



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)

A98

Ашировские чтения[Электронный ресурс]: сб. трудов Всероссийск. Науч.-практ. Конференции. Том1 / Отв. Редактор *М.Е. Коваль*. – 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)

A98

©Авторы, 2026
©Самарский государственный
технический университет, 2026

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМЕЩЕНИЯ СУММАРНОГО ИСТОЧНИКА УПРУГИХ ВОЛН НА ОСНОВЕ КИНЕМАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВОЛНОВОГО ПОЛЯ*К.И. Ларионов, А.Н. Козлов* 10

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПРИМЕНЕНИЕ RFID-МЕТОК В БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН*А.Г. Бочкарев* 15**ЭЛЕКТРОКИНЕТИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ ПРИ ИНФИЛЬТРАЦИИ ВОДЫ В ПЛАСТ***С.Ю. Милькова, Д.В. Михайлов, О.Т. Багиров* 19**ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ РАННЕГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИХВАТА БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ПО ДАННЫМ ГТИ***А.С. Одиноченко, В.А. Капитонов* 29**ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК БУРОВОЙ: ОТ ДАННЫХ К РЕШЕНИЯМ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ***П.А. Гаранин, И.Ю. Аверин* 32**ИНТЕГРАЦИЯ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ГЕОДААННЫХ ДЛЯ БЕЗОПАСНОГО БУРЕНИЯ***П.А. Гаранин, И.Ю. Аверин* 35**ИЗУЧЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО МЕХАНИЗМА ГИДРОУДАРНИКА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ***Н.П. Дингуатов, К.А. Шиповский* 38**ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ И НЕГЕРМЕТИЧНОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ПЕРФОРАТОРА И ГАЗОВОДОБЛОКИРУЮЩИХ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ***Ю.А. Агеева, Р.А. Хасаев* 44**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИБРОСИТ MUDCUBE В БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ***М.Е. Коваль, В.А. Дубина* 47

СОВРЕМЕННЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН БЕЗАМБАРНЫМ МЕТОДОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ ВИБРОСИТ <i>М.Е. Коваль, В.А. Дубина</i>	50
СТРУКТУРНЫЕ СВОЙСТВА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ УПРАВЛЕНИЯ <i>С. В. Мячин</i>	53
АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ПОМЕХ И ИСКАЖЕНИЙ СИГНАЛА ТЕЛЕМЕТРИИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГИДРОКАНАЛА <i>П.А. Гаранин, Н.А. Акуленко</i>	60
СОВРЕМЕННЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КНБК ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ТРЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ <i>П.А. Гаранин, Д.Д. Артеменко</i>	63
АНАЛИЗ РАБОТЫ МОДУЛЯТОРА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ <i>П.А. Гаранин, Н.А. Акуленко</i>	66
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ МОДЕЛЕЙ ТРЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СКВАЖИН <i>П.А. Гаранин, Д.Д. Артеменко</i>	69
ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ПЕРЕД ВНЕШНИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВОК ГОРИЗАНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ (ГНБ) <i>Р.А. Хасаев, Э.Ш. Аскеров, И.М. Васин</i>	71
ОБОСНОВНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ <i>С.Н. Парфенова, М. Куликов, К.В. Парфенов, Н.Г. Кац</i>	77
ПРИМЕНЕНИЕ ЯССОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА ИВАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ <i>И.В. Зубов, С.Ю. Милькова</i>	82
ПРИМЕНЕНИЕ ДОЛОТ PDC -ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ И ЭВОЛЮЦИЯ <i>Р.Е. Рудиков, С.Ю. Милькова</i>	90
ПРИМЕНЕНИЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН, ПРОБУРЕННЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНВЕРТНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ <i>С.Н. Парфенова, М. Куликов</i>	95

ПРИМЕНЕНИЕ ГРАФЕНСОДЕРЖАЩИХ НАНОМАТЕРИАЛОВ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ ПРИ ВСКРЫТИИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	
<i>С.Н. Парфенова, Н.С. Муратов, К.В. Парфенов</i>	100
ВЛИЯНИЕ ГРАФЕНОКСИДНЫХ НАНОФЛЮИДОВ НА ПРОЦЕССЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ	
<i>С.Н. Парфенова, Н.С. Муратов, Н.Г. Кац</i>	107
ВЛИЯНИЕ НАНОЧАСТИЦ НА РЕОЛОГИЮ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ	
<i>М.А. Галстян, С.Н. Парфенова</i>	118
РАЗРАБОТКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК	
<i>Дмитрий Евгеньевич Краснов, Бекжан Аскарлович Балеков, Рагим Ариф оглы Хасаев, Вадим Николаевич Аверкин</i>	121
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
ЭФФЕКТИВНАЯ ДОБЫЧА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ: ТЕХНОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ КИРГИЗОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.С. Богданова, О.К. Долгова, П.В. Роцин, А.М. Зиновьев</i>	130
ТЕХНОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ ЗАЛЕЖЕЙ КАРАБИКУЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>О.К. Долгова, Ю.С. Богданова, П.В. Роцин, А.М. Зиновьев</i>	132
РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ УПСВ ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	134
АНАЛИЗ СОВМЕСТИМОСТИ НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ - ПОГЛОТИТЕЛЕЙ СЕРОВОДОРОДА И ЛЕГКИХ МЕРКАПТАНОВ С СЫРЬЕМ УПН ЗАГЛЯДИНСКАЯ И КРАСНОЯРСКАЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО – ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ	
<i>Ю.П. Борисевич, Е.В. Алекина, Н.Ю. Хохлова</i>	137
АНАЛИЗ ДОСТОВЕРНОСТИ ОБОСНОВАНИЯ ВЫБОРА НЕЙТРАЛИЗАТОРА - ПОГЛОТИТЕЛЯ СЕРОВОДОРОДА И ЛЕГКИХ МЕРКАПТАНОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО – ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НА УПН ЗАГЛЯДИНСКАЯ И КРАСНОЯРСКАЯ	
<i>Ю.П. Борисевич, Е.В. Алекина, Н.Ю. Хохлова</i>	142
АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПЛАНА ОБУСТРОЙСТВА МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич</i>	147

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПОЛИМЕРНО – АРМИРОВАННОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ УКПН НА РУССКО- РЕЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ДО ПРИЕМО – СДАТОЧНОГО ПУНКТА НА ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ «PIPESIM»

Ю.П. Борисевич, Е.В. Алекина, Н.Ю. Хохлова..... 154

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА СБОРНОМ КОЛЛЕКТОРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.И. Абдуллина, К.И. Бабицкая..... 158

АНАЛИЗ ПРИЧИН И МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ

А.Э. Мишуткин, К.И. Бабицкая..... 162

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ДОСТОВЕРНОСТЬ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ХРОМАТО-ДЕСОРБЦИОННОГО МОНИТОРИНГА

Е.В. Маринин, К.И. Бабицкая..... 168

ОБОСНОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ПОЛИМЕРНО – АРМИРОВАННОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ УКПН НА РУССКО- РЕЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ДО ПРИЕМО – СДАТОЧНОГО ПУНКТА НА ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич..... 173

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ БАРЬЕРОВ ВНЕДРЕНИЯ НАНОГИБРИДНЫХ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК И РАЗРАБОТКА ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫХ АЛЬТЕРНАТИВ

М.А. Юдко, А.А. Жуков..... 179

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

ВЛИЯНИЕ ОСЕВЫХ НАГРУЗОК НА РЕСУРС РОТОРА И УПЛОТНЕНИЙ

Д.А. Токсаров, К.В. Парфенов, Н.Д. Сычев, А.А. Березин..... 187

УМЕНЬШЕНИЕ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ И ВИБРАЦИИ В МНОГОСТУПЕНЧАТОМ НАСОСЕ: КОНСТРУКТИВНЫЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ

Д.А. Токсаров, К.В. Парфенов, Н.Д. Сычев, А.А. Березин..... 189

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ**

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ: ОТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДО ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ <i>К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова</i>	198
ПРЕДИКТИВНАЯ АНАЛИТИКА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА <i>Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова</i>	200
КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ АСУ ТП НА НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТАХ: УГРОЗЫ И МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ <i>С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина</i>	202
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ <i>Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина</i>	204
ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ УСТАНОВОК КРЕКИНГА И ДИСТИЛЛЯЦИИ <i>Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина</i>	205
РОБОТИЗАЦИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ИНСПЕКЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ <i>Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова</i>	207
АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ: АЛГОРИТМЫ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАКАЧКИ <i>Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина</i>	209
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ: ОТ ЧАСТОТНЫХ ПРИВОДОВ К МИКРОСЕТЯМ <i>Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова</i>	211
АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ СТАБИЛИЗАЦИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ: ПРОГРАММНЫЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ДВУХФАЗНЫМИ ПОТОКАМИ <i>К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова</i>	213
ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ: АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕСТИРОВАНИЯ И ВЕРИФИКАЦИИ ЛОГИКИ СИСТЕМ АВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ <i>С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина</i>	215

ПРОМЫШЛЕННАЯ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ: СЕГМЕНТАЦИЯ СЕТЕЙ И ДЕТЕКТИРОВАНИЕ АНОМАЛИЙ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОТОКОЛАХ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова 217

АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ МЕТОДАМИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ: АДАПТИВНОЕ ДОЗИРОВАНИЕ И ТЕРМОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина 219

КОГНИТИВНАЯ ЭРГНОМИКА АРМ ОПЕРАТОРА: СНИЖЕНИЕ НАГРУЗКИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКИХ ОШИБОК В ЦЕНТРАХ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова 222

АВТОМАТИЗАЦИЯ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОЙ БАЛАНСИРОВКИ И УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА: ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ

Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина 224

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАСПОЗНАВАНИЯ ПОКАЗАНИЙ АНАЛОГОВЫХ ПРИБОРОВ (МАНОМЕТРЫ, ТЕРМОМЕТРЫ) ПО ИЗОБРАЖЕНИЮ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ОБХОДОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

А.А. Жалилова..... 226

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ**ФОРМИРОВАНИЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ У СТУДЕНТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОФИЛЯ: РОЛЬ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ В ОБРАЗОВАНИИ**

Д.А. Мельникова, О.С. Бушуева 233

ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ ПРИБЫЛЬЮ НЕФТЯНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ ЗА СЧЕТ КАДРОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»)

П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова..... 236

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

УДК 550.8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМЕЩЕНИЯ СУММАРНОГО ИСТОЧНИКА УПРУГИХ ВОЛН НА ОСНОВЕ КИНЕМАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВОЛНОВОГО ПОЛЯ*К.И. Ларионов, А.Н. Козлов**Самарский государственный технический университет¹,
г. Самара, Россия
e-mail: larinonov@inbox.ru*

Аннотация. В данной статье рассматривается методика для определения смещения координат источника упругих волн во время полевого этапа сейсморазведочных работ. Данная методика основана на кинематических характеристиках полученного волнового поля.

Ключевые слова: пункт приёма, пункт возбуждения, кинематические характеристики, прямая волна, смещение геометрии, первые вступления.

Введение. В настоящее время сейсморазведка является самым распространённым методом определения залегания геологических горизонтов и выявления перспективных геологических образований для дальнейшей разведки горючих полезных ископаемых.

Смещение источника упругих волн является распространённой проблемой полевого этапа сейсморазведочных работ методом МОГТ 3D. Смещение источника приводит к нарушению геометрии расстановки. Нарушение геометрии расстановки влияет на положение сейсмотрасс общих глубинных точек. Ошибка в определении положения сейсмотрасс общих глубинных точек влияет на структурные геологические построения и на геометрию отражающих горизонтов.

Целью данной работы является найти координаты удаления смещённого источника упругих волн по наблюдаемому волновому полю.

Рассмотрим сейсмограмму относительно, которой будет применяться предлагаемый метод. На рисунке 1 представлена сейсмограмма 522 с нарушенной геометрией расстановки. Визуально на данной сейсмограмме присутствует погрешность регистрации первых вступлений прямой волны. Прямая волна это упругая волна, которая распространяется по поверхности земли с определённой скоростью без погружения в горные породы [1]. Исходя из условий распространения прямой волны и расположения пунктов приёма (рис.2) можно сделать вывод, что время регистрации на пунктах приёмах зависит от пройденного волной расстояния. На сейсмограмме 522 не выполняется данная зависимость, что подтверждает смещение пункта возбуждения. В таблице 1 представлена зависимость времени регистрации упругих волн от пройденного расстояния.

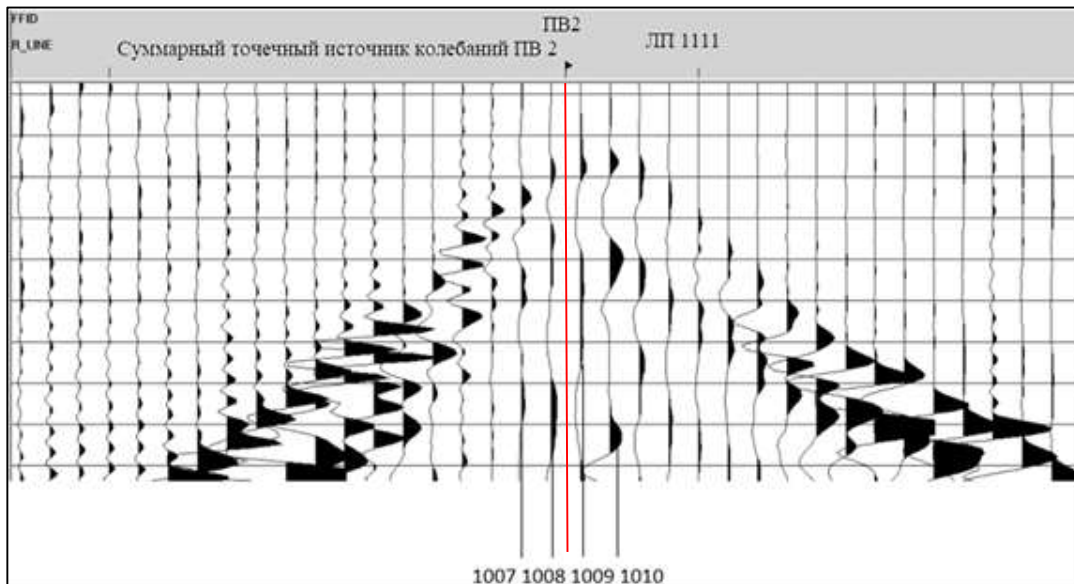


Рис. 1. Сейсмограмма 522

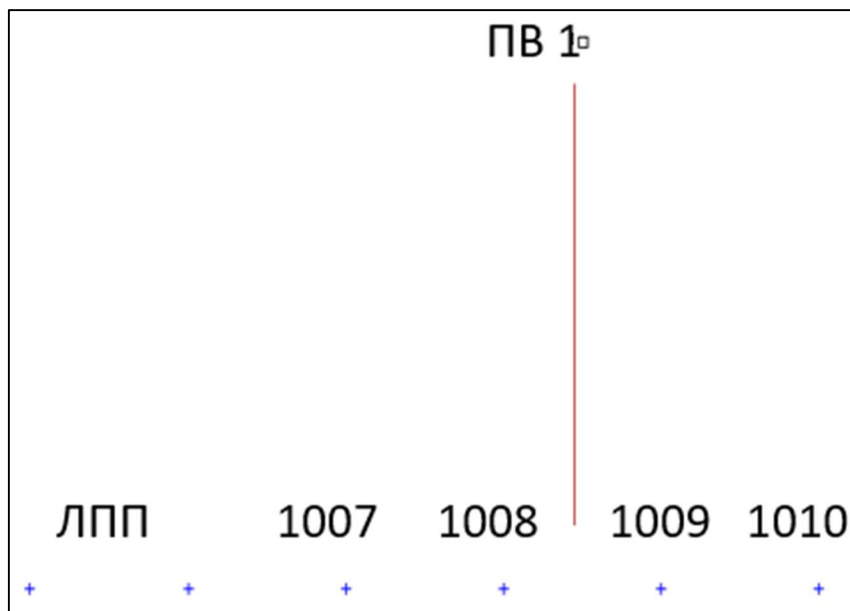


Рис. 2. Наблюдаемая расстановка

Таблица 1

№ ПП (ЛПП)	Время регистрации (мс)	Фактическое расстояние от ПВ-1 до ПП (м)
1006	43,8	-86,9
1007	37,15	-61,9
1008	30,6	-36,9
1009	24,5	-11,8
1010	22,4	13,2
1011	22,95	38,1
1012	24,75	63,2
1013	30,9	88,1
1014	38,35	113,2
1015	45,55	138,1

Для нахождения координат смещения пункта возбуждения будет рассматриваться методика, основанная на кинематических характеристиках первых вступлений прямой волны. К кинематическим характеристикам относятся время регистрации и скорость распространения волны.

Рассмотрим наблюдаемую расстановку в виде треугольника ABC (рис. 3). В данном треугольнике известны координаты точек B и C, AB высота треугольника, BC = 25 метров. Из условия распространения прямой волны следует, что расстояние AB и AC является истинным. Следовательно, для нахождения расстояния необходимо перемножить кинематически характеристики прямой волны. Таким образом, истинное расстояние AB и AC составили 34,56 и 35,4 метров. Для нахождения координат смещения необходимо воспользоваться формулой Герона и теоремой Пифагора. Тогда по оси X составило 11,26 метров. Смещение по оси Y составило 32,7 метров.

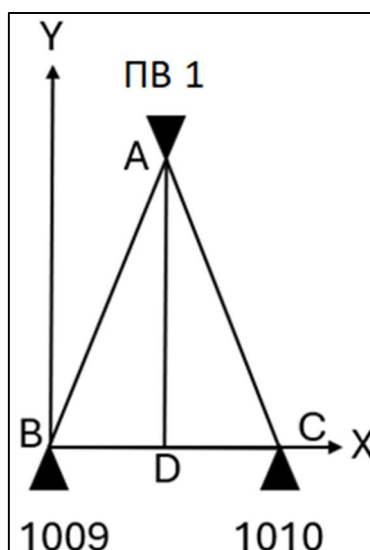


Рис. 3. Геометрия удалений ПВ-ПП

Выводы. Данная работа затрагивает тему смещения источника упругих волн при полевых сейсморазведочных наблюдениях.

В результате проделанной работы удалось рассчитать смещение источника упругих волн относительно линии пунктов приёма.

Для нахождения смещения была рассмотрена методика, основанная на кинематических характеристиках волнового поля.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гурвич, И. И. Сейсморазведка : учебник для вузов / И. И. Гурвич, Г. Н. Боганник ; под ред. И. И. Гурвича. — 3-е изд., перераб. и доп. — Москва : Недра, 2015. — 416 с. — ISBN 978-5-8365-0456-7.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПРИМЕНЕНИЕ RFID-МЕТОК В БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.Г. Бочкарев

СамГТУ

г. Самара, Россия

Аннотация. RFID-метки – способ усиленного контроля, позволяющий точного определения состояния каждой отдельной взятой бурильной трубы. Достоверная паспортная информация, рациональное использование бурильных труб, бывших в эксплуатации, усиленный контроль за состоянием с более рациональным планированием, возможность более глубокого анализа по факту вывода трубы из эксплуатации, длительный срок эксплуатации комплекта и экономическая выгода – все этим преимущества обеспечиваются внедрением в производственную деятельность RFID-меток в бурильных трубах.

Ключевые слова: бурение нефтяных и газовых скважин, бурильный инструмент, комплект бурильных труб, бурильная труба, RFID-метка, наработка.

Введение

Бурения нефтяных и газовых скважин опасный, сложный и дорогостоящий производственный процесс. Развитие технического и технологического прогресса позволяют снижать риски нештатных ситуаций, упрощать процесс бурение, предоставлять возможность достижения новых геологических целей, ранее недоступных, а также снижать стоимость строительства скважин. RFID-метки позволяет достичь положительного эффекта в каждой из указанных категорий, путем незначительной модернизации основного бурового оборудования, такого как бурильные трубы.

Основная часть

Одним из основных этапов в нефтяной и газовой промышленности является непосредственно бурение самих нефтяных и газовых скважин. В связи с тем, что экономический и политический интерес к данной отрасли сохраняется уже на протяжении долгих десятков лет, поиск и бурение наиболее доступных и легких месторождений становится все более сложным процессом. Как следствие, на сегодняшний день приходится бурить более труднодоступные и сложные скважины, что влечет за собой как увеличение рисков возможных инцидентов и аварий, так и повышение стоимости бурения. Технический и технологический прогресс помогает минимизировать риски, а также повысить экономическую выгоду.

