное обслуживание, вибрационный мониторинг, машинное обучение, цифровой двойник, насосная станция пожаротушения.

Насосные агрегаты пожаротушения отличаются особым профилем эксплуатации: длительные простои в дежурном режиме сопровождаются износом подшипников при остановках и прокрутках, а редкие, но интенсивные пуски под полной нагрузкой выявляют скрытые дефекты. Классическая модель планово-предупредительных ремонтов по регламентным срокам для такого оборудования неэффективна: ремонт может быть выполнен раньше необходимости либо позже, чем развился дефект. Предиктивное обслуживание, основанное на непрерывном сборе данных с датчиков и прогнозировании отказов до их наступления, переводит НСП из режима периодических проверок в режим постоянно подтвержденной готовности [1].

Основным носителем диагностической информации о центробежных насосах является виброускорение: анализ вибрационных характеристик позволяет выявлять износ подшипников, разбалансировку рабочих колес, кавитацию и расцентровку за несколько недель до критического состояния [2]. Современный рынок предлагает два класса датчиков: пьезоакселерометры для тяжелых загрязненных условий, которые при полосе пропускания более 20 кГц и плотности шума порядка 25 мкg/√Гц конкурируют с пьезодатчиками, а трехосное измерение дает дополнительную диагностическую информацию [3]. Термометрия подшипников выявляет проблемы смазки и перекосы вала, анализ тока электродвигателя позволяет диагностировать механические дефекты по косвенным признакам [1]. Для нефтяных насосных агрегатов развиты методы оценки косвенных показателей - напора, потребляемой мощности и КПД, рассчитываемых по данным АСУ ТП, что позволяет строить диагностику даже без установки дополнительных датчиков [4].

Базовый уровень - пороговая сигнализация и статистические методы: контрольные карты Шухарта, скользящее среднее, корреляционный анализ между параметрами. Они просты и прозрачны, но выявляют отклонения только после выхода за установленные границы. Спектральный анализ вибрационных сигналов существенно повышает информативность, позволяя локализовать дефектный узел по частотным составляющим [2]. Следующий уровень - машинное обучение:

классификация неисправностей методом, прогнозирование остаточного ресурса сетями, обнаружение аномалий и автоэнкодерами без размеченных данных [2, 5]. Общим ограничением является требование к обучающей выборке: для построения надежных моделей необходимо 6–12 месяцев истории, включающей как нормальные режимы, так и отказы, что для редко запускаемых пожарных насосов является принципиальной трудностью [2].

Альтернативой статистическим методам служат модельные подходы на основе цифровых двойников агрегата. В отечественной практике для насосных агрегатов кустовых насосных станций применяется комбинация из трех алгоритмов: выявление деформаций эксплуатационных характеристик путем сравнения фактических и базовых значений; критерий Хоттелинга для оценки многомерных отклонений; последовательный критерий вероятности Вальда для раннего обнаружения малых смещений.

Совместно с матричным оцениванием состояния эти алгоритмы позволили обнаружить зарождающийся дефект при отклонении контролируемого параметра всего на 0,3%, тогда как пороговые методы среагировали лишь при 5%, причем модельный подход дополнительно указал вероятную причину - расцентровку частей агрегата [4]. Международный опыт создания цифрового двойника центробежного насоса показывает, что платформа интернета вещей с модулем машинного обучения способна автоматически обучаться шаблонам нормальной работы и определять аномальные режимы, а модель пониженного порядка обеспечивает расчет кавитации и ресурса подшипников в режиме реального времени [6]. Для газоперерабатывающих заводов внедрение цифровых двойников обеспечило снижение частоты ремонтов насосного оборудования на 40%, рост межремонтных интервалов на 20% и сокращение времени диагностики на 35 % [7].