Рассмотрим данный вопрос более подробно на примере конкретного оборудования, а именно бурильных трубах. Бурильные трубы являются неотъемлемой частью технологического процесса бурения скважины и именно на бурильные трубы в первую очередь влияют различные усложняющие факторы проводки скважины. К таким факторам можно отнести: увеличение проектных глубин, увеличение длины горизонтальных участков, завышенные зенитные углы профиля скважин, повышенные риски обвалообразования и прихватов, повышение крутящих моментов при бурении, повышение коэффициента трения и так далее.

Учитывая все указанные трудности, бурильный инструмент на сегодняшний день обязан обеспечивать высокую надежность при применении как со стороны характеристик, заявленных заводом-изготовителем, так и контроля за эксплуатацией со стороны самой буровой бригады. С технической стороны на сегодняшний день существуют достаточное большое количество способов модернизации бурильных труб. К ним можно отнести: более современные химические составы металла, позволяющие увеличивать прочностные и растягивающие нагрузки, двухупорные резьбовые соединения, повышающие предельный крутящий момент, твердосплавные наплавки (хардбендинг) на замковых соединениях, увеличивающие ресурс трубы в части истирания замков, внутренние покрытия, значительно уменьшающие риски промыва трубы по телу и вероятность забития КНБК ржавчиной и так далее. С организационной стороны также на сегодняшний день существует множество способов увеличения надежности и ресурса бурильных труб: в буровых предприятиях устанавливаются четкие значения межинспекционного периода, предельные сроки эксплуатации трубной продукции, ежедневная фиксация наработки на бурильный инструмент с занесением в журналы, разработанные современные методы инспекции, обеспечивающие возможность выявления дефектов от износа ниток резьбы до обнаружения микротрещин, невидимых невооруженным глазом.

Одним из комплексным методом, совмещающим в себе техническое и организационное направления, который обеспечивает бурение сложных скважин с труднодоступными геологическими целями, увеличивает безопасность производства работ, а также снижает риски допущения аварий и инцидентов является RFID-метка.

RFID (Radio Frequency Identification) в переводе с английского «Радиочастотная идентификация». RFID-метка представляет собой электронное устройство, состоящее из интегральной схемы и антенны, размером в среднем 20 x 8 мм, которая устанавливается в замок бурильной трубы. Интегральная схема предназначена для хранения и обработки информации, модулирования и демодулирования радиочастотного сигнала. Антенна служит для приема и передачи радиосигналов. Учитывая суровые условия бурения, которые сопровождаются высокой температурой, высоким давлением, вибрацией, трением и различными свойствами бурового раствора, данные метки покрыты цельной оболочкой из нержавеющей стали с дополнительно нанесенным высокотехнологичным термопластичным полимером. RFID-метка позволяет идентифицировать конкретную бурильную трубу, а именно хранить в себе следующую информацию: заводской номер, завод-изготовитель, дату ввода в эксплуатацию, общую наработку, данные по инспекции, перечень скважин, при бурении которых применялась данная труба с подробным отображением наработки по каждому объекту, а также при использовании дополнительного программного обеспечения и станции ГТИ интервалы работы и испытываемые нагрузки.

Принцип работы с RFID-меткой достаточно простой. С помощью специального считывателя, который подносится к RFID-метке происходит запись информации по факту проведенных работ с бурильной трубой. И тем же способом происходит считывание той информации, которая уже была записана.

Остановимся более подробно на тех преимуществах, которые влечет за собой применение RFID-метки в бурильных трубах. В их число входит:

1. Достоверная паспортная информация;
2. Рациональное использование бурильных труб, бывших в эксплуатации;

3. Усиленный контроль за состоянием с более рациональным планированием;
4. Возможность более глубокого анализа по факту вывода трубы из эксплуатации;
5. Длительный срок эксплуатации комплекта;
6. Экономическая выгода.

Достоверная паспортная информация. На сегодняшний день все данные по бурильным трубам фиксируются в паспорте на комплект бурильных труб, который довольно часто представляет собой физический носитель в единственном экземпляре. В данном случае нельзя исключать риски некорректной информации, в связи с человеческим фактором. Например, утеря самого паспорта, влекущая за собой полную потерю всей информации по комплекту бурильных труб. Или некорректная расшифровка почерка другого человека, в том числе и полная невозможность этого. В случае же применения RFID-меток вышеуказанные риски отсутствуют. Вся возможная информация зафиксирована в самой бурильной трубе. Если есть бурильная труба, то всегда есть и информация по ней.

Рациональное использование бурильных труб, бывших в эксплуатации. При вводе в эксплуатацию бурильных труб они формируются в комплекты. Комплекты состоят из различного количества труб, в зависимости от потребностей бурового предприятия, и в среднем включают в себя от нескольких десятков до нескольких сотен труб. Естественно, сформированный комплект применяется для бурения абсолютно разных скважин с различными проектными забоя и вполне допустима ситуация, что при бурении одной конкретной скважины использовалась только часть большого комплекта, в то время как оставшаяся часть просто «пролежала» на устье или базе производственного обеспечения. Также имеется факт, что при переезде на новый куст все трубы перемешиваются и дальше снова работает только его часть. В итоге получается следующая ситуация: паспорт на комплект один, бурильных труб в комплекте много, работает какая-то часть комплекта и каждый раз она разная, однако наработка по каждой скважине зачисляется сразу на весь комплект. Соответственно, при достижении предельной наработки на комплект все трубы из него выводятся из эксплуатации. Наличие RFID-меток позволяет отследить точную наработку на каждую отдельную трубу и производить вывод из эксплуатации только тех труб, по которым был достигнуты предельные значения и оставлять для дальнейшего производства работ оставшуюся часть комплекта. Учитывая стоимость одной трубы, которая на сегодняшний день может достигать несколько сотен тысяч рублей, наблюдается ярко-выраженная экономическая выгода для бурового предприятия.

Усиленный контроль за состоянием с более рациональным планированием. Данное преимущество является следствием вышеуказанного описания работ с комплектами бурильных труб. Во-первых, усиленный контроль за состоянием. Каждое буровое предприятия имеет определенные сроки межинспекционного периода, т.е. при достижении определенной наработки на трубы необходимо проводить инспекцию, определяющую их техническое состояние и возможность дальнейшей их эксплуатации. Такие факторы, как изношенные резьбовые соединения и образовавшиеся микротрещины, влекут за собой потенциальные риски возникновения аварийных ситуаций и угрозу здоровья персоналу буровой бригады при бурении скважин, что недопустимо. Опять же при наличии RFID-меток появляется возможность проводить инспекцию только тех труб, которые необходимо

и которые достигли межинспекционной наработки. При условии, что инспекции целого комплекта стоит несколько сотен тысяч рублей, данное преимущество также влечет за собой экономическую выгоду. И во-вторых, более рациональное планирование. RFID-метка позволяет точно определить, какие именно трубы были задействованы при бурении наиболее сложных скважин (допущенные инциденты или аварий, прихваты, завышенные режимы бурения, нагрузки и т.д.) и в последующем предпринимать соответствующие меры, такие как временное исключение данных труб из бурения последующих скважин, проведение опережающей инспекции или оперативный вывод из эксплуатации.

Возможность более глубокого анализа по факту вывода трубы из эксплуатации. По факту вывода из эксплуатации бурильных труб RFID-метка с сохраненной на ней информацией позволяет точно идентифицировать трубу и провести подробный анализ. Такие данные, как завод-изготовитель, марка стали, группа прочности, номер плавки, номер партии и хронология работ позволяют сформировать заключение о полноте выработки ресурса данного оборудования. На основе этого заключения буровое предприятие способно корректировать закупочные процедуры и исключать приобретение некачественной или не показавшей требуемых результаты трубной продукции.

Длительный срок эксплуатации комплекта. Возможность с помощью RFID-метки точной идентификации труб, которые использовались при бурении сложных скважин или осложненных интервалов бурения, позволяет производить замену рабочей части комплекта бурильных труб в процессе всего цикла эксплуатации комплекта. В связи с этим достигается равномерное распределение износа и наработки между всеми бурильными трубами комплекта, а также снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций. По итогу происходит увеличение срока эксплуатации комплекта, что в свою очередь уменьшает затраты бурового предприятия на покупку нового.

Экономическая выгода. Учитывая все вышеуказанные факторы и суммируя их экономический эффект достигается значительная экономическая выгода при условии применения RFID-меток в бурильных трубах. Если же учесть исключение потенциальных рисков аварий и инцидентов, на ликвидацию которых может быть затрачено десятки миллионов рублей, экономический эффект становится в разы больше.

Заключение

RFID-метки позволяют достичь более детального контроля всего парка бурильного инструмента, который применяется при бурении скважин отдельного взятого бурового предприятия. Снижение аварийности, достижение более труднодоступных геологических целей, невозможных ранее, снижение экономических затрат предприятия возможно достичь всего лишь модернизацией уже имеющегося оборудования без необходимости изобретения и введения в эксплуатацию нового.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фомин И.О. «Идентификация и учет наработки на бурильные трубы с помощью RFID-меток»;
2. Веснин Г.В., Зубаиров Т.А. «Анализ применения технологии «RFID-метки» в нефтегазопромысловой отрасли»;

3. Перельгин М.И. «Использование радиочастотной идентификации для снижения себестоимости бурения»;
4. Фомин И.О. «Усталостное разрушение бурильных труб, его прогнозирование и профилактика».

ЭЛЕКТРОКИНЕТИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ ПРИ ИНФИЛЬТРАЦИИ ВОДЫ В ПЛАСТ

С.Ю. Милькова¹, Д.В. Михайлов¹, О.Т. Багиров²

Научный руководитель - Р.А. Хасаев, профессор, д.т.н.

1 - ФГБОУ ВО «СамГТУ», кафедра "Бурение нефтяных и газовых скважин"

г. Самара, Россия

2- эксперт-консультант, «SOCAR Midstream Operations LLC»

г. Баку, Азербайджан

email: rakhasaev@gmail.com

Аннотация. В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и полноты ее извлечения из недр является разработка месторождений скважинами с горизонтальным окончанием. Особую актуальность это приобретает для месторождений со сложным геологическим строением продуктивных залежей и на поздней стадии их разработки. Данная технология отвечает самым высоким требованиям эффективности и экологии, но существует и ряд проблем, связанных с процессом бурения горизонтальных участков скважины. опасности бурильных колонн, особенно на горизонтальном участке. Опыт бурения скважин с горизонтальным окончанием показывает, что одной из основных причин, приводящей к низким технико-экономическим показателям, является зависание бурильной колонны на стенках скважины, вызванное прихватом скважинного инструмента, колонны труб и другого технологического оборудования. Среди факторов, влияющих на возникновение дифференциального прихвата, можно выделить значительную силу трения бурильной колонны о стенки промежуточной обсадной колонны или ствола скважины. В результате этого в некоторых случаях могут возникнуть такие условия, что процесс бурения станет просто невозможным. Одним из направлений снижения затрат энергии при спускоподъемных операциях, предупреждения затяжек и прихватов бурильных колонн и приборов в скважинах является повышение смазочных свойств буровых растворов.

Зарубежный и отечественный опыт показывает, что применение промывочных жидкостей с улучшенными антифрикционными (противоприхватными) свойствами оказывает положительное влияние на работоспособность породоразрушающих инструментов, следовательно, влияет на технико-экономические показатели бурения. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин большой протяженности ставит ряд технических и технологических задач, которые в основном связаны с преодолением значительных сил сопротивления, возникающих как при вращении бурильного инструмента, так и при спускоподъемных операциях. Возрастание сил

сопротивления приводит к увеличению натяжения на крюке, мощности, затрачиваемой на вращение и расхаживание бурильного инструмента. Помимо этого снижается эффективность воздействия на управляемые параметры искривления ствола скважины и возрастает возможность возникновения прихватов бурильного инструмента.

Большую роль в процессе бурения скважин играет буровой раствор, обеспечивая перенос шлама с долота на поверхность и выполняя смазочно-охлаждающую функцию для бурового инструмента и контактных поверхностей бурильной и обсадной колонны, а также пласта, обеспечивая надежную герметизацию и предотвращая утечки. Кроме того, буровой раствор играет важную роль в балансировке давления в пласте, предотвращая выбросы газа. И, наконец, он поддерживает геологическую целостность, заполняя поры в скважине и предотвращая растрескивание пластов. Для улучшения свойств базовой жидкости используются специальные присадки, которые дополняют и оптимизируют работу бурового раствора.

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

Электрокинетические явления, возникающие в процессах бурения, добычи и транспорта нефти и газа обуславливают проявление ряда осложнений, в связи с чем вопросы управления процессом электризации жидкостей при осуществлении различных технологических операций приобретает важное значение. Факторы, влияющие на фильтрационные особенности нефте-газо-водяных систем, как правило, связаны с проявлением особенностей естественных процессов, среди которых следует отметить изменение термогазо-гидродинамической обстановки в пластовой системе. А также в процессе ее вскрытия при бурении, разработки месторождения на истощение, осуществляемые мероприятиями по воздействию на пласты и призабойные зоны скважин. [1,2,3] Вместе с этим, следует отметить, что технологические операции по нефтеизвлечению при разработке месторождений неизбежно обуславливают естественные процессы, которые, кроме прочего, проявляются также в виде электрокинетических явлений (потенциал фильтрации, потенциал течения, электроосмос и пр.) Среди этих явлений особое место занимает эффект проявления потенциалов фильтрации (ПФ). Величина и степень вызываемых электрокинетическими эффектами осложнений зависят от множества факторов, среди которых следует выделить такие, как коллекторские свойства нефтенасыщенных пород, физические свойства насыщающих пористые среды жидкостей, нефте- и газонасыщенность коллекторов, темпы отборов жидкости и закачки воды и т.д. [3].

Влияние отдельных факторов на величину потенциалов фильтрации, в пористых средах и, как правило, на величину нескомпенсированного поверхностного заряда в каждой элементарной ячейке пористой среды на начальной стадии разработки, бывает незначительным. Однако при дальнейшей разработке месторождений совокупное проявление электростатических образований в пористых средах может привести к весьма нежелательным последствиям.

Электрокинетические явления, возникающие при движении жидкостей и газов в пласте, играют важную роль при фильтрации многофазных систем в пористых

средах [4]. Указанные явления, связанные с неэквивалентным обменом электрических зарядов, происходят при контакте твердой фазы с жидкой. В связи с тем, что электрическая емкость на границе раздела фаз мала, а заряд ионов велик, то при переходе даже небольшого количества ионов на границе раздела фаз возникают значительные разности потенциалов. Таким образом, на границах соприкосновения двух фаз происходит возникновение противоположных зарядов. Знак заряда каждой из контактирующих поверхностей определяется правилом Коэна [4,5].

Возникновение потенциалов фильтрации больших величин, в пористых средах с большой удельной поверхностью, насыщенных диэлектрически разнородными жидкостями и газом, может способствовать эффекту затухания фильтрации. На возможность такого явления указывалось в работах Шелкачева В.Н., Симкина Э.М., где отмечалось, что в некоторых случаях электрические силы в объеме порового пространства могут быть больше гидродинамических в результате чего может иметь место блокирование процесса фильтрации. Анализ литературных источников показывает, что явление электрокинетического торможения (ЭКТ) особенно сильно проявляется в терригенных коллекторах, что может быть объяснено сравнительно большими толщинами двойных электрических слоев (ДЭС) при фильтрации безводной и мало обводненной продукции. Явление ЭКТ в предельном случае наблюдается при размерах ДЭС соизмеримых с радиусом пор, причем с увеличением подвижности положительных ионов по сравнению с отрицательными, эффект значительно увеличивается и может достигать 30-60% [6,7].

В связи с этим исследование потенциалов фильтрации (ПФ) имеет большое значение особенно в неоднородных глинизированных коллекторах. Данная проблема весьма актуальна для решения задачи повышения приемистости нагнетательных скважин. Учитывая изложенное, при закачке воды в пласт, кроме известных факторов, влияющих на приемистость нагнетательных скважин (площадь фильтрующей поверхности, сопротивление кольматированных каналов, концентрации взвешенных частиц в закачиваемой воде и содержание в ней кислорода, продолжительность нагнетания и т. д.) необходимо учитывать электроповерхностные явления и, соответственно, электрические силы возникающие на фильтрующей поверхности породы призабойной зоне нагнетательной скважины.

Исследования по определению ПФ, электропроводности и тока течения проводились на диафрагмах из песчано-глинистого материала и кернового материала, извлеченного в процессе бурения нагнетательных скважин. Песчано-глинистый материал был уплотнен под действием силы собственной тяжести. Для измерения ПФ нами был использован прибор ВК 7-10, обладающий высоким внутренним сопротивлением, что необходимо для сведения к минимуму утечки тока через прибор. Сопротивление используемых перфорированных платиновых электродов было намного меньше сопротивления самой фильтрующей системы.

Исследованиями установлено, что при малых перепадах давления зависимость ПФ от давления носит нелинейный характер и по мере увеличения депрессии величина потенциала фильтрации увеличивается (порядка $120 \cdot 10^{-3}$ В). Увеличение ПФ с повышением перепада давления, по-видимому, связано с увеличением скорости фильтрации, т. к. в этом случае возрастает соответственно величина генерируемых зарядов в процессе фильтрации жидкости.

Возникновение больших электростатических сил между ионами твердой и жидкой фаз в непосредственной близости способствует удержанию жидкой фазы на

поверхности твердой фазы. Таким образом, при движении жидкости относительно твердой фазы, слой жидкости вместе с частью ионов удерживается у поверхности в виде неподвижного слоя, а плоскость скольжения будет находиться за пределами неподвижного слоя жидкости.

Поток воды в пласте представляет собой динамическую электрогидравлическую систему, содержащую множество локальных ДЭС. Процесс разделения зарядов будет продолжаться до тех пор, пока вокруг частиц гетерофазной системы не будут созданы электростатические поля определенной напряженности, вначале противодействующие, а затем полностью исключающие дальнейшее накопление зарядов в ДЭС. В каждой точке пласта существует напряженность локального электрического поля, создаваемого зарядами при течении и фильтрации гетерофазных систем.

Экспериментальные исследования показывают, что при осаждении механических примесей в сточных водах (потенциал седиментации), движении нагнетаемой воды по стволу скважины к ее забою в процессе заводнения продуктивных горизонтов, а также при инфильтрации воды в пласт, твердая фаза приобретает положительный заряд, а жидкая - отрицательный.

Некоторые результаты исследования уровня проявления электростатических зарядов при фильтрации пластовых вод через пористые среды (керна девонских песчаников, извлеченные из нагнетательных скважин) в зависимости от давления, в сопоставлении с расчетными модельными зависимостями, представлены на рис. 1

Зависимость потенциала фильтрации от давления

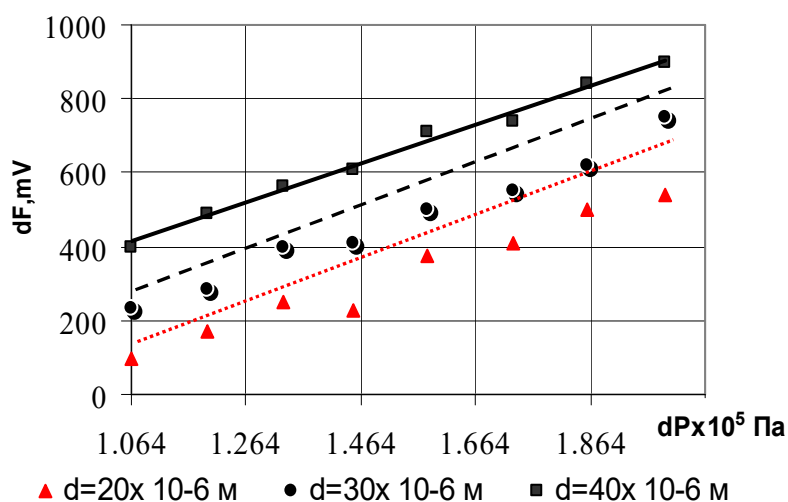


Рисунок 1. Зависимость потенциала фильтрации от давления

Как видно из графической иллюстрации, наблюдается достаточно высокая степень сходимости результатов теоретических и экспериментальных исследований. Увеличение степени электризации потока отфильтрованной жидкости с повышением давления, по-видимому, связано с увеличением скорости, а соответственно и степени электрического эффекта в виде потенциалов фильтрации.

Породы нефтяных коллекторов отличаются развитой удельной поверхностью, литологической неоднородностью и насыщенностью порового пространства разнородными жидкостями и газовыми включениями. Неоднородность порового пространства накладывает свои особенности при определении электрических свойств насыщенных пород. Последнее, как правило, оценивается параметром пористости по Арчи в виде соотношения электропроводности насыщающей среды (жидкости) к электропроводности насыщенной породы. Так как в процессе разработки месторождений, а также в процессах проведения различных операций по добыче, насыщенность системы изменяется, то естественно полагать, что и электростатические свойства тоже будут меняться.

Характер зависимости электропроводности пород от температуры определяется совокупным эффектом изменения электропроводности насыщающей эту породу жидкости и газа. Экспериментальные данные показывают, что с повышением температуры электросопротивление промышленных сточных вод уменьшается. Как показывают исследования интенсивные изменения электропроводности промышленных вод происходит до температуры 120°C (рис.2) и зависит от концентрации мех примесей

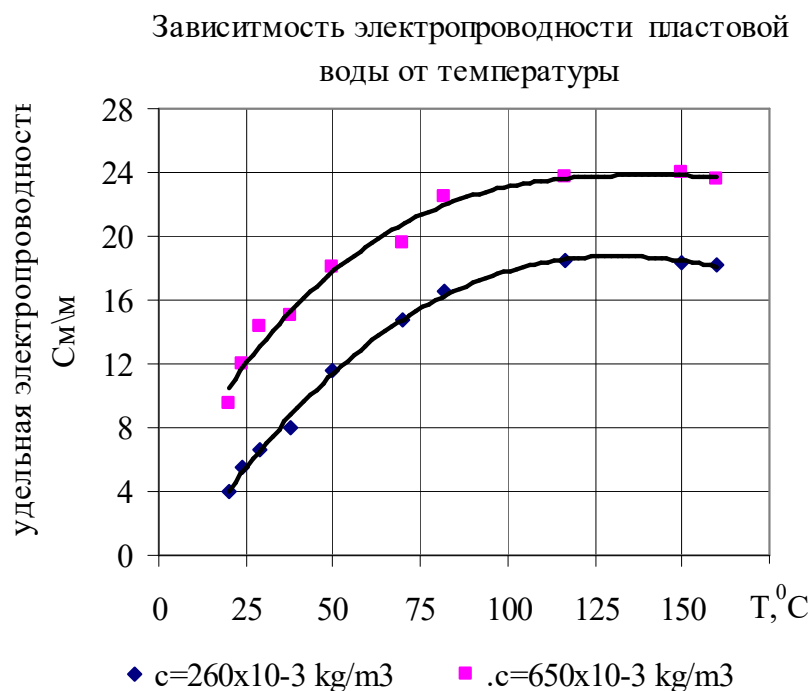


Рисунок 2. Зависимость электропроводности от температуры

Так как электропроводности жидкой фазы существенно отличается от электропроводности твердой фазы то в общем случае, электропроводность породы-коллектора во многом будет определяться его пористостью, геометрии поровых каналов и электропроводности насыщающего породу жидкости. Характер влияния

инфильтрирующейся пластовой жидкости на электрическую проводимость породы зависит от степени минерализации пластовой воды, объемного соотношения связанной и свободной воды, а также спецификой электрохимических процессов, возникающих на границе твердой и жидкой фаз. При заполнении пор коллектора водой существенное влияние на электропроводность породы пласта будет оказывать поверхностная проводимость, величина которой уменьшается с ростом минерализации раствора. Поэтому интенсивное увеличение электропроводности породы пласта в области малых концентраций содержания солей (слабые электролиты) обусловлено в основном поверхностной проводимостью. Например (рис.3), при повышении концентрации NaCl в растворе до 0,1% происходит резкое увеличение параметра пористости (P)

$$P = \sigma_{\text{жид}} / \sigma_{\text{н.пор}}$$

где: $\sigma_{\text{жид}}$ – электропроводность насыщающей породу жидкости
 $\sigma_{\text{н.пор}}$ – электропроводность насыщенной породы

Зависимость параметра пористости от концентрации NaCl

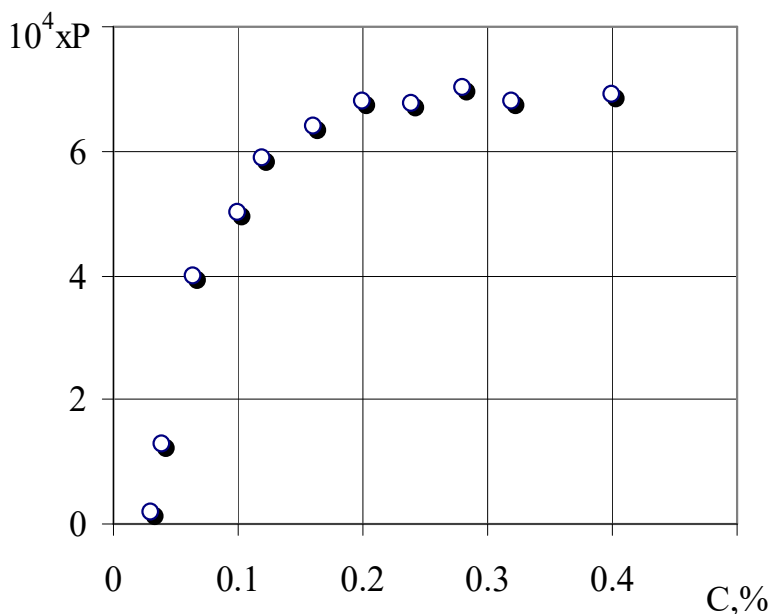


Рисунок 3. Зависимость пористости от концентрации

При изменении концентрации от 0,1 до 0,4% существенные изменения в значении параметра пористости не наблюдаются.

С целью изучения влияния ПФ на приемистость нагнетательных скважин на модельных стендах были проведены исследования, согласно которым установлена обратная корреляционная связь между потенциалом фильтрации и приемистостью модели пористой среды. Установлено, что электризация потока при фильтрации

жидкостей способствует возникновению дополнительных фильтрационных сопротивлений. Так, например увеличение электростатических сил приводит к связыванию воды в порах пласта, и как следствие повышению требуемой величины давления закачки. Анализ результатов исследований на моделях различных пористых сред показывает, что в некоторых случаях величина генерируемы зарядов статического электричества при фильтрации жидкостей на стационарных режимах может быть сопоставимым с гидродинамическим градиентом, что является причиной затухания фильтрации при неизменном перепаде давления на модели пористой среды.

На моделях пористых сред проведены экспериментальные исследования кинетики изменения проницаемости при фильтрации различных полярных, неполярных жидкостей и возникающих при этом потенциалов фильтрации. При исследованиях были использованы воды различной минерализации, модельные и реальные углеводородные жидкости. Электрокинетические проявления контролировались как путем измерения разности электропотенциалов ($\Delta\phi$) на входе и выходе из электроизолированной модели пористой среды, так и путем измерения степени электризованной отфильтрованной жидкости на выходе из экспериментальной колонки.

Установлено, что фильтрация воды (пластовой, водопродной, дистиллированной) через пористую среду, составленную из однородного кварцевого песка происходит хотя и с весьма малыми, но визуально наблюдаемыми периодами. Причем наблюдаемые периоды фильтрации и её остановки имеют определенную частоту, зависящую от свойств пористой среды и фильтрующейся жидкости. Одновременный контроль электропотенциалов показал, что в процессе фильтрации жидкости в пористой среде величина разности потенциалов между началом и концом экспериментальной колонки - $\Delta\phi$ плавно увеличивается доходя до определенного предельного значения. Для конкретной термобарической обстановки достигнутый максимальный уровень проявления трибозлектричества сопровождается временной остановкой фильтрации, которая может быть возобновлена либо при изменении депрессии на модели пористой среды, либо по истечении времени, характеризующего диссипацию электростатических образований в модели пластовой системы.

Анализ данных экспериментальных исследований показали, что время остановки между двумя последующими периодами фильтрации, как правило, превышает время релаксации зарядов статического электричества в исследуемой среде [8]. При этом, всегда, начало нового периода фильтрации происходит в условиях снижения электропотенциала ниже некоторой величины, характеризующей пороговое значение $\Delta\phi$. Величина этого потенциала бывает выше величины дзета-потенциала возникающего на границе раздела контактируемых фаз.

Экспериментальные исследования, проведенные на линейной модели пористой среды показывают, что время начала проявления эффекта затухания фильтрации для одних и тех же пористых сред с увеличением электропроводности фильтрующейся жидкости существенно увеличивается, а в некоторых случаях затухание вовсе и не обнаруживается. Без затухания происходит фильтрация рассола (28 %-ный раствор NaCl в воде) через пористую среду составленную из реального кернового материала (рис.4).

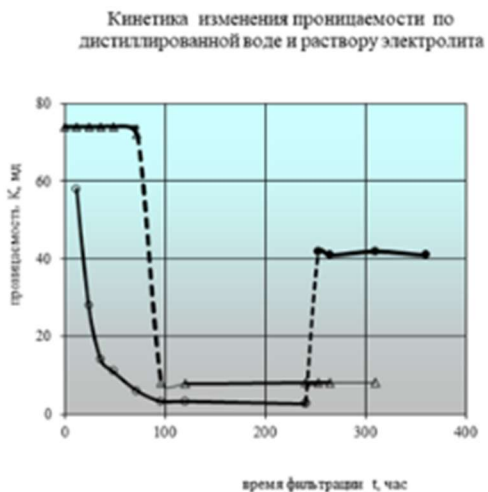


Рисунок 4. Кинетика изменения проницаемости

- ▲, ● - проницаемость по раствору NaCl соответственно до и после фильтрации дистиллированной воды
- , △ - проницаемость по дистиллированной воде до и после фильтрации водного раствора NaCl

Несколько иная картина обнаруживается при фильтрации дистиллированной воды и моделей пластовых вод. Фильтрация дистиллированной воды отличающейся малой электропроводностью, после фильтрации рассола (рис.4), также сопровождается резким снижением проницаемости. Повторная фильтрация за рассолом дистиллированной воды приводит к повышению проницаемости.

Определенные качественные изменения наблюдаются и в характере изменения электропотенциалов, возникающих в процессе фильтрации на линейной модели пористой среды. Результаты исследований потенциалов фильтрации при фильтрации жидкостей с различной электропроводностью представлены на рисунке 5.

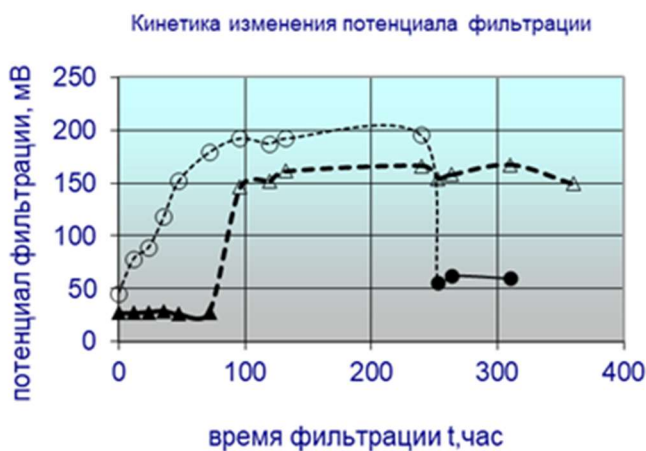


Рисунок 5. Потенциалы фильтрации

- ▲, ● - потенциал фильтрации для раствора NaCl до и после фильтрации дистиллированной воды
- , △ - потенциал фильтрации для дистиллированной воды до и после фильтрации раствора NaCl

Анализ результатов показывает, что увеличение степени проявления трибоэлектричества сопровождается затуханием фильтрации для дистиллированной воды, и наоборот, в условиях снижения потенциалов фильтрации увеличивается проницаемость для жидкостей отличающихся большей электропроводностью.

Результаты многочисленных экспериментов по изучению фильтрационных особенностей и трибоэлектрических проявлений по длине линейной модели пористой среды, позволяют сделать заключение, что наивысшие значения потенциалов фильтрации наблюдаются у выхода из линейной модели что означает, что градиент давления и градиент потенциала фильтрации не совпадают по направлению.

Время установления максимальной величины потенциала фильтрации (статического электричества) зависит от пористости коллектора, степени его неоднородности, водонасыщенности, физических свойств фильтрующейся жидкости и ряда других параметров.

Исследованиями установлено, что интенсивность процесса запираания потока зависит не только от полярности жидкостей, но и от их удельного электросопротивления. В качестве неполярной углеводородной жидкости в экспериментах использовался очищенный керосин. Полярные жидкости представляли собой 15-% раствор бензола в керосине, 0,1-10% раствор Покровского месторождения Оренбургской области нефти в керосине. Исследованиями установлено, что увеличение содержания нефти в неполярной жидкости приводит к снижению проницаемости, почти в 2 раза, причем интенсивное снижение проницаемости наблюдается в области малых концентраций нефти. В пределах этих же концентраций наблюдается резкое проявление трибоэлектрического эффекта.

Исследование процесса электрокинетического торможения на модели изолированного трубопровода с использованием жидкостей с высокой диэлектрической проницаемостью показало, что эффект запираания потока наблюдается при значениях обобщенного параметра Рейнольдса равном 10-250 при прокачке от 20 до 100 объемов внутренней полости трубы [9].

Для регулирования эффекта ЭКТ рассмотрена возможность применения добавок к фильтрующимся жидкостям различных химреагентов, а также магнитных и электрических полей. Исследование вопроса регулирования затухания фильтрации на основе применения электрических полей осуществлялось на линейной модели пористой среды после создания в ней остаточной водонасыщенности. Для обработки фильтрующейся жидкости электрическим полем использовались круговые электроды, площадь которых была соизмерима с площадью сечения экспериментальной колонки. Установлено, что процесс "растормаживания" фильтрационного потока зависит от направления приложенного электрического поля.

Исследование вопросов трибоэлектричества для целей производства работ в области бурения весьма актуально. Существуют множество исследований показывающих электрическую природу осложнений в вопросах бурения [10]. В литературе отмечают, что при решении задач связанных с прихватами буровых колонн, регулирования гидравлики буровых и тампонажных растворов необходимо учитывать электростатические составляющие имеющие место в гетерофазных динамических системах. В этом контексте вопросы предупреждения поглощения растворов, локальных прихватов, а так же повышение эффективности процессов промывки ствола скважин, износостойкости и работоспособности технологического

оборудования за счет снижения нагрузки на их узлы на основе регулирования электрокинетических процессов является весьма перспективным направлением.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Koszman J., Gavis J. Development of charge in low – conductivity Jiguids flowing pastsurfales Chem. Ing.Sci., 1962, v.17, p.1013-1040
2. Клинкаберг А. Теория электризации в нефтяной промышленности и ее практические следствия. // В кн. Новейшие достижения нефтехимии и нефтепереработки. том 7-8, Химия, 1968, с. 148-198.
3. Регулирование техногенных процессов для повышения добывных возможностей скважин Гумбатов Г.Г, Багиров О.Т и др. 2005, Баку, Мариф
4. Мирзаджанзаде А.Х., Симкин Э.М., Глазунова А.В. Экспериментальные исследования потенциалов фильтрации в модельных углеводородных жидкостях. Изв. ВУЗов СССР, "Нефть и газ", №10, 1982, с. 53-56.
5. Багиров О.Т. Исследования электризации газожидкостных потоков и методов их регулирования для повышения производительности газлифтных скважин. Дисс. уч. ст. канд. тех. наук.- Баку.: АГНА, 1985, - 165 с.
6. Шелкачев В.Н. Избранные труды // Исследование влияния электрокинетических явлений, возникающих при фильтрации жидкостей через пористые среды, на нефтеотдачу пластов. - М.: Недра, 1990, том 2, с.534-535
7. Симкин Э.М. Роль электрокинетических явлений в процессах фильтрации.- Нефтяное хозяйство, 1979, №3, с. 53-56
8. Багиров О.Т. Определение времени релаксации зарядов статического электричества в гидравлических потоках. // Сборник научных трудов АЗИПКП, - Баку.: 1996, с. 38-42.
9. Багиров О.Т., Стерленко А.Ю. Исследования влияния статического электричества на гидравлические характеристики сложных реофизических систем и методы их регулирования. // Сборник научных трудов АЗИНЕФТЕХИМим.М.Азизбекова, «Оптимизация процессов нефтегазодобычи» - Баку.: АЗИНЕФТЕХИМ. 1987, с.37-41
10. Электрическая природа осложнений в скважинах и борьба с ними // А.С. Серяков, Л.К. Мухин, В.З. Лубан и др. -М.: Недра, 1980, -134 с.

УДК 550.832

**ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ РАННЕГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИХВАТА
БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ПО ДАННЫМ ГТИ**

А.С. Одиноченко¹, В.А. Капитонов^{1,2}, к.т.н.

¹*Самарский государственный технический университет*

²*ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)*

г. Самара, Россия

e-mail: a.odinochenko@gmail.com, kapitonova@gmail.com

Аннотация. В работе производится анализ признаков возникновения дифференциального прихвата по данным ГТИ. Основной целью работы является выбор и обоснование методологии раннего выявления прихватов. Анализ современных методов показал их сложность и неформализованную логику, например, методов машинного обучения. Имея данные о фактических случаях возникновения дифференциального прихвата, предлагается выделить значимые признаки, диапазоны и скорости их изменения. Предлагается методами математического и статистического анализа производить оценку данных, регистрируемых станцией ГТИ. Результатом применения предложенных методов может являться модель, состоящая из адаптируемых логических условий и уравнений, которые позволяют прогнозировать случаи прихвата бурового инструмента. Оперативный контроль параметров процесса бурения позволяет предупреждать возникновение дифференциального прихвата на ранних этапах его развития.

Ключевые слова: бурение скважин, геолого-технологические исследования, дифференциальный прихват, аварии и осложнения, предиктивная аналитика, статистический анализ.

Предупреждение осложнений и аварий является актуальной задачей при строительстве скважин. Методы раннего предупреждения позволяют снизить непроизводительное время и повысить экономическую эффективность бурения [1]. Несмотря на высокую степень изученности механизма появления дифференциального прихвата, его возникновение остается наиболее распространённым осложнением при бурении скважин. Изучению механизмов прихвата, начиная с середины XX века, посвящено множество работ. Среди методов изучения известны стендовые эксперименты и непосредственно скважинные испытания. Обнаружение факторов возникновения прихвата расширяет область исследования до серий локальных экспериментов и тестирований, например, параметров фильтрационных корок [2,3]. Наиболее полная хронология методов исследования прихватов представлена в статье [4].

Методы геолого-технических исследований являются неотъемлемой частью процесса строительства скважин. Современные методы ГТИ позволяют в режиме реального времени отслеживать изменения параметров режима бурения. Сложные горно-геологические условия являются фактором развития методов ГТИ [5]. К сожалению, в практике бурения скважин возникновение дифференциальных

прихватов удаётся установить уже по факту происшествия. Тем не менее, данные ГТИ несут в себе неявные взаимосвязи параметров, которые могут быть использованы как для контроля и оптимизации режима бурения, так и для прогнозирования осложнений.

С развитием методов работы с большими данными, таких как искусственный интеллект и машинное обучение, использование данных ГТИ приобрело высокую актуальность [6]. В статье [7] предложена обобщённая схема построения модели вероятности возникновения прихвата методами машинного обучения. Особенностью исследования является рассмотрение возможности возникновения прихвата с вероятностной точки зрения. Также авторами предложено коррелировать результаты с данными о вибрационных нагрузках бурильной колонны. Недостатком методов машинного обучения является невозможность формализации модели в аналитическом виде [8]. Применение методов классической статистики, в том числе корреляционного и регрессионного анализа, может свести задачу обнаружения ранних признаков возникновения к явному алгоритму.

Работа [9] посвящена прогнозированию осложнений в бурении на основе искусственного интеллекта. Среди рассматриваемых в ней осложнений и аварий выделяются различные типы прихватов с указанием регистрируемого признака и характера его изменения. Данная классификация сведена в таблицу 1.

Таблица 1 – Характер изменения признаков на при возникновении прихвата [2]

Тип прихвата	Параметр	Характер изменения
Прихват шламом	Крутящий момент	Увеличение
	Осевая нагрузка при подъеме	Увеличение
	Давление на насосе	Увеличение
	Количество шлама на виброситах	снижение
Прихват горной породой	Крутящий момент	Увеличение
	Осевая нагрузка при подъеме	Увеличение
	Осевая нагрузка при спуске	Снижение
	Давление на насосе	Увеличение
Дифференциальный прихват	Несоответствие нагрузки на крюке весу колонны	Снижение при спуске, увеличение при подъеме
	Невозможность вращать бурильную колонну	Увеличение крутящего момента до максимально допустимого

Среди рассматриваемых типов прихвата возможности обнаружения раннего возникновения характерны прихвату шламом и дифференциальному прихвату. Рассмотрим признаки предпосылок дифференциального прихвата по данным ГТИ.