Обзор показывает, что для насосных агрегатов пожаротушения наиболее перспективной является многоуровневая диагностическая система: виброускорение и термометрия как первичные признаки, спектральный анализ и контрольные карты как базовая аналитика, методы обнаружения аномалий и цифровой двойник как средство ранней диагностики и прогнозирования ресурса. Модельные методы особенно ценны для редко запускаемых агрегатов, где накопление статистики отказов затруднено. Внедрение предиктивного мониторинга переводит насосную станцию пожаротушения из класса периодически проверяемого оборудования в класс оборудования с непрерывно подтверждаемой готовностью, что прямо повышает уровень промышленной и пожарной безопасности станции смешения нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Разработка системы предиктивного обслуживания на основе машинного обучения // CyberLeninka. 2025. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-sistemy-prediktivnogo-obsluzhivaniya-na-osnove-mashinnogo-obucheniya
2. Диагностика и предиктивное обслуживание насосов через IoT: современные подходы и практическое применение [Электронный ресурс]. URL: https://inner.su/articles/diagnostika-i-prediktivnoe-obsluzhivanie-nasosov-cherez-iot/ (дата обращения: 29.09.2026).

3. Выбор подходящего датчика для предиктивного технического обслуживания [Электронный ресурс]. URL: https://www.eltech.spb.ru/analog_devices_vybor_podhodychcego_datchika (дата обращения: 29.09.2026).
4. Ранняя диагностика и прогнозирование надежности промышленного оборудования на основе «цифрового двойника» // Нефтегазовая вертикаль. 2021. № 11/12. URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/tsifrovizatsiya/682121-rannyaya-diagnostika-i-prognozirovanie-nadezhnosti-promyshlennogo-oborudovaniya-na-osnove-tsifrovogo/
5. SCADA и HMI для мониторинга насосного оборудования [Электронный ресурс]. URL: https://inner.su/articles/scada-i-hmi-dlya-monitoringa-nasosnogo-oborudovaniya/ (дата обращения: 29.09.2026).
6. Цифровые двойники турбомашин: монография / под ред. А.Н. Васильева. Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2022. 232 с.
7. Забайкин Ю.В., Лютягин Д.В. Использование цифровых двойников для мониторинга и управления техническим состоянием оборудования на газоперерабатывающих заводах // Научный журнал. 2026. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-tsifrovyh-dvoynikov-dlya-monitoringa-i-upravleniya-tehnicheskim-sostoyaniem-oborudovaniya-na-gazopererabatyvayuschih
8. СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования». М.: Стандартинформ, 2021.

ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПО УРОВНЮ В РЕЗЕРВУАРЕ Р-3 ПАРКА КОМПАУНДИРОВАНИЯ

И.Ю Дорофеев

Научный руководитель: доцент Н.А. Сизова

СамГТУ, г. Самара, Россия, iladorofeev185@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается построение системы противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) по уровню битума в резервуаре Р-3, входящего в состав парка компаундирования. Описан технологический процесс подготовки сырья, предложена логика сигнализации и блокировок на основе четырехуровневого сравнения текущего значения уровня с уставками, логического элемента «ИЛИ» и RS-триггера с ручным возвратом в рабочее состояние. Выполнено сравнение контроллеров ПАЗ БАЗИС-14.3Р, АрбитрКТ600А и СибКомСК-1000, обосновано применение первого по метрологическим показателям и сроку службы.

Ключевые слова: противоаварийная автоматическая защита, резервуар компаундирования, контроль уровня, RS-триггер, программируемый логический контроллер, промышленная безопасность.

Парк компаундирования относится к важным узлам подготовки сырья, куда поступает смесевое сырье и битумная основа. Нарушение режима работы резервуаров, прежде всего выход уровня за пределы аварийно допустимого диапазона, может привести к кавитации насосов, переливу продукта, повреждению оборудования и угрозе для персонала. Оперативного контроля дежурным персоналом недостаточно, поэтому требуется реализация защитных функций. [1-2] Целью работы является разработка системы ПАЗ по уровню в резервуаре Р-3, обеспечивающей мониторинг фактического уровня, его сравнение с пороговыми значениями, формирование предупредительных и аварийных сигналов и выполнение защитных действий (отключение насоса Н-10А), предотвращающих развитие аварии.