При роторном бурении могут наблюдаться скачки давления до предельно допустимого значения. Характерным признаком является рост крутящего момента,

который определяется скачками до предельно допустимых показателей. Одновременно со скачками крутящего момента происходят скачки оборотов ротора в сторону снижения.

При направленном бурении без вращения бурильной колонны предпосылкой возникновения прихвата является снижение веса на крюке при подходе к забоя. Резкое увеличение веса на крюке при отрыве от забоя («затяжка») с одновременным скачком давления до предельно допустимого значения. На практике такие затяжки устраняются вращением. При этом происходит рост крутящего момента. Также характерным является признак роста веса на крюке при снятии инструмента с клиньев после наращивания.

Имея фактические данные ГТИ о возникновении дифференциального прихвата, можно разработать систему по раннему определению его предпосылок, не используя методы машинного обучения. Для этого предлагается провести анализ фактических данных о прихвате для выявления критических значений и скоростей изменения признаков, а также меры их пересечения. Анализ направлен на выявление закономерностей возникновения дифференциальных прихватов по фактическим данным о росте признака. Правильное определение значимых параметров и допустимых диапазонов, а также скоростей их изменения является ключевым этапом моделирования. Сбор данных об используемом буровом растворе также может быть критерием для применения модели [10]. Программное обеспечение станции ГТИ визуализирует графики, по характеру которых можно распознать признаки приближения аварийной ситуации [11]. Следовательно, поступающая информация имеет закономерности, и массивы данных могут быть обработаны методами статистического и математического анализа. Скорость роста признака, а также его колебания, могут быть описаны математическими функциями, в том числе операторами статистического анализа. Например, в качестве меры появления скачков может быть вычислена дисперсия колебания признака, и превышение порогового значения может быть признаком возникновения прихвата. В отличие от методов машинного обучения, подходы по применению функций статистического анализа отличаются относительной простотой реализации. Входными данными являются фактические замеры ГТИ, непосредственный анализ которых является признаком развития прихвата. На основе оперативного анализа данных о бурении, поступающих в режиме реального времени, определив признаки возникновения дифференциального прихвата, возможно проведение мероприятий по его предупреждению.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Предотвращение осложнений при бурении и эксплуатации скважин в многолетнемёрзлых породах, включающих газовые гидраты / Н. А. Романова, Р. Р. Гизатуллин, М. В. Двойников [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 4(136). – С. 40-44. – EDN OKUZPN.
2. Никитин, В. И. Определение проницаемости фильтрационной корки бурового раствора путем анализа кривой фильтрационного процесса / В. И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 28-30. – EDN YQZKLR.
3. Никитин, В. И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / В. И. Никитин

// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 29-31. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-29-31. – EDN ENUWHY.

4. Методы экспериментальных исследований дифференциальных прихватов / А. А. Майкоби, И. А. Четвертнева, Д. А. Калинин [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 6. – С. 20-24. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.40.39.005. – EDN MGGQJQ.

5. Новый подход к проведению ГИС в скважинах со сложными горно-геологическими условиями / К. Ю. Шевченко, В. С. Аверьянов, А. В. Федотов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 9(274). – С. 41-45. – EDN FTZKWF.

6. Старцев, В. А. Анализ опыта применения методов машинного обучения при бурении нефтяных и газовых скважин / В. А. Старцев, Г. В. Буслаев, А. В. Коноплянников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 15-24. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-15-24. – EDN HJGCTG.

7. Лукьянов, С. А. Разработка алгоритма построения модели вероятности возникновения прихвата с использованием методов машинного обучения / С. А. Лукьянов, Е. О. Игнатьева, И. И. Гусманов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 89-94. – EDN UZWIVJ.

8. Никитин В.И., Двойников М.В., Купавых К.С., Пантелеева Т.А. Применение машинного обучения при моделировании параметров бурового раствора реологической модели Гершеля – Балкли для оптимизации промывки скважины // Записки Горного института. 2025. Т. 275. С. 70-80. EDN OLPTNY

9. Borozdin S.O., Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A. et al., Drilling problems forecast system based on neural network (In Russ.), SPE-202546-RU, 2020,doi:10.2118/202546-RU

10. Капитонов, В. А. Сбор данных по применению систем буровых растворов при бурении скважин / В. А. Капитонов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11(623). – С. 68-75. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-11(623)-68-75. – EDN YHNGWV.

11. Информационная система детектирования предвестников аварийных ситуаций при бурении / К. А. Антипова, Е. В. Гурина, Н. А. Ключников [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 6(235). – С. 27-30. – EDN IWVVFJX.

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК БУРОВОЙ: ОТ ДАННЫХ К РЕШЕНИЯМ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

П.А. Гаранин, И.Ю. Аверин

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Email: ninarag@ya.ru, i_averin2002@mail.ru

В статье исследуется цифровой двойник буровой как инструмент перехода от реактивного к предиктивному управлению сложным бурением. Описывается его архитектура и четырёхэтапный рабочий цикл: сбор данных, анализ, прогноз и выдача команд. Теория иллюстрируется примером «Роснефти» на Ванкоре, где модуль «Интеллектуальный геомеханический контур» в реальном времени рассчитывал

безопасные параметры бурения, что позволило полностью избежать осложнений, достичь 98% вскрытия пласта и сократить время работ на 18%.

Ключевые слова: цифровизация, двойник, моделирование, система.

Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин - сложная инженерная задача, требующая точного контроля множества параметров: траектории, нагрузки на долото, давления в системе, состава раствора. Любое отклонение ведёт к осложнениям - прихватам, поглощениям, выходу из целевого пласта, что увеличивает сроки и стоимость бурения.

Классические методы управления опираются на опыт персонала и анализ данных постфактум. Это реактивный подход: проблема уже возникла - её начинают решать. Для современных проектов с высокими рисками и жёсткими экономическими рамками этого недостаточно.

Решением является переход к предиктивному и адаптивному управлению с помощью цифрового двойника (Digital Twin).

Цифровой двойник буровой - это не программа и не чертёж, а живая виртуальная копия всего бурового процесса, существующая параллельно с реальностью. Представьте точного цифрового близнеца вашей буровой установки, колонны и даже самого ствола скважины, который рождается вместе с началом бурения и развивается синхронно с ним. Этот близнец создаётся не вручную, а автоматически на основе потоков данных, которые непрерывно идут с физического объекта: показания сотен датчиков давления, температуры, крутящего момента, данные геофизических инструментов каротажа и измерений во время бурения, свойства раствора, параметры работы насосов [1].

Работа цифрового двойника - это непрерывный цикл из четырёх последовательных и взаимосвязанных этапов.

Первый этап - мониторинг и оцифровка.

Всё, что происходит на буровой, мгновенно переводится на язык данных. Датчики на установке и в скважине отправляют тысячи сигналов в секунду. Эти данные очищаются от шумов, стандартизируются и загружаются в виртуальную модель. В этот момент цифровая копия синхронизируется с реальностью: виртуальное долото находится на той же глубине, что и реальное, давление в цифровой гидравлической системе равно замеренному, а виртуальная колонна испытывает такую же нагрузку.

Второй этап - анализ и диагностика.

На этом этапе в работу вступают алгоритмы машинного обучения и аналитики. Система постоянно сравнивает текущие показатели с «нормальным» паттерном, рассчитанным на основе исторических данных успешного бурения и физических моделей. Она ищет аномалии и их причинно-следственные связи. Например, система видит не просто рост крутящего момента, а распознаёт конкретный паттерн, характерный для начала дифференциального прихвата в глинистых породах, и сразу определяет вероятный интервал.

Третий этап - моделирование и прогноз (симуляция).

Это ключевая функция двойника. На основе текущего, только что обновлённого состояния система запускает десятки вычислительных экспериментов, моделируя развитие событий на несколько метров или часов вперёд. Она задаёт вопросы «что, если?»: «Что, если увеличить скорость вращения?», «Что, если продолжить бурение с

теми же параметрами?», «Что, если начался приток?». Для каждого сценария рассчитываются вероятные последствия. Таким образом, двойник создаёт «дерево будущего» буровой операции, выделяя в нём оптимальные и опасные ветви развития.

Четвёртый этап – оптимизация и воздействие.

На этом этапе абстрактный прогноз превращается в конкретный план действий. Система не ограничивается констатацией факта: «Есть проблема». Она формирует технологическую инструкцию, по сути - цифровую методичку для бурового мастера [2].

Одной из передовых компаний в данном направлении является «Роснефть», которая уже провела опытно-промышленные испытания в 2024 году на Ванкорском месторождении, интегрировав разработку цифрового двойника в свой флагманский проект «Цифровой бурильщик». Целью испытаний было не просто тестирование нового ПО, а решение конкретной, острой технологической проблемы: минимизация рисков при бурении горизонтальных участков в неоднородных, трещиноватых коллекторах под газовыми шапками.

Испытания на Ванкоре фокусировались на модуле «Интеллектуальный геомеханический контур» в рамках «Цифрового бурильщика». Этот модуль и был тем самым оперативным цифровым двойником. Его ядром являлась калибруемая в реальном времени геомеханическая модель (ГММ), которая выступала цифровым двойником не просто буровой установки, а самого геологического пространства вокруг долота.

Перед началом бурения горизонтального участка в двойник была загружена высокодетализированная 3D-ГММ, построенная на данных сеймики, керна и каротажа соседних скважин. Модель содержала прогнозные значения прочности пород, направленности напряжений и, что критично, - карту давления раскрытия естественных трещин.

Особенность такой работы выражалась в следующем:

а) каждые 15 секунд двойник получал пакет телеметрии: классические WOB (нагрузка), RPM (обороты), данные MWD (измерения во время бурения), а также показания акселерометров для анализа вибраций долота и результаты газового каротажа [3];

б) алгоритмы анализировали характер вибраций, где резкое изменение паттерна интерпретировалось не просто как «аномалия», а как возможный признак входа в более хрупкую или трещиноватую породу;

в) получив сигнал, двойник запускал серию гидрогеомеханических симуляций, он рассчитывал не одно, а два критические давления на 20 метров вперед (давление поглощения в трещинах и давление дифференциального прихвата для глин);

г) система в автоматическом режиме сравнивала текущее забойное давление (ЭЦП) с рассчитанными коридорами допустимого давления:

-если ЭЦП приближалось к границе поглощения, двойник выдавал на панель управления структурированную команду: «Снизить плотность раствора на 50 кг/м² и увеличить скорость вращения на 5% для компенсации очистки забоя. Цель: удерживать давление в безопасном окне 245-250 атм»;

-если же ЭЦП падало, приближаясь к зоне прихвата, рекомендация была обратной.

По итогам бурения горизонтального участка скважины с использованием цифрового двойника были зафиксированы следующие ключевые показатели:

1) нулевые случаи критического поглощения или прихвата на тестовом интервале, в то время как на соседних скважинах, бурившихся по классической методике, было зарегистрировано 2-3 осложнения на аналогичном профиле;

2) достигнут рекордный для данного участка коэффициент успешного вскрытия пласта - 98%, против средних 85-90%, двойник позволил вести ствол в оптимальной геологической зоне, не отступая от неё из-за страха перед осложнениями;

3) время бурения горизонтального участка сокращено на 18% за счёт устранения простоев на ликвидацию осложнений и оптимизации режимов в реальном времени.

Опыт «Роснефти» на Ванкоре в 2024 году наглядно показал, что современный цифровой двойник - это не система отчетности, а активный участник технологического процесса. Он выступает в роли «геомеханического штурмана», который, опираясь на данные и физические модели, постоянно вычисляет безопасный коридор для бурения и выдает точные инженерные предписания для его соблюдения.

Успех данных испытаний заложил основу для тиражирования технологии на другие сложные активы компании, доказав не только технологическую, но и прямую экономическую состоятельность концепции цифрового двойника.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шувалов Д.Ю., Макаров А.С., Тихомиров В.В. Цифровой двойник бурового процесса: архитектура и кейсы внедрения // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 8. – С. 40-45. – DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-40-45.

2. Керимов В.Ю., Корчагин В.И., Мищенко И.Т. Система и способ адаптивного управления строительством скважин на основе предиктивной модели // Патент РФ № 2819998. – Оpubл. 15.02.2024. Бюл. № 5.

3. Крюков В.А., Пономарев А.Б., Селезнев В.В. Цифровизация в бурении: от индустрии 4.0 к геофизическому каротажу в реальном времени // Геофизика. – 2022. – № 6. – С. 58-65.

ИНТЕГРАЦИЯ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ГЕОДАННЫХ ДЛЯ БЕЗОПАСНОГО БУРЕНИЯ

П.А. Гаранин, И.Ю. Аверин

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Email: ninarag@ya.ru, i_averin2002@mail.ru

В статье обосновывается необходимость перехода от реактивных к предиктивным методам обеспечения безопасности бурения через интеграцию машинного обучения и комплексных геоданных, раскрывается принцип работы такой системы на основе замкнутого цикла «данные - прогноз - решение» и демонстрируется её практическая эффективность на примере внедрения в компании «Роснефть», где зафиксировано значимое сокращение осложнений и сроков строительства скважин.

Ключевые слова: безопасность, машина, интеграция, обучение, риск, минимизация.

Безопасность бурения перестала быть задачей, решаемой исключительно строгими регламентами и опытом персонала. Сегодня, в эпоху освоения сложнопостроенных и труднодоступных месторождений, она требует прогнозирования и предупреждения рисков на опережение. Традиционные методы, основанные на реакции на уже случившиеся осложнения - прихваты, поглощения, газонефтепроявления, - исчерпали свой потенциал в условиях жёстких экономических и экологических рамок. Разрозненные потоки геологической информации и операционных данных слишком велики и сложны для своевременного анализа человеком.

Решением этого вызова становится интеграция машинного обучения и комплексных геоданных, формирующая основу для принципиально нового подхода - предиктивной (предсказательной) системы безопасности бурения. Эта технология позволяет не тушить «пожары», а предвидеть и устранять условия для их возникновения, встраивая безопасность в производственные процессы [1].

Интеграция машинного обучения и геоданных для безопасного бурения - это создание и внедрение интеллектуальной киберфизической системы, которая непрерывно анализирует всё многообразие доступной геолого-геофизической и технологической информации для прогнозирования потенциальных осложнений с упреждающим формированием рекомендаций [2].

Её ядром являются алгоритмы машинного обучения, которые учатся на исторических данных: на сведениях о том, в каких геологических условиях, при каких параметрах бурения ранее возникали аварии. «Пищей» для этих алгоритмов служат комплексные геоданные: результаты сейсморазведки, каротаж уже пробуренных соседних скважин, данные керна, геомеханические модели пласта, а также архивы всех предыдущих операций на месторождении.

Суть подхода в том, чтобы обнаруживать скрытые, неочевидные для человека взаимосвязи между характеристиками горных пород, режимами бурения и вероятностью возникновения инцидента, превращая накопленный опыт в точный математический прогноз для каждой новой скважины [3].

Принцип работы системы - непрерывный цикл, включающий обучение модели и её применение в реальном времени.

На первом этапе создаётся «цифровой двойник» месторождения: в систему загружаются все геоданные (сейсмика, каротаж) и структурированный архив прошлых осложнений. Алгоритмы машинного обучения анализируют эту информацию, выявляя скрытые закономерности - какие комбинации параметров (например, определённый тип каротажной кривой и высокая вязкость раствора) с наибольшей вероятностью ведут к прихвату или поглощению [4]. В результате формируется обученная модель, умеющая оценивать риск количественно.

Второй этап начинается с бурением новой скважины. Модель работает в реальном времени, одновременно анализируя два потока данных: плановый геологический прогноз и фактические показатели с буровой (давление, крутящий момент, свойства раствора). Она постоянно пересчитывает вероятность осложнений

не только для текущего забоя, но и на несколько метров вперёд. моделируя различные сценарии развития событий [5].

Когда расчётный риск превышает допустимый порог, система переходит к генерации решения. Она не просто сигнализирует об опасности, а формирует конкретную технологическую инструкцию, указывая причину и точные корректирующие действия.

Таким образом, работа строится на замкнутом контуре «данные - прогноз - решение», где машинное обучение преобразует массивы геоданных в превентивные меры, обеспечивая упреждающий контроль безопасности.

Рассмотрим один из случаев внедрения машинного обучения в рабочие процесс компанияей «Роснефть».

Для освоения трудноизвлекаемых запасов Западной Сибири «Роснефть» внедрила систему предиктивного анализа рисков в рамках проекта «Цифровой бурильщик». Цель - прогнозировать осложнения (поглощения в трещиноватых зонах и прихваты в глинистых прослоях) на основе данных соседних скважин и машинного обучения.

В основу системы легла цифровая геомеханическая модель, объединившая каротаж, данные керна и архив из 500 инцидентов. Перед бурением система создавала «тепловую карту рисков», виртуально проходя по траектории и выявляя опасные интервалы. Например, на Самотлоре она заранее обнаружила три рискованных зоны, две из которых ранее не были известны геологам.

В реальном времени алгоритм XGBoost анализировал телеметрию, отслеживая не абсолютные значения, а скорость изменения параметров. Таким образом, на том же самом Приобском месторождении система зафиксировала паттерн начала прихвата - плавный рост крутящего момента.

Рассчитав, что в 85% случаев прихват наступал в течение 30 минут, она сразу выдала протокол действий начать рейсование колонны и увеличить расход раствора на 12%, что предотвратило инцидент. За год эксплуатации на 15 скважинах система позволила сократить случаи прихвата на 35%, непродуктивное время из-за поглощений - на 50%, а сроки бурения - на 12%. Она также выявила новые закономерности, например, связь между сейсмическими аномалиями и риском обвала пород.

Таким образом, интеграция машинного обучения и комплексных геоданных представляет собой не просто технологическое усовершенствование, а стратегический сдвиг в парадигме обеспечения безопасности бурения. Она позволяет перейти от культуры реактивного реагирования к практике предиктивного и превентивного управления. Как показал опыт «Роснефти» на месторождениях Западной Сибири, такая система становится «цифровым интуитивным помощником», который способен обрабатывать объёмы информации, недоступные человеку, выявлять скрытые причинно-следственные связи и трансформировать исторический опыт в точные, обоснованные рекомендации в реальном времени.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шувалов Д.Ю., Макаров А.С., Тихомиров В.В. Цифровой двойник бурового процесса: архитектура и кейсы внедрения // Нефтяное хозяйство. - 2023. - № 8. - С. 40-45. - DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-40-45.
2. Миронов С.В., Глухов Е.А., Петров А.М. Прогнозирование осложнений при

бурении горизонтальных скважин с использованием методов машинного обучения // Бурение и нефть. - 2022. - № 11. - С. 32-37.

3. Крюков В.А., Пономарев А.Б., Селезнев В.В. Цифровизация в бурении: от индустрии 4.0 к геофизическому каротажу в реальном времени // Геофизика. - 2022. - № 6. - С. 58-65.

4. Новиков И.К., Фёдоров Р.А., Ковалёв Д.М. Машинное обучение для анализа геомеханических рисков при строительстве наклонно-направленных скважин // Геомеханика в нефтегазовом деле. - 2021. - № 4. - С. 45-52.

5. Баженов О.Г., Смирнов К.Л., Яковлев П.Д. Применение искусственного интеллекта для предиктивного контроля осложнений при бурении в сложных геологических условиях // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. «Машиностроение». - 2023. - № 2. - С. 89-101

УДК 622.243.4

ИЗУЧЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО МЕХАНИЗМА ГИДРОУДАРНИКА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ

Н.П. Дингуатов, К.А. Шиповский

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

В условиях увеличения доли трудноизвлекаемых запасов и востребованности горизонтальных скважин с большим отходом, актуальность приобретает проблема создания осевого усилия на породоразрушающем инструменте, определяющего эффективность разрушения пород, характерная для бурения протяженных горизонтальных стволов. Перспективным направлением разработок в области решения данной проблемы служит использование гидравлических ударников. Однако, из-за неразвитой научно-теоретической базы, их массовое производство на отечественных предприятиях до сих пор не освоено, а зарубежные технологии становятся все менее доступными. Для расширения отечественной теоретической базы в области проектирования гидроударников для интенсификации бурения горизонтальных скважин в настоящей статье рассматриваются результаты математического моделирования взаимного влияния основных параметров исполнительного органа инерционно-клапанного гидроударника.

Ключевые слова: боек, гидроударник, горизонтальная скважина, жесткость, клапанный узел, осевое усилие, пружина, ударное бурение, частота.

Текущее состояние развития отечественной нефтегазодобычи характеризуется устойчивым ростом доли трудноизвлекаемых запасов, требующих применения более сложных технологий бурения скважин и добычи ценных углеводородов. Одним из

следствий данной тенденции выступает все более широкое внедрение на практике горизонтальных конструкций скважин, имеющих большой отход по горизонтали. Такие скважины обеспечивают более эффективное извлечение запасов из маломощных и геологически осложненных залежей, реализацию современных технологий многостадийного гидроразрыва пласта и ряда других технико-технологических решений, направленных на интенсификацию добычи нефти и газа.

Вместе с тем, бурение горизонтальных скважин при наличии больших отходов по горизонтали, сопряжено с рядом проблем, одной из наиболее значимых среди которых является создание достаточного осевого усилия. В отличие от традиционных конструкций вертикальных скважин, где задача создания требуемого осевого усилия для эффективного разрушения горных пород легко решается за счет утяжеления компоновки бурильной колонны, то для горизонтальных скважин с большим отходом данная задача нетривиальна. Основную роль в ограничении возможностей создания больших осевых усилий при бурении подобных скважин играют три фактора: малая протяженность вертикального участка, создающего осевое усилие, расхождение векторов действия осевого усилия и силы тяжести и силы тяжести, создающие препятствующие горизонтальному продвижению бурильной компоновки.

Актуальность данной проблемы способствовала разработке широкого спектра решений в области интенсификации процесса и увеличения механической скорости бурения горизонтальных участков большой протяженности: от буровых растворов с улучшенными смазывающими свойствами, эвакуационной способностью, а также способов и средств интенсификации промывки забоя, до специфических технических устройств, служащих для искусственного создания осевых импульсов, передаваемых непосредственно через инструмент горным породам. В мировой практике среди подобных устройств особое место занимают гидравлические ударники, принцип работы которых основан на формировании механического осевого ударного импульса за счет преобразования части гидравлической энергии бурового раствора, поступающего на забой, в кинетическую энергию бойка. Ключевым преимуществом данного технико-технологического решения, применительно к условиям и особенностям бурения протяженных горизонтальных участков, является высокий энергетический потенциал, определяемый широким диапазоном регулирования кинетической энергии промывочной жидкости, при сравнительно простом конструктивном исполнении [1].

Технология гидроударного бурения нашла свое отражение в существующих технических решениях, поставляемых передовыми зарубежными производителями бурового оборудования, такими как Baker Hughes, Epiroc, Enteco, Mc Drill Technology, Halliburton, Techno Drill, Schlumberger и др. Однако, ввиду обширных внешнеэкономических санкций доступность зарубежных решений радикально снизилась, а отечественная промышленность, ввиду ограниченности соответствующей научно-теоретической базы, так и не освоила в достаточной степени серийный выпуск подобных устройств, что ограничивает инструментарий буровых компаний [1].

Для развития отечественной научно-теоретической базы в области разработки технических устройств гидроударного бурения было изучено влияние конструктивных параметров гидроударника на наиболее критичные параметры его работы. Фундаментальные проблемы в разработке гидроударников обусловлены геометрическим фактором – ограниченное пространство скважины, а также

технологическим – возникающим перепадом давления. Первое, накладывает ограничения на размеры, как следствие – массу бойка, а второе – на режим его работы. Тут также существенное влияние имеет и конструкция гидроударника, а конкретно – реализуемый способ преобразования энергии [1, 2].

В рамках проводимого исследования было изучено взаимное влияние параметров работы исполнительного механизма гидроударника на примере перспективной конструкции гидроударника с инерционным клапаным узлом, описанной в патенте RU 2167255 С2 [3] (рис. 1). Выбор данной конструкции обусловлен её высокой надёжностью, простотой, а также высокой эффективностью преобразования энергии, основанного на непосредственном преобразовании гидравлической энергии потока промывочной жидкости в кинетическую энергию бойка.

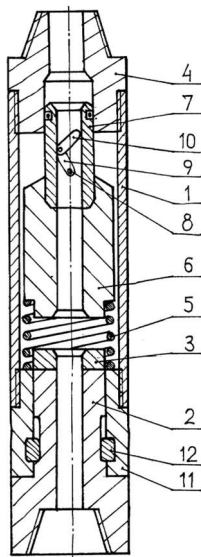


Рисунок 1 – Конструктивная схема инерционно-клапанного гидроударника [3]:

1 – корпус, 2 – переводник, 3 – наковальня, 4 – верхний переводник, 5 – пружина возвратная, 6 – боек, 7 – клапанная коробка, 8 – ось, 9 – шатун, 10 – перекидной клапан, 11 – ниппель, 12 – шпонка

Для оценки взаимного влияния параметров исполнительного механизма рассматриваемой конструкции гидроударника, рассмотрим физику и механизм формирования ударного воздействия. Здесь механическая энергия удара обусловлена воздействием бойка на наковальню, приводимого в движение давлением, возникающим при перекрытии гидравлического канала поворотным клапаном. Однако, для возврата бойка в исходное положение используется пружина, в связи с чем, полезная энергия удара будет формироваться из разницы между кинетической энергией бойка массой m движущегося со скоростью v и энергией упругого сжатия возвратной пружины ($\frac{k \cdot x^2}{2}$), что описывается следующим уравнением [4]:

$$E = \frac{m \cdot v^2}{2} - \frac{k \cdot x^2}{2}, \text{ Дж}, \quad (1)$$

где m – масса, кг;

v – скорость, м/с;

k – коэффициент жесткости пружины, Н/м;

x – ход сжатия пружины, м.

Учитывая, что рассматриваются условия бурения горизонтального ствола, влиянием силы тяжести на энергию удара пренебрегаем.

В первом приближении, ограничивающим параметром здесь является ход сжатия пружины, значение которого будет равно длине пути бойка s , требующегося для его разгона до скорости v :

$$s = x = \frac{v^2}{2 \cdot a}, \text{ м.} \quad (2)$$

где a – ускорение, м/с^2 .

Ускорение в данном случае будет определяться силой гидроудара, возникающей вследствие перепада давления на клапане:

$$a = \frac{N}{m}, \text{ м/с}^2, \quad (3)$$

где N – сила гидроудара, определяемая как:

$$N = \Delta p \cdot F_{\text{кл}}, \text{ Н,} \quad (4)$$

где Δp – перепад давления, создаваемый в клапанной коробке, Па;

$F_{\text{кл}}$ – площадь поперечного сечения гидравлического канала в месте установки клапана, воспринимающего гидроудар (площадь поршневания), м^2 .

Еще одним лимитирующим фактором будет время импульса, затрачиваемое на разгон и возврат бойка, значение которого определяется свойствами пружины, массой бойка и частотой генерации ударных импульсов в соответствии со следующим выражением [4]:

$$t \leq \frac{1}{f} - \pi \cdot \sqrt{\frac{m}{k}}, \text{ с.} \quad (5)$$

где f – частота генерации импульсов, Гц.

Учитывая что энергия единичного импульса определяется уравнением $E = \frac{P}{f}$, где P – мощность единичного импульса, а $v = a \cdot t$, после преобразований получим выражение для определения перепада давления на клапанном узле, требующегося для генерации импульсов с единичной мощностью P с частотой f при использовании в составе исполнительного механизма бойка массой m и возвратной пружины с жесткостью k :

$$\Delta p = \frac{\left(\frac{P}{f} + 0,5 \cdot k \cdot x^2\right) \cdot m}{F_{\text{кл}} \cdot \left(\frac{1}{f} - \pi \cdot \sqrt{\frac{m}{k}}\right)^2}, \text{ Па.} \quad (6)$$

Далее, на основании выведенного уравнения, изучим взаимное влияние конструктивных параметров (массы бойка, жесткости пружины) и режима работы (частоты, энергии единичного импульса). Зададимся диапазоном варьирования массы бойка $m = 25 \div 65$ кг (дискретность - 20 кг), жесткости пружины $k = 100000 \div 500000$ Н/м (дискретность - 100000 Н/м), частотой ударов $f = 5 \div 75$ Гц (принято по аналогии с серийными гидроударниками Г59 и Г76, отличающихся конструкцией; дискретность – 10 Гц). Площадь гидравлического канала ударника принимаем равным $d = 83$ мм, чему соответствует площадь поршневания $F_{\text{кл}} = 0,0054 \text{ м}^2$.

На первом этапе выполнялась оценка возможности реализации исполнительного механизма по условию (5) с целью определения граничных значений массы бойка и жесткости пружины в соответствии с принятым диапазоном варьирования значений. Для этого, зададимся средней энергией единичного удара

равной $P = 40$ Вт (по аналогии с серийными гидроударниками Г59 и Г76). Результаты расчета времени импульса сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета полного времени ударного импульса

Частота f , Гц	Время импульса t , с при жесткости пружины k , Н/м				
	100000	200000	300000	400000	500000
$m = 25$ кг					
5	0,1504	0,1649	0,1713	0,1752	0,1778
15	0,0170	0,0316	0,0380	0,0418	0,0445
25	-0,0096	0,0049	0,0113	0,0152	0,0178
35	-0,0211	-0,0065	-0,0001	0,0037	0,0064
45	-0,0274	-0,0129	-0,0064	-0,0026	0,0000
55	-0,0315	-0,0169	-0,0105	-0,0066	-0,0040
65	-0,0343	-0,0197	-0,0133	-0,0094	-0,0068
75	-0,0363	-0,0218	-0,0153	-0,0115	-0,0089
$m = 45$ кг					
5	0,1334	0,1529	0,1615	0,1667	0,1702
15	0,0001	0,0196	0,0282	0,0334	0,0369
25	-0,0266	-0,0071	0,0015	0,0067	0,0102
35	-0,0380	-0,0185	-0,0099	-0,0047	-0,0012
45	-0,0444	-0,0249	-0,0162	-0,0111	-0,0076
55	-0,0484	-0,0289	-0,0203	-0,0151	-0,0116
65	-0,0512	-0,0317	-0,0231	-0,0179	-0,0144
75	-0,0533	-0,0338	-0,0251	-0,0200	-0,0165
$m = 65$ кг					
5	0,1199	0,1434	0,1538	0,1600	0,1642
15	-0,0134	0,0101	0,0204	0,0266	0,0309
25	-0,0401	-0,0166	-0,0062	0,0000	0,0042
35	-0,0515	-0,0280	-0,0176	-0,0115	-0,0072
45	-0,0578	-0,0344	-0,0240	-0,0178	-0,0136
55	-0,0619	-0,0384	-0,0280	-0,0218	-0,0176
65	-0,0647	-0,0412	-0,0308	-0,0246	-0,0204
75	-0,0667	-0,0433	-0,0329	-0,0267	-0,0225

Здесь, отрицательные значения свидетельствуют о физической невозможности реализации импульса при заданных параметрах. Полученные значения свидетельствуют о том, что для рассматриваемых условий, возможность генерации ударного импульса во всем диапазоне варьирования массы бойка и жесткости пружины достигается для частот, не превышающих 15-25 Гц. Учитывая, что частота ударов напрямую определяет совокупное удельное количество энергии, подведенное к забою для разрушения горных пород, целесообразно обеспечение максимально возможной рабочей частоты, что требует применения пружины с максимальной жесткостью в 500000 Н/м. Однако, как следует из выражения (6), рост жесткости пружины приводит к росту перепада давления, что необходимо учитывать при окончательном выборе рабочих параметров. В связи с этим, был выполнен расчет формируемого на исполнительном узле перепада давления, для условий, при которых

принципиально возможна реализация импульса. Результаты расчета сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета перепада давления на исполнительном органе гидроударника

Частота f , Гц	Перепад давления на исполнительном органе Δp , МПа, для средней энергии единичного импульса $P = 40$ Вт, при жесткости пружины k , Н/м				
	100000	200000	300000	400000	500000
$m = 25$ кг					
5	0,10	0,13	0,15	0,17	0,19
15	0,90	0,68	0,69	0,73	0,77
25	-	4,40	2,33	2,01	1,91
35	-	-	-	8,12	5,34
$m = 45$ кг					
5	0,14	0,18	0,21	0,23	0,26
15	1,20	0,92	0,93	0,98	1,03
25	-	-	3,12	2,69	2,57
$m = 65$ кг					
5	0,16	0,21	0,25	0,28	0,31
15	-	1,10	1,12	1,17	1,23
25	-	-	-	3,23	3,08

Учитывая приоритетность выполнения условий $\Delta p \rightarrow \min$ и $f \rightarrow \max$, с учетом обеспечения физической возможности реализации импульса, в качестве наиболее оптимального сочетания конструктивных характеристик исполнительного узла ударника, можно выделить ударник, оснащенный бойком массой $m = 25$ кг и возвратной пружиной с жесткостью $k = 300000$ Н/м, работающий с частотой порядка 15 Гц.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Городилов Л. В. Об эффективности бурения скважин погружными гидроударными устройствами // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. – № 5. – С. 325-332.
2. Сулейманов Р. И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения : дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2004. – 108 с.
3. Патент № 2167255 С2 Российская Федерация, МПК E21B 4/00. Гидроударник для бурения скважин : № 99112602 : заявл. 09.06.1999 : опубл. 20.05.2001 / Султанов Б. З., Габдрахимов М. С., Габдрахимов Н. М., Сулейманов Р. И. // Google : patents. – URL: <https://patents.google.com/patent/RU2167255C2/ru>
4. Никитин О. Ф. Гидравлика и гидропневмопривод. – Москва: МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2012. – 432 с.

УДК 622.245.7

ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ И НЕГЕРМЕТИЧНОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ПЕРФОРАТОРА И ГАЗОВОДОБЛОКИРУЮЩИХ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ

Ю.А. Агеева, Р.А. Хасаев

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

E-mail: ageeva_julia04@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена технологии ликвидации межколонных давлений (МКД) и негерметичностей эксплуатационных колонн (НЭК) нефтяных и газовых скважин. На основе щелочного стока производства капролактама (ЩСПК), биоксана и силиката натрия авторы предлагают рецептуру газоводоблокирующего тампонажного состава. Для ремонтно-восстановительных работ использован гидромеханический перфоратор клинового типа (ПГМ). Статья содержит данные лабораторных испытаний и результаты апробации на скважинах Восточно-Прибрежного НГКМ и Карашурского ПХГ.

Ключевые слова: межколонное давление, тампонажный состав, ремонтно-изоляционные работы, гидромеханический перфоратор, силикат натрия, ЩСПК.

Введение

Проблема межколонных давлений (МКД) остаётся одной из наиболее острых при эксплуатации нефтяных и газовых скважин. По данным промысловой практики, МКД зафиксированы на более чем 8000 скважин в Мексиканском заливе, около 30 % эксплуатационных скважин ОАО «Газпром», более 40 % технологических скважин подземных хранилищ газа в России, до 30 % скважин газоконденсатных месторождений Казахстана [1]. Согласно действующим правилам безопасности, скважины с МКД считаются технически неисправными, что требует принятия мер по устранению давлений, а при невозможности – ликвидации скважины [2].

Во время застывания тампонирующих материалов газ и вода мигрируют в их тело, формируя фильтрационные каналы. Из-за этого эффективность изоляции падает [3]. Поэтому для проведения РВР необходимы газо- и водоблокирующие составы, которые не пропускают пластовые флюиды в период затвердевания цемента.

Разработка газоводоблокирующего тампонажного состава

Для ликвидации зон поглощения различной интенсивности разработан тампонажный состав на основе ЩСПК, биоксана и силиката натрия в следующем соотношении (мас. %): силикат натрия NaSiO_4 – 50; биоксан – 0,05; ЩСПК – 49,95. Силикат натрия играет роль структурообразующего агента. Биоксан снижает фильтрацию раствора, а ЩСПК, помимо снижения фильтрации, даёт коагулирующий эффект при минимальном влиянии на проницаемость [4].

Лабораторные испытания показали, что с увеличением плотности силиката натрия от 1200 до 1460 кг/м³ динамическое напряжение сдвига возрастает с 107,5 до

394,5 Па, пластическая вязкость – с 41,3 до 746,6 сП, а водоотдача снижается с 7 до 4 см³/30 мин. Это позволяет дифференцировать применение состава: при плотности силиката натрия 1,15 г/см³ – для поглощений до 5 м³/ч; 1,30 г/см³ – для 5 – 10 м³/ч; 1,46 г/см³ – для катастрофических поглощений свыше 10 м³/ч.

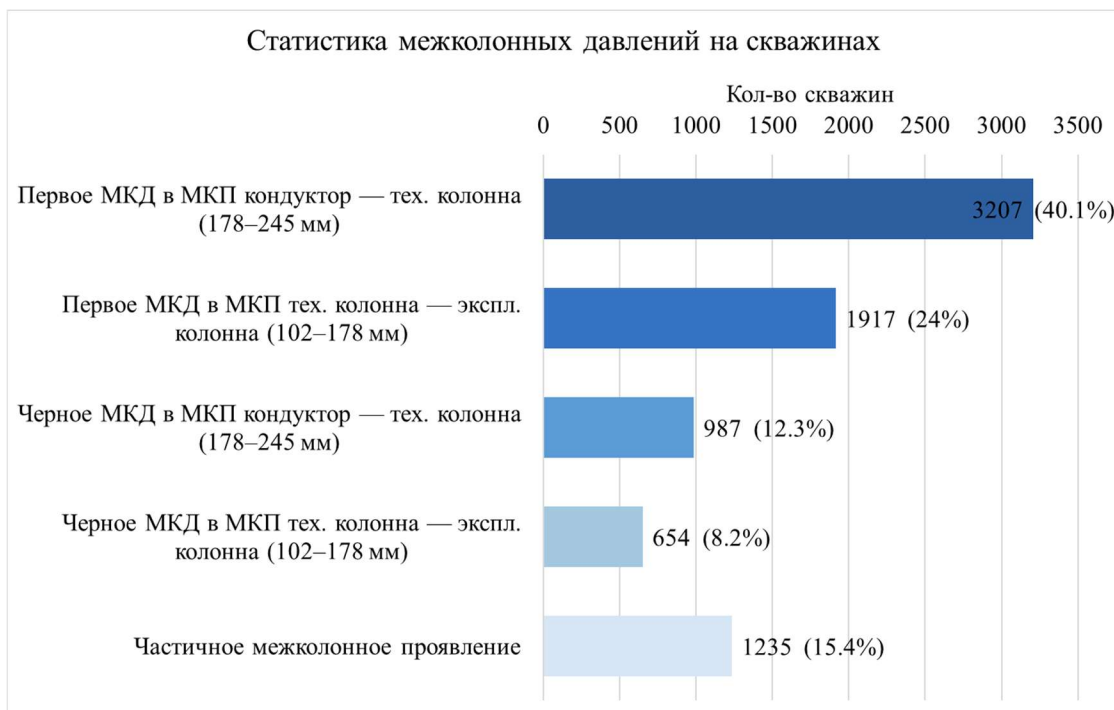


Рис. 1. Статистика распределения межколонных давлений на скважинах

Технология работ с применением гидромеханического перфоратора

Для проведения ремонтно-восстановительных работ по ликвидации МКД разработана технология с применением гидромеханического перфоратора клиновидного типа (ПГМ). Перфоратор формирует в эксплуатационной колонне отверстия прямоугольного сечения, площадь которых многократно превышает площадь при стандартной перфорации, при сохранении геометрических размеров колонны и целостности технической колонны [5].

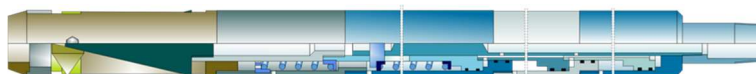


Рис. 2. Общий вид перфоратора гидромеханического клиновидного ПГМ

Последовательность операций: установка опорного моста ниже интервала спуска технической колонны; перфорация специальных отверстий в районе башмака технической колонны (4 окна, фазировка 180°); намыв канала в заколонном пространстве через систему эжектирования ПГМ; закачка тампонажного состава для восстановления цементного камня. Принципиально важно, что работы ведутся именно в интервале башмака технической колонны – это даёт возможность одновременно устранить МКД и исключить грифопроявления.



Рис. 3. Фрагмент обсадной трубы с отверстием, сформированным ПГМ

Тампонирование осуществляется чередующейся закачкой ЩСПК и силиката натрия с разделительными пачками пресной воды объёмом 0,1 – 0,5 м³ в 3 – 5 этапов. Далее закачивается цементный раствор удельного веса 1,45 – 1,83 г/см³. Образующийся закупорочный материал не растворяется в нефти и воде, устойчив к температуре до 150 °С; компоненты состава нетоксичны.

Результаты апробации

На скважине № 13 Восточно-Прибрежного НГКМ (ООО «Газпром добыча Краснодар») выполнена перфорация специальных отверстий перфоратором ПГМ с последующей закачкой тампонажного состава, подобранного на консистометре STE Models 22-400. Межколонное давление успешно ликвидировано.