С узла подготовки сырья в парк поступает битумная смесь. Уровень в резервуаре Р-3 измеряется первичным измерительным преобразователем (ПИП) уровня (поз. LT 009), сигнал от которого поступает на контроллер (поз. LICA 009) для сравнения с уставками. Товарный битум перекачивается насосом Н-10А на ж/д эстакаду [1]. При достижении аварийно минимального уровня возникает риск кавитации насоса Н-10А, а при достижении аварийно максимального — перелив в

систему утилизации паров. При неустранённом предельном уровне установка переходит в аварийный режим и срабатывает система ПАЗ [1].



Рисунок 1 – Схемы автоматизации резервуара Р-3 : слева – контур сигнализации уровня, справа – контур с реализованной системой ПАЗ

Разработанная схема блокировок по уровню (рис. 1) включает компаратор, логический элемент «ИЛИ» и RS-триггер. Компаратор настроен на четыре состояния: нормальное (NOR) – отсутствие логического сигнала; максимальный и минимальный рабочие уровни (H=6,7 м, L=0,53 м) – включение предупредительной сигнализации; аварийные сверхвысокий и сверхнизкий уровни (HH=6,8 м, LL=0,43 м) – включение аварийной сигнализации и подача сигнала 1 на элемент «ИЛИ». С выхода элемента сигнал поступает на вход S RS-триггера с приоритетом на загрузку памяти, запоминая аварийное состояние. В результате формируется сигнал 1 в значении OFF на отключение насоса Н-10А, установленного на линии циркуляции битумной смеси в резервуаре Р-3.

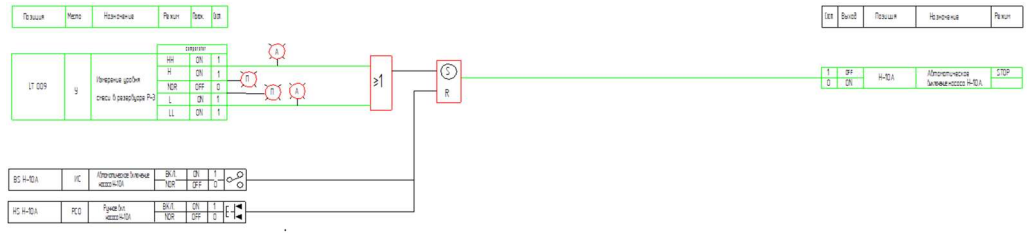


Рисунок 2 – Схема блокировок и математической логики в резервуаре Р-3

После выхода из аварийного состояния для включения в работу системы происходит сброс памяти RS-триггера. Для этого на него поступает сигнал с двухпозиционного переключателя инженерной станции (поз. BS Н-10А), осуществляющий автоматическое переключение насоса в состояние ON. Согласно требованиям безопасности, на случай отказа автоматического возврата предусмотрен ручной возврат кнопочным выключателем рабочей станции оператора (поз. HS Н-10А); доступ к него имеет только уполномоченный работник. Ручной режим позволяет персоналу взять управление на себя при неисправности автоматики и регламентных работах.

Для реализации алгоритма выполнено сравнение контроллеров ПАЗ БАЗИС-14.3Р, АрбитрКТ600А и СибКомСК-1000 [5-7] (табл. 1). Все три контроллера имеют исполнение IP20 и поддерживают интерфейсы Ethernet и RS-485. Наиболее

подходящим признан БАЗИС-14.3Р: он обладает наибольшим средним сроком службы (14 лет), что создаёт оптимальные условия для эксплуатации технологического процесса.