На скважине № 119 Карашурского ПХГ (ООО «Газпромнефть-ПХГ») по данным шумометрии и термометрии выявлен заколонный переток при отсутствии приёмности по верхнему пласту. Вскрыто 6 отверстий с фазировкой 70°, после гидромониторной обработки приёмность составила 118 м³/сут, что позволило провести тампонирование микроцементом «SaltStone». Дальнейшие исследования подтвердили полное отсутствие заколонной циркуляции.

Выводы

Предложенный тампонажный состав на основе ЩСПК, биоксана и силиката натрия блокирует газо- и водопроявления в заколонном пространстве. Меняя плотность силиката натрия от 1,15 до 1,46 г/см³, можно подобрать рецептуру под конкретную интенсивность поглощения – от слабых (до 5 м³/ч) до катастрофических (свыше 10 м³/ч).

Гидромеханический перфоратор ПГМ вырезает в эксплуатационной колонне отверстия увеличенной площади, не повреждая техническую колонну. Испытания на скважине № 13 Восточно-Прибрежного НГКМ и скважине № 119 Карашурского ПХГ показали, что комбинация ПГМ и разработанного тампонажного состава полностью устраняет межколонные давления, негерметичности эксплуатационных колонн и заколонные перетоки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кустышев А.В., Козлов А.С., Калимулина М.Я., Кирьянов В.В. Проблемы межколонных газопроявлений на скважинах // Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 50 – 54.
2. Кашкапеев С.В., Новиков С.С. Особенности образования межколонных давлений в скважине и комплекс исследований для их диагностики // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 8. – С. 46 – 52.
3. Ланчаков Г.А., Ивакин Р.А., Григулецкий В.Г. О материалах для ремонтно-изоляционных работ газовых и нефтяных скважин // Газовая промышленность. – 2000. – № 6. – С. 48 – 50.
4. Султанов Б.З. Новый подход к ликвидации межколонных давлений в скважине // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 3. – С. 42 – 47.
5. Гарифов К.М., Кадыров А.Х., Глуходед А.В. и др. Гидромеханический перфоратор // Бурение и нефть. – 2019. – № 12. – С. 53 – 56.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИБРОСИТ MUDCUBE В БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

М.Е. Коваль¹, В.А. Дубина²

1 - к.т.н., доцент кафедры БНГС, 2 - магистрант кафедры БНГС

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: yadubina123@yandex.ru

В статье представлена инновационная система очистки бурового раствора «MudCube» как перспективное решение для реализации технологий безамбарного бурения в нефтегазовой отрасли. Подробно рассмотрены её устройство, принцип работы на основе вакуума, высокоскоростного воздушного потока и микрорезонанса, ключевые преимущества по сравнению с традиционными виброситами, а также обоснована особая эффективность применения в условиях Восточной Сибири и Эвенкийского района с учётом экстремального климата, вечной мерзлоты и высокой экологической уязвимости региона.

Ключевые слова: раствор, жидкость, очистка, шлам, амбар, вибросито.

Современные тенденции в нефтегазовой отрасли ориентированы на повышение экологической безопасности и ресурсной эффективности буровых операций. Одним из ключевых направлений здесь стало внедрение технологий безамбарного бурения, которые подразумевают полный отказ от традиционных шламовых амбаров и переход на замкнутые циклы обращения с буровыми отходами.

Безамбарное бурение - это современная технология бурения скважин в нефтегазовой отрасли, при которой полностью отказываются от традиционных открытых шламовых амбаров для хранения бурового шлама и отходов.

В условиях Восточной Сибири, в частности Эвенкийского района, такой способ утилизации отходов в результате бурения приобретает особую актуальность из-за экстремального климата, ограниченной транспортной доступности, повсеместного распространения вечной мерзлоты и высокой уязвимости природных экосистем. В связи с этим значительно возрастает роль высокоэффективных систем очистки бурового раствора, среди которых заметное место занимает перспективная технология «MudCube».

На рисунке 1.1 представлена схема системы «MudCube».

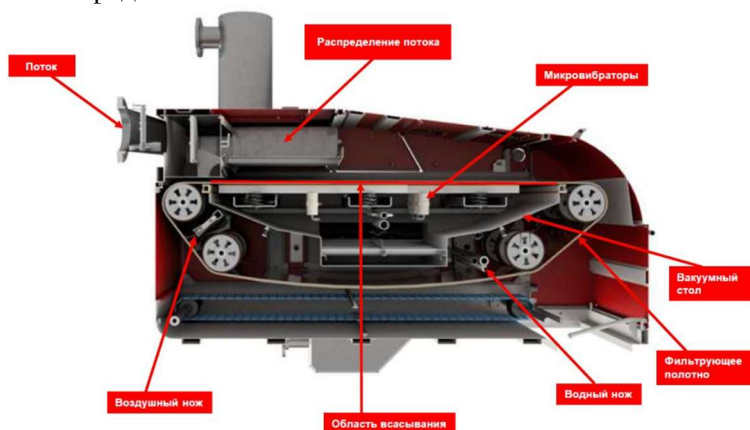


Рис. 1.1 - Схема «MudCube»

Система очистки бурового раствора «MudCube» - это инновационное оборудование первой ступени очистки [1]. Оно представляет собой полностью закрытую, компактную и лёгкую альтернативу традиционным виброситам. «MudCube» специально создана для замкнутых систем обращения с буровым раствором и идеально подходит для безамбарного бурения.

Система «MudCube» работает на основе комбинации мощного воздушного потока и вакуума, которые реализуются через вращающийся ленточный фильтр. В отличие от традиционных вибросит, где применяется высокая вибрация и динамические нагрузки, данная технология обеспечивает значительно более эффективное отделение твёрдой фазы. В результате существенно снижается объём потерь промывочной жидкости, уменьшаются объёмы отходов и повышается общая производительность бурового раствора, что в итоге приводит к заметному сокращению эксплуатационных затрат [1].

Принцип работы данного устройства представлен на рисунке 1.2.

Принцип работы системы заключается в следующем: неочищенный буровой раствор из распределителя поступает в верхнюю часть «MudCube». Вращающаяся фильтрующая лента перемещает смесь раствора и частиц выбуренной породы вперёд, при этом через неё подаётся воздух с расходом 20 000 литров в минуту. Под действием вакуума жидкая фаза проходит сквозь ленту и возвращается в циркуляционную систему, а твёрдая фаза (шлам) продолжает движение по ленте и выгружается для дальнейшей переработки и утилизации [2].

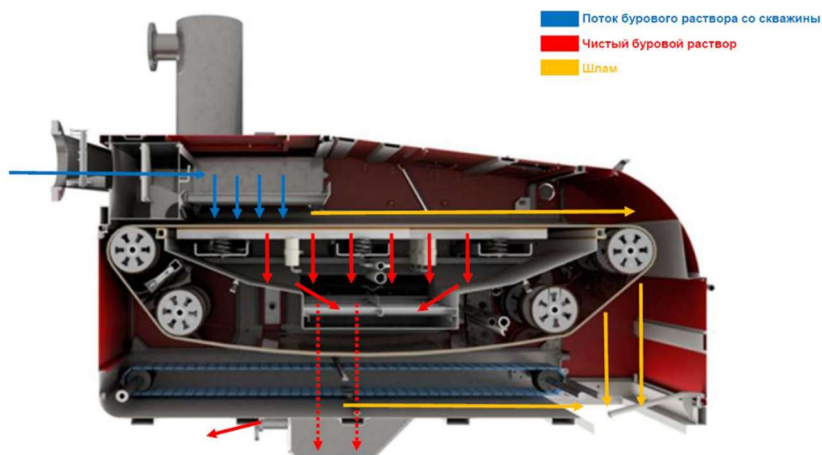


Рис. 1.2 - Принцип работы «MudCube»

Система «MudCube» оснащена одним воздушным ножом, расположенным внутри вертикальной секции ленточного фильтра, который эффективно удаляет налипающую выбуренную породу. Дополнительно установлены водяные ножи, предназначенные для очистки фильтрующей ленты и улучшения процесса фильтрации при бурении вязких глинистых отложений с использованием водных буровых растворов. Кроме того, под лентой размещены пневматические микрорезонаторы, которые создают контролируемый резонанс, повышая проницаемость фильтра и предотвращая его засорение частицами соответствующего размера [3].

Стоит выделить основные преимущества использования «MudCube»:

- высокая эффективность отделения твёрдой фазы (превосходит стандартные вибросита по качеству очистки, что позволяет значительно лучше контролировать содержание низкогравитационных твёрдых частиц и поддерживать оптимальные свойства бурового раствора);
- снижение потерь промывочной жидкости на 30-40 % за счёт более полного возврата жидкой фазы в цикл бурения;
- уменьшение объёма отходов на 30-40 %;
- полная герметичность и экологическая безопасность (отсутствие открытых выбросов, испарений, шума и вибрации);
- компактность (оборудование занимает значительно меньшую площадь на буровой площадке);
- снижение общих эксплуатационных затрат (экономия на реагентах, воде, рекультивации и вывозе отходов при одновременном повышении производительности бурения).

В Эвенкийском районе, где преобладают экстремально низкие температуры, повсеместная вечная мерзлота, крайне слабая транспортная инфраструктура и высокая уязвимость тундровых экосистем, традиционные шламовые амбары представляют серьёзную экологическую и техническую угрозу. Именно в этих условиях работа установки «MudCube» выделяется на общем фоне и способна демонстрировать достойные показатели.

В качестве вывода можно сказать, что представленная система очистки раствора «MudCube» является одной из наиболее привлекательной для проведения качественной очистки промывочной жидкости во время бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Система очистки бурового раствора MudCube // Каталог промышленного оборудования «Кронштадт» URL: <https://www.kron.spb.ru/products/prom/ochistka-br/mudcube/>
2. Щукин А.А. Строительство скважин: Учебное пособие. - Томск: Издательство СГТУ, 2005. - 588 с.
3. Жуков В.В., Симанов В.И., ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет». Сравнительный анализ систем очистки буровых технологических жидкостей применяемые в процессе бурения газонефтяных скважин // Наука и образование: сохраняя прошлое, создаём будущее, Т. 3, 2018. - 69-71 с.
4. Зеленцов А.М., Кугатов В.А., Рыбальченко Ю.М. Эффективная система глубокой очистки бурового раствора. - Булатовские чтения. 2020. Т. 3. - 97-99 с.
5. Методические указания по определению объемов отработанных бурильных растворов и шламов при строительстве скважин: РД 39-3-819-91 от 05.05.2017 г.;

СОВРЕМЕННЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН БЕЗАМБАРНЫМ МЕТОДОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ ВИБРОСИТ

М.Е. Коваль¹, В.А. Дубина²

1 - к.т.н., доцент кафедры БНГС, 2 - магистрант кафедры БНГС

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email vadubina123@yandex.ru

В статье рассматриваются экологические и технологические проблемы традиционного бурения скважин, связанные с образованием больших объёмов бурового шлама и использованием открытых амбаров. Подробно описывается современная безамбарная технология, приводится сравнительный анализ с классическими виброситами по ключевым параметрам, подчёркиваются преимущества при работе с растворами на углеводородной основе.

Ключевые слова: раствор, очистка, шлам, амбар, вибросито, бурение.

Современное бурение скважин неизбежно сопровождается образованием значительных объёмов бурового шлама, содержащего остатки промывочной жидкости, в том числе на углеводородной основе (РУО). Традиционные амбарные методы накопления и хранения отходов приводят к серьёзному загрязнению окружающей среды, высоким затратам на рекультивацию земель и существенному повышению экологических рисков.

В этой связи всё большее распространение получают безамбарные технологии, основанные на принципах замкнутого цикла обращения бурового раствора и максимальной минимизации отходов. Одним из наиболее эффективных современных экологических решений в данной области является применение инновационных систем первой ступени очистки (вибросит), ярким примером которых служит технология «MudCube».

Безамбарное бурение - это современная технология, при которой отказываются от открытых шламовых амбаров и переходят на полностью замкнутый цикл обращения бурового раствора и отходов. Это минимизирует загрязнение окружающей среды, сокращает объёмы отходов и повышает эффективность операций.

Ключевым решением здесь выступает «MudCube» - компактная закрытая система первой ступени очистки. Вместо традиционной вибрации она использует вращающийся ленточный фильтр с мощным воздушным потоком (20 000 л/мин) и вакуумом, что позволяет эффективнее отделять твёрдую фазу от жидкой, снижая потери раствора и объёмы шлама [1].

На рисунке 1.1 представлено устройство «MudCube».



Рис. 1.1 - Устройство «MudCube»

Система «MudCube» работает на принципе сочетания мощного воздушного потока и вакуума, которые создаются через вращающийся ленточный фильтр. В отличие от традиционных вибросит, где используются высокая вибрация и значительные динамические нагрузки, данная технология обеспечивает гораздо более эффективное отделение твёрдой фазы от жидкой. В результате существенно сокращаются потери промывочной жидкости, уменьшаются объёмы отходов, повышается производительность бурового раствора и, как следствие, заметно снижаются эксплуатационные затраты.

Закрытая конструкция «MudCube» в сочетании с отсутствием сильной вибрации надёжно защищает оператора от вдыхания взвесей и испарений, а также существенно снижает уровень шума во время работы. Сейчас система выпускается в усовершенствованной модификации - со встроенным вакуумным блоком для раствора, но при этом сохраняет прежние компактные габариты.

Особенно актуально такое сочетание именно для РУО (растворов на углеводородной основе). Остатки РУО в шламе при традиционном амбарном хранении создают высокий риск загрязнения почвы и водоёмов. Безамбарное бурение с «MudCube» максимально возвращает дорогой углеводородный раствор в оборот, резко снижая потери, отходы и экологические риски.

Сравнительный анализ применения обычных вибросит и «MudCube» представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Сравнительный анализ применения вибросит и технологии MudCube

Параметры	Вибросито	MudCube
<i>Технология операции</i>	Вибрация (гравитация)	Поток воздуха (вакуум) + микровибрация
<i>Вентиляция</i>	Ограниченная, открыто в воздух	Внутренняя и полностью закрытая, 100% удаление взвеси и испарений
<i>Шум</i>	>95 dB	<70 dB
<i>Вибрация</i>	Значительная	Отсутствует структурная вибрации
<i>Фильтры</i>	Раствор со шламом постоянно подается на один и тот же фильтр, требуется промывка фильтров	Благодаря вращению ленточного фильтра буровой раствор со шламом равномерно распределяется по всей поверхности полотна, обеспечивая равномерный износ. Вторичный фильтр автоматически выявляет повреждения (дыры) в основном полотне, а встроенный воздушный нож непрерывно очищает фильтр без остановки оборудования.
<i>Время воздействия на персонал</i>	Высокое	Низкое
<i>Управление</i>	Ручное	Удаленное/автоматика

«MudCube» - это, по сути, полностью закрытая камера, внутри которой крутится ленточный фильтр. Через всю эту конструкцию мощно прогоняется воздух, создавая настоящий вакуум. Благодаря такому подходу буровой раствор уже не разлетается во все стороны и не превращается в мелкий аэрозоль, которым раньше дышали все на буровой. Шлам на выходе получается заметно плотнее и суше, а обратно в систему возвращается на 20-30 % больше ценного раствора, чем при работе обычных вибросит.

Если сравнивать с традиционными виброситами, которые трясутся от вибрации и полагаются в основном на гравитацию, то «MudCube» работает совсем по-другому - в основном за счёт вакуума и вращающегося фильтра, поэтому вибрация здесь минимальная, а вся установка ведёт себя гораздо тише и аккуратнее.

Что выделяет «MudCube» среди аналогов:

- высокая степень очистки раствора;
- полная герметичность;
- низкий шум (меньше 70 дБ);
- возможность осуществлять управление дистанционно.

Таким образом, данная технология заметно улучшает весь процесс: бурение становится экологичнее, безопаснее и при этом ощутимо дешевле в работе. Переход на «MudCube» позволяет серьезно сократить количество отходов, вернуть в цикл

намного больше ценного бурового раствора, снизить пожароопасность и сэкономить на обслуживании оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Система очистки бурового раствора MudCube // Каталог промышленного оборудования «Кронштадт» URL: <https://www.kron.spb.ru/products/prom/ochistka-br/mudcube/>

2. Жуков В.В., Симанов В.И., ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет». Сравнительный анализ систем очистки буровых технологических жидкостей применяемые в процессе бурения газонефтяных скважин // Наука и образование: сохраняя прошлое, создаём будущее, Т. 3, 2018. - 69-71 с.

3. Методические указания по определению объемов отработанных бурильных растворов и шламов при строительстве скважин: РД 39-3-819-91 от 05.05.2017 г.;

УДК 622.245.42

СТРУКТУРНЫЕ СВОЙСТВА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ УПРАВЛЕНИЯ

С. В. Мячин

Научный руководитель: доцент, к.т.н. Нечаева О. А.

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: myachinpchput@gmail.com

АННОТАЦИЯ. Показана роль структурных параметров промывочных жидкостей (буровых растворов) в обеспечении вымова шлама и устойчивости ствола скважины при остановках циркуляции. В формате аналитического и экспериментального исследования рассмотрены методы управления структурой на основе модификации состава (нанодобавки SiO₂, полимер-графеновые композиты), температурного фактора и корректной реологической параметризации (модель Гершеля–Балкли). Представлены результаты лабораторных испытаний по методике ГОСТ Р 56946-2016: получены зависимости гелевой прочности от температуры и состава, оценены параметры модели Гершеля–Балкли и композиции с ГО-композитом. Сформулированы практические рекомендации по целевому структурообразованию, применимые к условиям высокой температуры и солёности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: буровой раствор; структурная прочность; гелевая прочность; реология; модель Гершеля–Балкли; наночастицы SiO₂; оксид графена; полимерные композиции; плоская реология; ГОСТ Р 56946-2016

ВВЕДЕНИЕ

В статье рассмотрены принципы формирования структуры промывочных жидкостей (буровых растворов), их роль в обеспечении транспорта выбуренной

породы и устойчивости ствола скважины, а также практические подходы к управлению структурными параметрами в условиях высоких температур, повышенной минерализации и статических остановок циркуляции. При недостаточной гелевой прочности частицы шлама оседают, а при чрезмерном росте структуры после простоя возрастают пусковые давления; поэтому состав раствора приходится подбирать с учётом температуры, минерализации и времени покоя [2, с. 78–82; 4, с. 54–61].

Для промысловой практики важен не сам факт повышения структурной прочности, а её рабочий диапазон: раствор должен удерживать выбуренную породу в покое, но не создавать избыточных нагрузок при возобновлении циркуляции [3, с. 112–124]. В этой связи сопоставлены литературные данные и результаты лабораторных испытаний автора по системам с SiO₂ и GO-композитом.

АКТУАЛЬНОСТЬ, НАУЧНАЯ ЗНАЧИМОСТЬ ВОПРОСОВ С КРАТКИМ ОБЗОРОМ ЛИТЕРАТУРЫ

Актуальность обусловлена необходимостью контроля структурных параметров в условиях высоких температур и солёности, а также при сложных профилях скважин.

Контроль структурных параметров становится особенно жёстким при нагреве раствора, росте минерализации и отклоняющихся профилях скважин: именно в этих условиях быстрее проявляется разбалансировка между пределом текучести, GEL и гидравлическими потерями [2, с. 78–82; 4, с. 54–61].

- По данным С. М. Дуркина и Т. О. Акбулатова, с повышением температуры у водных и полимерглинистых систем снижаются τ и гелевая прочность; следовательно, запас по удержанию шлама, достаточный при 25 °С, уже не гарантирует ту же устойчивость при нагреве [2, с. 78–82; 4, с. 54–61].
- Иная проблема связана не с составом, а с расчётом: использование модели Гершеля–Балкли позволяет согласовать лабораторные данные по течению раствора с гидравлическими расчётами заметно лучше, чем упрощённые аппроксимации [3, с. 112–124].
- Для наномодифицированных систем картина сложнее. SiO₂ в работах [5, с. 45–52; 6, с. 33–38] чаще связывают с ростом вязкости и снижением фильтрации, тогда как для графеноксидных композиций Мнацаканов и соавт. фиксируют ещё и более выраженное структурообразование [8, с. 102–110].
- Наконец, концепция «плоской реологии» востребована там, где приходится одновременно сдерживать рост ECD и избегать скачков пускового давления после остановки циркуляции [7, с. 22–28].

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Цель: обосновать и продемонстрировать управляемость структурных свойств промывочной жидкости посредством выбора состава и корректной реологической модели в диапазоне технологически значимых температур.

Задачи:

- 1) обобщить российские данные по влиянию температуры и нанодобавок;
- 2) получить экспериментальные зависимости гелевой прочности от температуры и состава по ГОСТ Р 56946-2016 [1, с. 3–12];

- 3) оценить параметры модели Гершеля–Балкли и сопоставить системы по τ_y и K ; (iv) сформулировать практические рекомендации.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Для расчётов применяется модель Гершеля–Балкли:

$$\tau = \tau_y + K \cdot \dot{\gamma}^n,$$

где τ – напряжение сдвига,

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига,

τ_y – предел текучести,

K – коэффициент консистенции,

n – показатель течения.

Выбор параметров выполняется в релевантном диапазоне $\dot{\gamma}$, что повышает точность расчётов потерь давления [3, с. 112–124]. Лабораторные испытания реологических и структурных характеристик проводятся по ГОСТ Р 56946-2016 и смежным стандартам; регламентируются методики измерений и пересчётов единиц [1, с. 5–18]. При росте температуры наблюдается снижение τ_y и гелевой прочности в водных и полимерных системах [2, с. 78–82; 4, с. 54–61].

При снижении скорости сдвига пространственная сетка в водных и бентонитовых системах начинает восстанавливаться, и уже в этой зоне проявляется предел текучести – напряжение, необходимое для перевода раствора из состояния покоя в состояние течения [2, с. 78–82; 3, с. 112–124]. Электрокинетическое взаимодействие дисперсных частиц поддерживает такую сетку, однако её прочность не является постоянной величиной: она зависит от температуры, минерализации и предыстории сдвига. Именно поэтому одинаковый по плотности раствор может по-разному вести себя при запуске циркуляции после простоя.

С тиксотропией ситуация ещё чувствительнее. После покоя связи между частицами усиливаются, и раствор удерживает шлам во взвешенном состоянии, но чрезмерный рост GEL переводит выигрыш в проблему – увеличиваются пусковые давления и риск осложнений при возобновлении циркуляции [4, с. 54–61]. Эксперимент автора показывает ту же границу применимости: базовый WBM имеет GEL10 s 10,2 Па, тогда как при направленном усилении структуры показатель GEL10 min возрастает до 38,6 Па для системы с 1,0 % SiO₂. Вернее, важно не максимальное значение само по себе, а его управляемость во времени.

SiO₂ действует прежде всего через изменение объёма межчастичных взаимодействий: высокая удельная поверхность такой добавки усиливает вязкостный отклик системы и обычно снижает фильтрационные потери, что отмечено в работах [5, с. 45–52; 6, с. 33–38]. GO-композит работает иначе: помимо влияния на дисперсную фазу он формирует на стенке скважины более выраженный барьерный слой, из-за чего одновременно уменьшается линейное набухание и возрастает устойчивость ствола [8, с. 102–110].

Температурный эффект для наночастиц сводится не столько к «термостойкости» самих частиц, сколько к их способности замедлять деградацию полимерной матрицы и перераспределять тепло в объёме раствора [5, с. 45–52]. Впрочем, количественная модель такого влияния для буровых систем пока описана неполно. По экспериментальным данным автора, при 0,5 % GO-композита τ_y возрастает с 2,40 до 3,10 Па, а K – с 0,60 до 0,75 Па·сⁿ; это согласуется с представлением об усилении структуры без резкого изменения характера течения [3, с. 112–124; 8, с. 102–110].

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ, ПРЕДЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЙ, РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Таблица 1 – Сравнительная характеристика структурных параметров при разном составе

СОСТАВ	ГЕЛЬ 10 С, Па	ГЕЛЬ 10 МИН, Па	Δ GEL _{10min} (АБС.), Па	Δ GEL _{10min} (%)
База (WBM)	10,2	15,6	0,0	0,0
WBM + 1,0 % SiO ₂	28,3	38,6	23,0	147,4
WBM + 0,5 % GO-КОМПОЗИТ	22,0	35,2	19,6	125,6

Источник: экспериментальные данные автора; методика – ГОСТ Р 56946-2016 [1, с. 5–18]; обоснование выбора нанодобавок – [5, с. 45–52; 6, с. 33–38; 8, с. 102–110].

Добавки 1,0 % SiO₂ и 0,5 % GO-композиата повышают 10-минутную гелевую прочность с 15,6 Па (база) до 38,6 Па и 35,2 Па соответственно, что соответствует приросту на 23,0 Па (+147 %) и 19,6 Па (+126 %). Это подтверждает эффективность наномодификации для целенаправленного усиления структуры бурового раствора в статических условиях [5, с. 45–52; 8, с. 102–110].

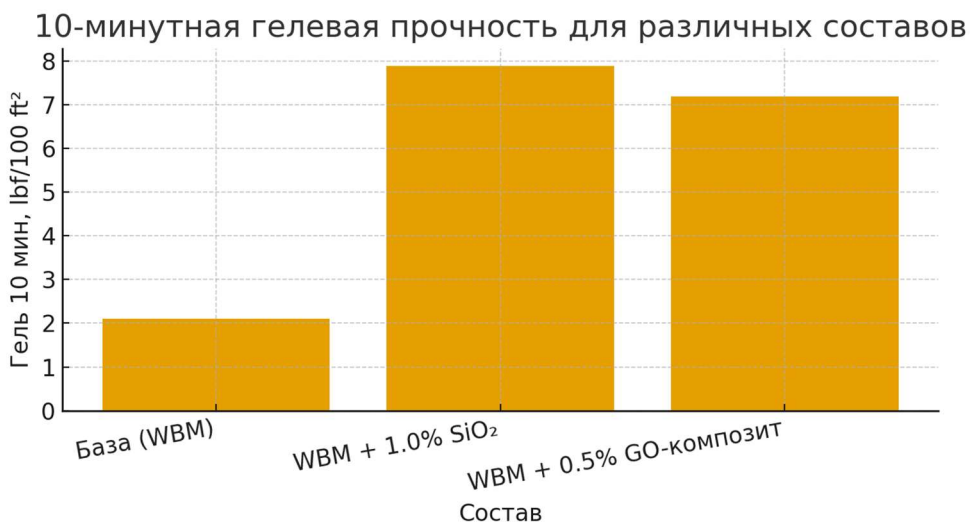


Рис. 1. Влияние состава (SiO₂, GO-композиат) на 10-минутную гелевую прочность

Источник: экспериментальные данные автора; методика – ГОСТ Р 56946-2016 [1, с. 5–18].

Влияние температуры на 10-секундную гелевую прочность (WBM)

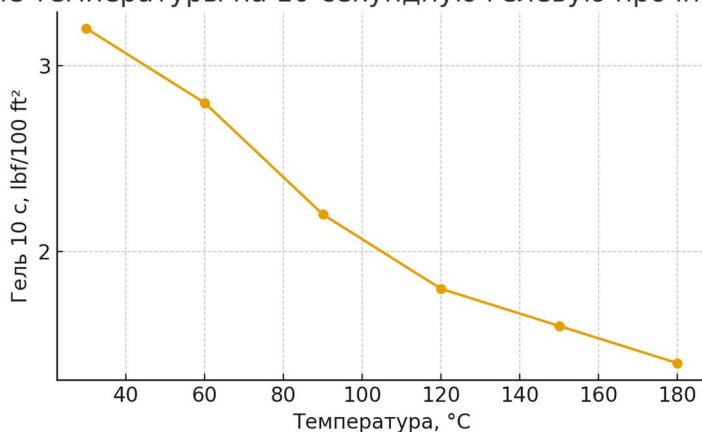


Рис. 2. Влияние температуры на 10-секундную гелевую прочность базового WBM

Источник: экспериментальные данные автора; методика – ГОСТ Р 56946-2016 [1, с. 5–18]. Тренд согласуется с литературными данными о снижении τ_u и GEL при росте температуры [2, с. 78–82; 4, с. 54–61].

Таблица 2 – Параметры модели Гершеля–Балкли для базового WBM и композиции с GO-композитом

Система	τ_u , Па	K , Па·с ⁿ	n	$\Delta \tau_u$ (абс.)	$\Delta \tau_u$ (%)	ΔK (абс.)	ΔK (%)
WBM (база)	2.40	0.60	0.63	0.00	0.00	0.00	0.00
WBM + 0.5% GO-КОМПОЗИТ	3.10	0.75	0.61	0.70	29.20	0.15	25.00

Источник: экспериментальные данные автора; подход к параметризации – [3, с. 112–124]; методика измерений – [1, с. 5–18].

Вывод к таблице: переход к GO-композиту повышает τ_u на 0,70 Па (+29,2%) и K на 0,15 Па·сⁿ (+25,0%) при близком n , что указывает на усиление пространственной структуры без чрезмерного утяжеления потока [3, с. 112–124; 8, с. 102–110].

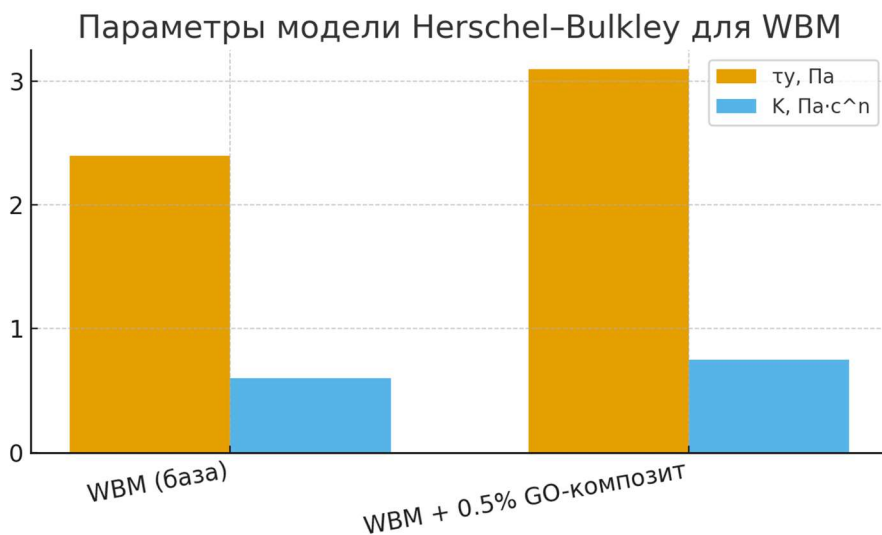


Рис. 3. Сравнение τ_0 и K (НВ) для базового WBM и WBM + GO-композита

Источник: экспериментальные данные автора; подход к параметризации – [3, с. 112–124].

Практическая значимость:

1. При высокотемпературном режиме на первый план выходит сохранение рабочей гелевой прочности: результаты по SiO_2 1,0 % и GO-композиту 0,5 % показывают, что термостойкие полимерно-наночастичные системы целесообразно использовать там, где требуется поддерживать GEL10 min без чрезмерного роста пусковых давлений [5, с. 45–52; 6, с. 33–38; 8, с. 102–110].
2. Когда проблема связана с неравномерным прогревом циркуляционного контура, более уместны «плоскореологические» решения – они позволяют сдерживать гелеобразование на холодных участках и удерживать LSRV в горячей зоне [7, с. 22–28].
3. Для гидравлического расчёта и подбора режима циркуляции реологию следует параметризовать по модели Гершеля–Балкли, поскольку именно такая запись лучше увязывает экспериментальные кривые течения с расчётом потерь давления [3, с. 112–124].

Выбор состава действительно позволяет управлять структурными свойствами промывочной жидкости, однако рабочий эффект определяется не отдельной добавкой, а сочетанием состава, температуры и способа реологической параметризации. В проведённом эксперименте системы с 1,0 % SiO_2 и 0,5 % GO-композитом увеличили GEL10 min относительно базового WBM до 38,6 и 35,2 Па соответственно, а для GO-композита дополнительно зафиксирован рост τ_0 до 3,10 Па и K до 0,75 Па·сⁿ [3, с. 112–124; 8, с. 102–110]. Для промышленной практики это означает возможность адресно регулировать удержание шлама и пусковые давления;

вместе с тем зависимость GEL от температуры и концентрации нанодобавок в расширенном диапазоне минерализации требует отдельной проверки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 56946–2016. Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания. – Москва : Стандартинформ, 2016. – 36 с. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200135747> (дата обращения: 10.12.2025).
2. Дуркин, С. М. Влияние температуры на реологические параметры жидкостей для первичного вскрытия продуктивного пласта / С. М. Дуркин, Е. В. Пономарев, Р. Р. Утяшева // *Neftegaz.RU*. – 2022. – № 7. – URL: magazine.neftegaz.ru (дата обращения: 15.10.2025).
3. Двойников, М. В. Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора в условиях высоких статических температур / М. В. Двойников, М. В. Нуцкова, М. А. Кучерявенко // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 250. – С. 574–585. – URL: pmi.spmi.ru (дата обращения: 13.11.2025).
4. Акбулатов, Т. О. Исследование реологических свойств полимерглинистых буровых растворов в условиях высоких температур / Т. О. Акбулатов, С. В. Гноевых, М. М. Фаттахов // *Вестник Ассоциации буровых подрядчиков*. – 2014. – № 2. – С. 15–19. – URL: <https://adcr.ru> (дата обращения: 21.08.2025).
5. Давуди, Ш. Использование наноматериалов в буровых растворах на водной основе / Ш. Давуди, Г. А. Еремян, А. В. Степико [и др.] // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2021. – № 10. – С. 34–41. – URL: cyberleninka.ru (дата обращения: 16.09.2025).
6. Андреев, Н. В. Влияние наночастиц диоксида кремния на фильтрационные и реологические свойства буровых растворов / Н. В. Андреев, К. М. Минаев // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328, № 11. – С. 6–13. – URL: earchive.tpu.ru (дата обращения: 17.10.2025).
7. Симонянц, С. Л. Особенности систем буровых растворов с «плоской» реологией / С. Л. Симонянц, К. О. Савенок // *Бурение и нефть*. – 2013. – № 6. – С. 34–37. – URL: burneft.ru (дата обращения: 24.11.2025).
8. Мнацаканов, В. А. Исследование влияния оксида графена на свойства буровых растворов на водной основе / В. А. Мнацаканов, В. В. Яковлев, Р. А. Кожевников // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2020. – № 12. – С. 34–38. – URL: elibrary.ru (дата обращения: 12.11.2025).

**АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ПОМЕХ И ИСКАЖЕНИЙ СИГНАЛА
ТЕЛЕМЕТРИИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГИДРОКАНАЛА**

П.А. Гаранин, Н.А. Акуленко

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: ninarag@ya.ru, akulenko_na@mail.ru

В рассматриваемой статье представлен анализ ключевой проблемы телеметрии при бурении - уязвимости гидравлического канала связи к мощным и нестационарным помехам. В работе систематизированы основные источники помех: гидродинамические, механические и изменения параметров самого канала. Рассмотрены традиционные методы борьбы и выявлен их главный недостаток - низкая эффективность при резком изменении спектра помех в нестабильных режимах бурения. В качестве решения авторы предлагают и детально обосновывают мультисоставной метод.

Ключевые слова: сигнал, помехи, качество, стабильность, каротаж, канал.

В современном нефтегазовом бурении, особенно при строительстве горизонтальных и сложноподвижных скважин, критическую роль играют системы телеметрии при бурении. Они в режиме реального времени передают на поверхность данные о траектории скважины, геофизические параметры пласта и информацию о состоянии бурового инструмента.

Одним из самых надежных распространенных физических каналов для такой связи является гидравлический канал, который использует буровой раствор для передачи сигнала от телеметрии на поверхность [1].

Однако эффективность всей системы управления буровым процессом напрямую зависит от устойчивости сигнала, который подвержен мощным и разнообразным помехам, что является ключевым технологическим вызовом.

Помехи носят непрерывный, структурированный и часто нестационарный характер, их основные источники включают:

1) Гидродинамические помехи от бурового оборудования:

- работа буровых насосов (плунжерных) (создают сильнейшие низкочастотные пульсации давления с частотой, кратной числу плунжеров и скорости их хода);

- вращение буровой колонны и работа забойного двигателя или турбобура (вращения вызывают модуляцию потока и вибрации, порождающие дополнительные спектральные составляющие в канале связи);

- турбулентный поток раствора в кольцевом пространстве и в буровых колоннах;

- гидравлические удары при спуско-подъемных операциях или резких изменениях расхода.

2) Механические и акустические воздействия:

-вибрации и удары долота о породу, особенно при бурении в разнородных и твердых пластах;

-работа дополнительного наземного оборудования (например, вибросты, механические сварочные аппараты), вибрации от которых могут передаваться на стояк и манифольд.

3) Изменения параметров канала связи:

-динамическое изменение свойств бурового раствора (плотности, реологических характеристик), а также наличие газа или выбуренной породы в потоке;

-резонансные явления в гидравлической системе «насосы-колонна-затрубное пространство», которые могут усиливать помехи на определенных частотах.

Для обеспечения надежной телеметрии в таких условиях используются сложные методы, часто комбинирующие аппаратную и алгоритмическую части:

1) Аппаратные (пассивные):

-использование гидроаккумуляторов и демпферов пульсаций в наземной обвязке;

-оптимизация конструкции пульсаторов в забойных модулях.

2) Сигнальные (активные):

-тщательный выбор рабочей частоты сигнала, максимально удаленной от основных гармоник насосов и резонансов системы;

-применение фазовой (PSK) или частотной (FSK) манипуляции, которые более устойчивы к амплитудным искажениям по сравнению с амплитудной (ASK);

-использование синхронного накопления сигнала и узкополосных фильтров на поверхности для выделения слабого полезного сигнала из шума;

-сложные алгоритмы цифровой обработки сигналов (ЦОС), включая адаптивные фильтры для подавления периодических помех от насосов.

В нестабильных режимах бурения спектр помех может резко меняться, что приводит к временной, но критической потере связи. По этой причине традиционные методы, ориентированные на одну фиксированную несущую частоту, в таких ситуациях оказываются уязвимы [2].

Однако для данных ситуаций существует особый мультичастотный метод Multi-Channel, который и следует рассмотреть в качестве решения, способного повысить отказоустойчивость и надежность телеметрии в динамичных условиях бурения и передачи данных по гидравлическому каналу.

Модель усиление сигнала представлена на рисунке 1.

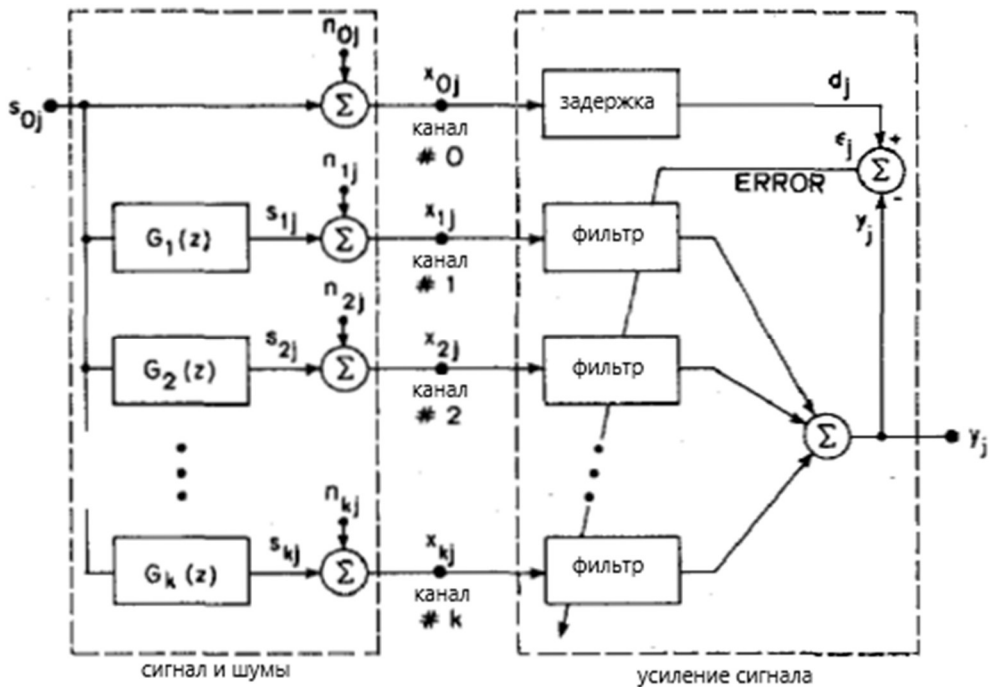


Рис. 1 – Модель усиление сигнала

Суть метода заключается в параллельной передаче одного и того же телеметрического кадра (пакета данных) на нескольких разносущих частотах через единый гидравлический канал. Например, информация кодируется и одновременно излучается модулятором-пульсатором на трех различных частотах (F1, F2, F3). На поверхности, в блоке обработки сигнала, ведется независимое декодирование по каждому из частотных каналов. Окончательное решение о принятых данных принимается по алгоритму мажоритарного голосования или на основе оценки качества каждого канала (например, по метрике отношения сигнал/шум) [3].