Таблица 1 – Сравнение контроллеров ПАЗ

	БАЗИС-14.3Р	Арбитр КТ600А	СибКом СК-1000- СР-1000-2401
Наличие сертификатов	есть	есть	есть
Степень защиты	IP20	IP20	IP20
Интерфейсы связи	RS-485 Ethernet USB	RS485 Ethernet	RS-485 Ethernet USB
Возможность расширения	есть	есть	есть
Средний срок службы, лет	14	10	12

Таким образом, разработана система ПАЗ по уровню для резервуара Р-3, включающая сигнализацию и блокировку по аварийным уровням на базе логического элемента «ИЛИ» и RS-триггера, автоматический и ручной возврат в рабочее состояние, а также обоснован выбор контроллера БАЗИС-14.3Р. Полученная схема служит основой для предотвращения аварийных режимов работы насоса Н-10А и внедрения на объекте. Перспективным направлением является интеграция сигналов защиты в общую систему мониторинга.

ЛИТЕРАТУРА

1. Технологический регламент узла смешения битумов производства ПАО «Саратовский НПЗ».
2. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». М.: Ростехнадзор, 2020.
3. Полоцкий, Л.М. Автоматизация химических производств. Теория, расчет и проектирование систем автоматизации : Учеб. пособие / Л.М. Полоцкий, Г.И. Лапшенков. - М., Химия, 1982. - 296 с.
4. ГОСТ 21.404-85. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах [Электронный ресурс]. URL: https://docs.cntd.ru/document/901706033.
5. . Каталог контроллеров ПАЗ [Электронный ресурс] // Официальный сайт Базис // URL: Обзор российских промышленных контроллеров БАЗИС
6. Каталог контроллеров ПАЗ [Электронный ресурс] // Официальный сайт Базис // URL: Главная | СПИК СЗМА
7. Каталог контроллеров ПАЗ [Электронный ресурс] // Официальный сайт Базис // URL: ПЛК СК-1000, СК-3000 и СК-4000

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПО УРОВНЮ В СОКИНГ-ИСПАРИТЕЛЕ К-2

В.В. Букетов, Н.А. Сизова

СамГТУ, г. Самара, Россия, buketov.vadim@gmail.com

Аннотация. В работе рассматривается разработка системы противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) по уровню жидкой фазы в сокинг-испарителе К-2 установки висбрекинга. Описан технологический процесс, рассмотрены опасные отклонения уровня, разработана логика предупредительной и аварийной сигнализации с использованием компаратора, логического элемента «ИЛИ» и SR-триггера. Рассмотрен автоматический и ручной возврат оборудования в рабочее состояние.

Ключевые слова: противоаварийная автоматическая защита, сокинг-испаритель, контроль уровня, SR-триггер, отсечной клапан, программируемый логический контроллер, промышленная безопасность, висбрекинг. [1].

В технологических процессах нефтехимической и перерабатывающей промышленности важнейшим условием безопасной и эффективной работы является стабильность параметров технологического оборудования. Одним из критически значимых объектов установки висбрекинга является сокинг-испаритель К-2, в котором нарушение уровня жидкой фазы может привести к серьёзным нарушениям технологического процесса, повреждению оборудования и угрозе для персонала. Для предотвращения аварийных ситуаций применяется система противоаварийной автоматической защиты, обеспечивающая раннее выявление отклонения режима и выполнение автоматических защитных мероприятий. [1].

Целью работы является разработка системы блокировок по уровню в сокинг-испарителе К-2, обеспечивающей своевременное обнаружение критических отклонений уровня жидкой фазы и автоматическое выполнение защитных действий в соответствии с требованиями системы противоаварийной защиты.

Парожидкостная смесь из верха колонны К-1 поступает в сокинг-испаритель К-2 для дальнейшей термодеструкции и частичной сепарации. Газопаровая фаза из сокинг-испарителя К-2 поступает в фракционную колонну К-3, а жидкая фаза направляется во фляшинг-колонну К-4.

При превышении допустимого уровня жидкой фазы в сокинг-испарителе происходит захлёбывание аппарата, при котором жидкость начинает попадать в линию отвода паровой фазы. Это может вызвать гидравлический удар, резкий скачок давления, динамические нагрузки на трубопроводы и корпус оборудования, деформацию элементов системы и потерю герметичности. При понижении уровня недостаточное количество жидкости нарушает теплопередачу, что приводит к локальному перегреву и неконтролируемому росту температуры. При дальнейшем снижении уровня возможно полное испарение жидкой фазы, перегрев металлических стенок, снижение их прочности и повреждение конструкции. [2,3].

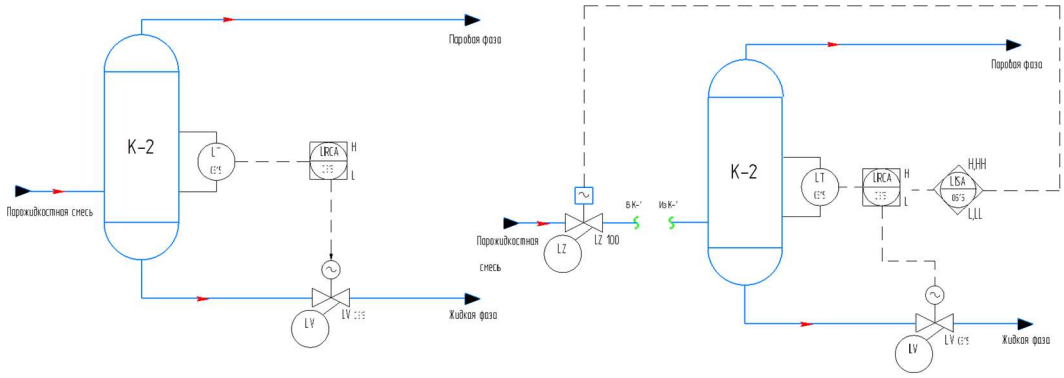


Рисунок 1 – Схемы автоматизации сокинг-испарителя К-2: слева – контур сигнализации уровня, справа – контур с блокировкой ПАЗ

Измерение уровня осуществляется первичным измерительным преобразователем LT0515, предназначенным для непрерывного мониторинга уровня жидкой фазы. Система предусматривает пять состояний: «нормальный», «низкий», «сверхнизкий», «высокий» и «сверхвысокий» уровень. В нормальном режиме состояние компаратора равно 0. При достижении предупредительных порогов формируется сигнал сигнализации, информирующий оператора о начале отклонения параметра.

При достижении сверхвысокого или сверхнизкого уровня включается аварийная сигнализация. Аварийные сигналы поступают на логический элемент «ИЛИ», объединяющий входы аварийных событий. С выхода элемента сигнал поступает на SR-триггер, работающий в режиме фиксации аварийного состояния. Сформированный управляющий сигнал переводит отсечной клапан LZ100 в положение «закрыто», что обеспечивает переход установки в безопасное состояние. [2,3].

После устранения причин аварийного режима предусмотрен возврат технологического оборудования в рабочее состояние. На инженерную станцию BS-100 поступает управляющий сигнал, после чего автоматическая система переводит отсечной клапан LZ100 в положение «открыто». Кроме того, предусмотрен ручной возврат с рабочей станции оператора посредством кнопки HS-100. Доступ к данной функции имеет только инженер с соответствующим уровнем допуска, что снижает риск несанкционированного или ошибочного включения оборудования после аварии.