Преимущества этого подхода в контексте бурения:

- 1) повышение надежности в переходных режимах (при пуске/остановке насосов, когда спектр помех «плышет», всегда есть высокая вероятность, что хотя бы один из каналов останется в окне прозрачности);
- 2) устойчивость к селективным помехам (если на одной частоте возникает глубокая забивающая помеха (например, совпадение с резонансом или гармоникой от стороннего оборудования), другие каналы обеспечат непрерывность связи);
- 3) отсутствие необходимости в сложной адаптивной подстройке [4];
- 4) совместимость с существующими системами (данный метод может быть реализован как в новых разработках, так и, потенциально, в виде модернизации алгоритмов обработки для существующих систем с широкополосными пульсаторами) [5].

Таким образом, для борьбы с нестационарными и мощными помехами в гидравлическом канале телеметрии при бурении наиболее перспективным является мультисигнатурный метод. Его ключевое преимущество - частотная избыточность: передача одних и тех же данных по нескольким независимым каналам.

Внедрение этого метода позволит существенно повысить отказоустойчивость и достоверность телеметрической информации, что критически важно для безопасности, эффективности и успешного завершения сложных буровых проектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Петров А.И., Сидоров В.П. Сравнительный анализ отечественных систем каротажа в процессе бурения для геонавигации в тонких пластах // Геофизика. - 2021. - № 3(75). - С. 45-52.
2. Жданов М.А., Табаков В.П. Геонавигация при строительстве горизонтальных скважин. - СПб.: Недра, 2017. - 255 с.
3. Аронстам Питер С., Финчер Роджер У., Уоткинс Ларри А. Система и способ связи по зашумленным каналам связи // Патент РФ № 2419996. - Оpubл. 20.05.2009. Бюл. № 14.
4. B. Widrow, «Adaptive noise cancelling: Principles and applications», Proc. IEEE, vol. 63, pp. 1692-1716, Dec. 1975.
5. B. Widrow, «Stationary and nonstationary learning characteristics of the LMS adaptive filter», Proc. IEEE, vol. 64, pp. 1151-1162, Aug. 1976.

СОВРЕМЕННЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КНБК ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ТРЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

П.А. Гаранин, Д.Д. Артеменко

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

Email: ninarag@ya.ru, etaksilver@gmail.com

В статье рассматривается актуальная проблема повышенного трения бурильной колонны при проводке сложнопрофильных скважин. Представлен обзор специальных элементов компоновки низа бурильной колонны, основное назначение которых - снижение механического трения о стенки ствола. Описаны принципы действия катковых центраторов, калиброванных утяжеленных бурильных труб и скребковых переводников. Показано, что экономическая и технологическая целесообразность их применения определяется на основе расчета коэффициента эффективной осевой нагрузки (EFR). Приведена упрощенная методика расчета EFR, позволяющая принять обоснованное решение об использовании антифрикционных элементов КНБК.

Ключевые слова: осевая нагрузка, трение, стенка, скважина, колонна, КНБК.

Рост объемов строительства горизонтальных и многозабойных скважин ставит перед буровыми инженерами сложную задачу преодоления сил трения, которые существенно ограничивают длину проводки ствола, снижают эффективную нагрузку на долото и повышают риск аварий. Помимо оптимизации реологии бурового раствора, ключевым направлением борьбы с трением является применение специальных механических элементов в составе компоновки низа бурильной колонны

(КНБК). Эти элементы предназначены не для искривления ствола или стабилизации долота, а именно для минимизации сил сопротивления движению колонны [1].

В современной практике для борьбы с трением используют три основных типа элементов, интегрируемых в КНБК.

- 1) центраторы;
- 2) калиброванные утяжеленные бурильные трубы (УБТ);
- 3) скребковые переводники.

Центраторы

Элемент представляет собой корпус с выдвжными опорами, на которых установлены свободно вращающиеся ролики (катки). При контакте со стенкой скважины катки проворачиваются, что резко снижает коэффициент трения (с 0,25-0,35 до 0,08-0,15).

Данные элементы наиболее эффективны в интервалах с максимальной нормальной силой прижатия (зоны большой кривизны, точка перехода в горизонт), где дают мгновенный эффект.

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ)

Стандартные УБТ имеют меньший диаметр, чем долото, что приводит к их провисанию и увеличению контактной нагрузки. Калиброванные УБТ имеют наружный диаметр, приближенный к диаметру долота (обычно на 10-15% меньше диаметра скважины). Это выпрямляет ось КНБК, поднимая ее ближе к центру ствола, и уменьшает провисание.

Преимуществом применения таких УБТ является простая и надежная конструкция, отсутствие подвижных частей. Эффект распределен по всей длине калиброванного участка [3].

Скребковые переводники

Скребковые элементы, часто с резиновыми или полимерными уплотнениями, выполняют две функции:

-очищают стенку скважины от толстой фильтрационной корки, которая увеличивает трение;

-создают локальную зону смазки.

Некоторые продвинутые системы генерируют низкочастотные колебания, которые «разрывают» статическое трение покоя в момент начала движения. Применение любого из перечисленных элементов увеличивает стоимость КНБК.

По этой причине их использование должно быть строго обосновано. Универсальным инженерным критерием для принятия такого решения является применение коэффициента эффективной осевой нагрузки (EFR - Effective Friction Ratio) [4].

Метод основан на сравнении потерь на трение в двух сценариях: со стандартной КНБК и с КНБК, оснащенной антифрикционными элементами. Ключевой расчетный параметр EFR показывает то, какая доля нагрузки, приложенной на устье, реально доходит до долота.

$$EFR = WOB_{эф} / WOB_{пов}, \text{ где}$$

$WOB_{эф}$ - эффективная нагрузка на долото;

$WOB_{пов}$ - нагрузка, заданная на поверхности.

EFR около 1 означает, что потери на трение являются незначительными.

$EFR < 0,6$ говорит о том, что потери критически высоки, и требуются меры по их снижению.

Для быстрой прикидочной оценки целесообразности используется следующий порядок действий:

1) С помощью стандартного ПО для расчета бурильных колонн (или упрощенных формул модели «мягкой струны») рассчитывается EFR_{bas} для планируемого ствола со стандартной КНБК;

2) На основе опытных данных или паспортных характеристик инструмента оценивается потенциальный прирост коэффициента. Например, установка одного каткового центратора в зоне максимального изгиба может дать $\Delta EFR = +0,05-0,08$. Использование калиброванных УБТ на горизонтальном участке - $\Delta EFR = +0,03-0,05$.

3) Рассчитывается ожидаемый экономический эффект от применения инструмента.

Он складывается из:

- сокращения времени бурения за счет увеличения EFR и, как следствие, возможности подать больше веса на долото и повысить скорость проходки;

- снижения риска аварий (прихватов, поломок от усталости);

- увеличения достижимой длины ствола, данный эффект сравнивается со стоимостью аренды или покупки специального элемента [5].

Решение о применении принимается, если $(EFR_{осн} + \Sigma \Delta EFR) > EFR_{крит}$, где $EFR_{крит}$ является минимально допустимым значением для успешной проводки данного ствола, а ожидаемый экономический эффект превышает затраты.

Таким образом, в арсенале современного бурового инженера имеется ряд эффективных механических средств для снижения трения - катковые центраторы, калиброванные УБТ и скребковые системы. Их принцип действия основан на фундаментальных законах механики: замене скольжения качением, уменьшении силы прижатия и изменении характера контакта. Однако ключом к успешному применению является не слепое использование, а технико-экономическое обоснование.

Представленный метод, основанный на расчете и анализе коэффициента эффективной осевой нагрузки (EFR), предоставляет для этого четкий и наглядный инструмент. Данный подход позволяет количественно оценить выгоду от внедрения специальных элементов КНБК, трансформируя задачу из технологической в экономическую плоскость, и принять сбалансированное решение, ведущее к повышению общей эффективности бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аветисян Р.А., Валиев Х.С. Управление трением в стволе скважины при

бурении горизонтальных участков // Бурение и нефть. - 2020. - № 7-8. - С. 34-39.

2. РД 39-0147103-356-90. Методика расчета бурильных колонн. - М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - 85 с.

3. Петров А.И., Сидоров В.П. Сравнительный анализ отечественных систем каротажа в процессе бурения для геонавигации в тонких пластах // Геофизика. - 2021. - № 3(75). - С. 45-52.

4. Мищенко И.Т., Мищенко С.И. Механика бурильной колонны и технология проводки сложных скважин. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2018. - 567 с.

5. Султанов Р.Г., Карапетов К.А. Влияние компоновки низа бурильной колонны на величину потерь на трение при проводке протяженных горизонтальных стволов // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 11. - С. 68-71.

АНАЛИЗ РАБОТЫ МОДУЛЯТОРА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КАНАЛА ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

П.А. Гаранин, Н.А. Акуленко

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: ninarag@ya.ru, akulenko_na@mail.ru

В статье рассматривается ключевой элемент современной скважинной телеметрии - гидравлический канал связи и его исполнительное устройство, модулятор (пульсатор). Особое внимание уделяется центральному техническому противоречию в его работе: необходимости минимизировать рабочий зазор для усиления сигнала и одновременной потребности в достаточном зазоре для предотвращения закупоривания частицами бурового раствора. Для решения этой проблемы авторы предлагают инновационный метод вероятностно-гидродинамической оптимизации, основанный на расчете двух параметров: минимального зазора для генерации сигнала и безопасного зазора с допустимым риском засорения.

Ключевые слова: каротаж во время бурения, модулятор, сигнал, качество, забой, данные.

В современном бурении нефтяных скважин телеметрия, или система измерений во время бурения, стала неотъемлемым инструментом для обеспечения безопасности, контроля и оптимизации процесса.

Она позволяет в реальном времени передавать на поверхность критически важные данные: параметры траектории ствола (инклинометрию), механические нагрузки, показания каротажа (например, естественную гамму) и другую диагностическую информацию.

Одним из ключевых звеньев в этой цепочке является канал связи «забой-устье», от надежности и эффективности которого зависит вся ценность получаемых данных. Среди различных технологий передачи (электромагнитной, проводной, акустической) гидравлический (импульсный) канал связи остается одним из наиболее

распространенных благодаря своей относительной простоте, надежности и независимости от электропроводности пород.

Гидравлический канал связи использует в качестве физической среды передачи информации столб бурового раствора, циркулирующего в бурильной колонне. Принцип его действия основан на модуляции параметров этого потока -- создании в нем определенных колебаний давления (импульсов), которые несут закодированные данные. Эти низкочастотные акустические волны распространяются вверх по колонне бурильных труб со скоростью звука в данной жидкости (1000-1500 м/с) и регистрируются на поверхности высокочувствительными датчиками давления, установленными на стояке [1].

Кодирование информации (например, показаний датчиков) осуществляется путем изменения частоты, фазы или амплитуды этих импульсов. Основное преимущество гидроканала - его способность работать на больших глубинах в сложных геологических условиях, где электромагнитные системы теряют сигнал, а проводные - непрактичны.

Для генерации управляемых импульсов давления в скважинных телеметрических системах используется специальное устройство - пульсатор или модулятор [2].

Работа модулятора представлена на рисунке 1.

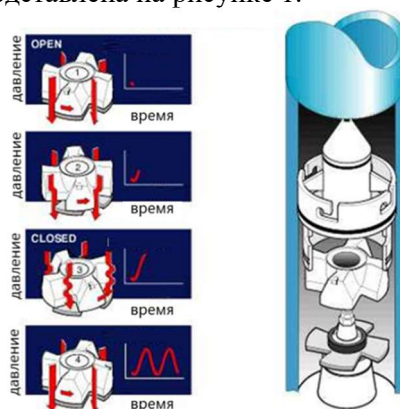


Рис. 1 - Работа модулятора в телеметрии с гидроканалом

Принцип работы классического модулятора основан на периодическом перекрытии части проходного сечения потока. Конструктивно это может быть золотник, заслонка или тарельчатый клапан, приводимый в действие электромеханическим приводом (например, шаговым двигателем). При срабатывании модулятора происходит кратковременное повышение гидравлического сопротивления в его узком сечении (зазоре), что и создает волну повышенного давления (положительный импульс), бегущую вверх по стволу. Для формирования отрицательного импульса используется клапан, кратковременно сбрасывающий часть потока в затрубное пространство.

Таким образом, модулятор выполняет роль «гидравлического телеграфа», преобразуя электрические сигналы от датчиков и процессора системы телеметрии в понятный для декодирования на поверхности код.

Амплитуда генерируемого импульса давления напрямую и обратно пропорциональна размеру рабочего зазора модулятора. Чем меньше зазор между

подвижным элементом и седлом, через который прокачивается раствор, тем больше создаваемое гидравлическое сопротивление и, следовательно, тем выше амплитуда полезного сигнала [3].

Сильный, четкий сигнал обладает следующими преимуществами:

- лучшее отношение сигнал/шум (импульс легче выделить на фоне паразитных шумов от работы буровых насосов, забойного двигателя и течения жидкости);
- большая глубина надежной связи (сигнал меньше затухает при распространении, что расширяет рабочий диапазон системы);
- повышенная помехоустойчивость (снижается вероятность ошибок при декодировании данных на поверхности) [4].

Следовательно, с точки зрения качества передачи данных стремятся к минимизации рабочего зазора. Однако чрезмерное уменьшение зазора вступает в противоречие с другим критическим требованием - эксплуатационной надежностью в агрессивной среде бурового раствора [5].

Для расчета подходящего размера можно воспользоваться методом вероятностно-гидродинамической оптимизации рабочего зазора модулятора.

Метод основан на совместном расчете двух ключевых параметров: минимального зазора (D_{\min}), необходимого для генерации импульса заданной амплитуды, и безопасного зазора ($D_{\text{без}}$), при котором вероятность закупоривания частицами шлама не превышает допустимого риска.

Первый можно найти, если смоделировать, как буровой раствор течет через кольцевой канал, а потом решить уравнение, которое показывает связь между силой импульса давления, тем, сколько раствора течет, его вязкостью и размером щели. Второй параметр считают по вероятностной модели, которая учитывает размер частиц шлама, как быстро он поступает и какой уровень сбоя мы считаем допустимым.

Чтобы понять, какой зазор (мы его называем ОРЗ) выбрать как самый подходящий, надо всего лишь посмотреть на два значения: D_{\min} и $D_{\text{без}}$. Если $D_{\text{без}}$ оказалось больше или равно D_{\min} , то ОРЗ выбираем таким же, как $D_{\text{без}}$. Тогда наш сигнал будет работать как часы, да еще и с запасом. Однако если $D_{\text{без}}$ вдруг меньше, чем D_{\min} , тут уже возникает вопрос, и его решать придется не технарям, а уже руководству. Можно, конечно, взять D_{\min} , но это значит, что мы пойдем на больший риск или же надо будет изменить настройки потока, чтобы D_{\min} стало побольше.

В обычной работе этот способ хорош тем, что мы все считаем с максимальной точностью. Так риски, когда оборудование работает, заметно уменьшаются.

Когда мы начнем применять такой подход, то забудем про старый принцип «чиним то, что сломалось». Вместо этого, мы сможем заранее видеть, где могут быть проблемы, и управлять тем, насколько всё будет надежным. Если точно знать, с какой вероятностью что-то может забиться на определённом участке, мы сможем заранее продумать, как это предотвратить. И, конечно, убедительно объяснить, почему именно эти технические и финансовые решения окажутся самыми удачными.

Таким образом, если мы будем использовать гидродинамическое моделирование вместе с теорией надёжности, то наши нынешние системы, которые передают данные, станут не просто чуточку лучше. И дело не только в этом. Благодаря такому подходу мы сможем взглянуть совсем иначе, куда серьёзнее, на то, как принимать решения, когда станем придумывать буровые устройства нового поколения. Причём сразу, ещё до того, как что-то будет сделано, мы заложим в них

важный принцип: насколько хорошо будет проходить сигнал и сможет ли сам прибор выдержать все те непростые условия, в которых ему предстоит работать.

ЛИТЕРАТУРА

1. Козлов Е.Н., Фролов С.А. Опыт применения комплекса СИБ-Р для решения задач геонавигации на месторождениях Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2022. - № 5. - С. 60-68.
2. Епифанов Н.Н. Инженерная геофизика: методы и аппаратура для ГИС в процессе бурения. - Томск: Изд-во ТПУ, 2018. - 224 с.
3. Петров А.И., Сидоров В.П. Сравнительный анализ отечественных систем каротажа в процессе бурения для геонавигации в тонких пластах // Геофизика. - 2021. - № 3(75). - С. 45-52.
4. Жданов М.А., Табаков В.П. Геонавигация при строительстве горизонтальных скважин. - СПб.: Недра, 2017. - 255 с.
5. Аронстам Питер С., Финчер Роджер У., Уоткинс Ларри А. Система и способ связи по зашумленным каналам связи // Патент РФ № 2419996. – Оpubл. 20.05.2009. Бюл. № 14.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ МОДЕЛЕЙ ТРЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СКВАЖИН

П.А. Гаранин, Д.Д. Артеменко

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Email: ninarag@ya.ru, etaksilver@gmail.com

В статье проводится сравнительный анализ двух ключевых моделей для расчёта трения бурильной колонны - упрощённой модели «мягкой струны» и более точной модели «жёсткой струны». Показано, что первая, несмотря на простоту, может приводить к опасным ошибкам в проектировании сложных скважин, так как не учитывает изгибную жёсткость труб и «не видит» локальных пиковых нагрузок. Модель «жёсткой струны», хотя и требует больше ресурсов, признана обязательной для безопасного проектирования горизонтальных и многозабойных скважин, так как позволяет точно прогнозировать критические точки и избегать аварий.

Ключевые слова: проектирование, изгиб, нагрузка, трение, ось, прогноз.

При проектировании наклонно-направленных скважин ошибка в расчёте трения колонны о стенку приводит к конкретным проблемам: осевая нагрузка на долото падает ниже проектной, крутящий момент растёт, а на горизонтальном участке длиной 800–1500 метров проходка замедляется из-за накопленного сопротивления. Мы сравнили три подхода — эмпирические коэффициенты, модель мягкой струны ($EI=0$) и модель жёсткой струны ($EI\neq 0$) — по четырём критериям: физическая основа, чувствительность к геометрии ствола, точность прогноза пиковых нагрузок и

применимость в реальных проектах. На примере шести скважин с отходом от вертикали более 1000 метров показано, где каждая модель даёт сбой.

Вертикальные скважины до 2000 метров глубины редко требуют точного расчёта трения — потери компенсируются запасом по весу труб. Но при отходе от вертикали на 500 метров и более ситуация меняется. Например, в горизонтальном стволе длиной 300 метров около 15% осевой нагрузки теряется из-за контакта колонны со стенкой. Если не учесть это в проекте, фактическая нагрузка на долото будет на 10–20% ниже расчётной. Скорость проходки упадёт, а момент на верхнем приводе может превысить допустимые 25 кН·м.

Источник ошибки — в выборе модели. Упрощённые схемы (гибкая нить, эмпирика) не учитывают изгибную жёсткость колонны и локальные зоны контакта. В работе мы проверили это на данных пяти горизонтальных скважин Самотлора, где заранее фиксировались фактические нагрузки и моменты.

Эмпирические коэффициенты берут из промысловых данных: замеры крюковой нагрузки, параметры спуска колонны, фактические моменты на роторе. Например, для куста №12 ПАО «Сургутнефтегаз» коэффициент трения 0.25 давал погрешность $\pm 7\%$ в шести скважинах. Но при переходе на куст №14 с глинистыми породами тот же коэффициент занижал осевые потери на 18%. Такая модель работает только для тиражирования скважин в идентичных условиях. Для нового месторождения или раствора на основе синтетики она не годится.

Модель мягкой струны ($EI=0$) до сих пор встроена в 90% инженерного ПО. Колонна считается гибкой нитью, полностью повторяющей ствол. Контактная сила N вычисляется из равновесия элементарного участка, трение — по формуле $F_{тр} = \mu N$. Расчёт выполняется за 2–3 минуты даже на ПК средней мощности.

На скважинах с зенитным углом до 55° и длиной горизонтального участка до 500 метров модель даёт погрешность 8–12% (сравнение с замерами в десяти скважинах Уватского проекта). Но при кривизне более $8^\circ/30$ м или длине горизонта свыше 800 метров ошибка растёт. Колонна ведёт себя как балка, а не как