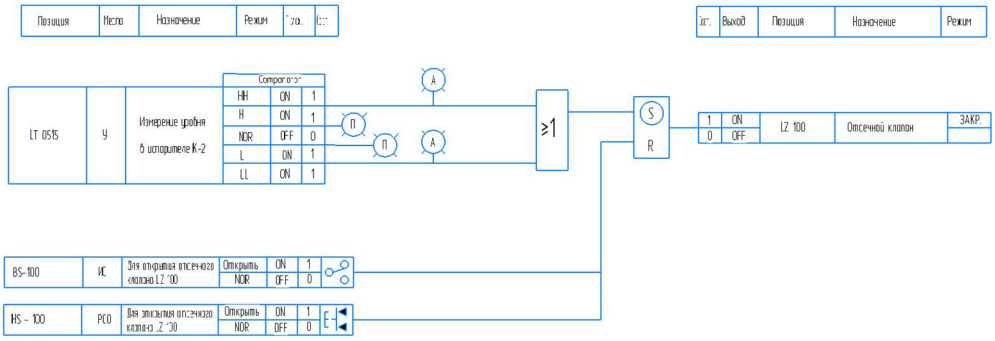


Рисунок 2 – Схема блокировок и математической логики в сокинг-испарителе К-2

Разработанная система блокировок по уровню в сокинг-испарителе К-2 представляет собой важный элемент обеспечения безопасной и устойчивой работы технологического оборудования. Система формирует многоступенчатую защитную структуру, включающую предупредительные и аварийные сигналы, позволяющие оперативно выявлять отклонения и предотвращать развитие нештатных ситуаций. [4,5]. Фиксация аварийного состояния SR-триггером исключает неконтролируемый возврат оборудования в рабочий режим до устранения причин аварии. Автоматический и ручной возврат обеспечивают восстановление технологического процесса с учётом требований безопасности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постоянный технологический регламент работы установки висбрекинга.
2. Техническая литература по КИПиА и промышленной безопасности. [Электронный ресурс]. URL: https://kipia.info
3. Справочник по ПАЗ и системам безопасности технологических процессов. [Электронный ресурс]. URL: https://industrial-safety.ru
4. ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018. Функциональная безопасность. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1. Термины, определения и технические требования. М.: Стандартинформ, 2018.
5. ГОСТ 21.404-85. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах [Электронный ресурс]. URL: https://docs.cntd.ru/document/901706033.
6. ГОСТ 21.404-85. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах [Электронный ресурс]. URL: https://docs.cntd.ru/document/901706033.

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

ФОРМИРОВАНИЕ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА НА БАЗЕ ИСПРАВИТЕЛЬНЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ ДЛЯ КРИТИЧЕСКИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Р.А.оглы Хасаев, Э.Ш. Аскеров, Д.Е. Краснов

Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
e-mail: rakhasaev@gmail.com, askerovelnur2005@gmail.com,
Dima.12.05.2005@yandex.ru

Аннотация. В статье исследуется один из вариантов преодоления дефицита высококвалифицированных специалистов в нефтегазовом секторе. Предлагаемый подход заключается в разработке специализированных образовательных программ и создании условий для подготовки кадрового резерва из числа граждан, отбывающих наказание в исправительных учреждениях Российской Федерации.
Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, кадровый резерв, обучение, реабилитация, экономический кризис, квалифицированный специалист.

В условиях современных геополитических вызовов и оттока трудоспособного населения отечественная экономика столкнулась с острой нехваткой квалифицированных резервных кадров. Подобные тенденции способны спровоцировать приостановку производственных процессов в ключевых секторах экономики, включая нефтегазовую промышленность.

В качестве превентивной меры авторы предлагают формировать резерв рабочих кадров для работы на буровых объектах из числа осужденных. Данная инициатива не выходит за рамки правового поля Российской Федерации и опирается на положения ст. 106 УИК РФ. Подобная практика решает две взаимосвязанные задачи: гарантирует бесперебойное функционирование стратегически значимых производств и содействует успешной ресоциализации заключенных.

Для обеспечения надежности в условиях чрезвычайных ситуаций учебные центры должны обладать возможностью автономного функционирования. Это предполагает наличие независимых источников энергоснабжения, стратегических запасов воды и продовольствия, а также интеграцию медицинских блоков. Задействование инфраструктуры пенитенциарной системы под образовательные и производственные задачи способно существенно повысить устойчивость кадрового обеспечения к внешним техногенным или военным угрозам, учитывая изначально заложенные высокие требования к безопасности таких объектов.

На встрече 1 декабря 2025 года Президент России и директор ФСИН Аркадий Гостев обсудили дальнейшую гуманизацию уголовной политики, повышение эффективности трудовой адаптации осуждённых, расширение программ профессиональной подготовки и их ориентацию на потребности стратегически важных отраслей экономики. Предлагаемый нами подход способствует формированию стабильного кадрового резерва, сокращению уровня рецидивной преступности и усилению роли ФСИН в обеспечении технологического суверенитета страны. То есть проект разрабатывается в соответствии с основными направлениями внутренней политики, которые были определены руководством страны

Привлечение граждан, отбывающих наказание, в качестве участников проекта обосновано как социальной необходимостью, так и практическими аспектами. Согласно ст. 80 Федерального закона «Об образовании в Российской Федерации», организация обучения лиц, лишенных свободы, имеет законодательную основу, что позволяет задействовать бюджетное финансирование. Существующие при исправительных учреждениях профессиональные училища и оборудованные классы, строгий внутренний распорядок, гарантирующий посещаемость, а также наличие медицинского персонала создают оптимальные стартовые условия для реализации образовательных треков.

Успешная реализация инициативы возможна при условии точного определения обязанностей всех заинтересованных сторон. Государство берет на себя роль координатора и заказчика, способствуя цифровизации процессов и внедрению платформ дистанционного обучения. ФСИН России обеспечивает организационно-техническую базу: выделение помещений, соблюдение протоколов безопасности, логистику, контроль учащихся, установку техники и материальное стимулирование сотрудников.

Со своей стороны, Самарский государственный технический университет берет на себя методическое сопровождение: проектирование профильных учебных модулей, адаптацию программ под специфику буровых работ, проведение лекций и вебинаров в онлайн-формате, а также оценку успеваемости. Подобная модель не требует привлечения избыточных ресурсов вуза, поскольку опирается на уже имеющиеся наработки, в то время как вопросы инфраструктуры и безопасности полностью закрываются ФСИН.

Данный проект позволит сформировать систему, в которой каждый получит необходимое. Осуждённые получают возможность получить профессию и право на досрочное освобождение, а также профессиональный рост. Для образовательного учреждения открывается возможность увеличить число обучающихся, а также получить государственное спонсирование. ФСИН выигрывает от снижения уровня преступности, повышения стабильности внутри учреждений и формирования положительного образа современной и экономически активной организации. Нефтегазовые компании получают надёжный кадровый резерв, готовый оперативно приступить к работе в случае необходимости.

В перспективе успешное прохождение пилотных испытаний на объектах Самарской области позволит тиражировать эту практику на другие критические сферы. Подобный механизм способен стать неотъемлемым элементом мобилизационного потенциала страны, эффективным инструментом социальной реабилитации с измеримым экономическим эффектом и надежным фактором повышения общегосударственной устойчивости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **http://www.kremlin.ru/events/president/news/78617** Встреча с директором ФСИН Аркадием Гостевым
2. **https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_140174/49cfbb23ab173c64df980b0bc1d4510b679de0b6/** Федеральный закон от 29.12.2012 N 273-ФЗ (ред. от 04.08.2026) "Об образовании в Российской Федерации" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.09.2026)

3. **https://www.rbc.ru/industries/news/6ab62ef59a79471ac2aceccc** Карьера нефтяника: чем промышленность привлекает специалистов
4. **https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_12940/** "Уголовно-исполнительный кодекс Российской Федерации" от 08.01.1997 N 1-ФЗ (ред. от 23.03.2026)

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 22 Мб

Федеральное государственное бюджетное

Образовательное учреждение высшего образования

«Самарский государственный технический университет»

443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус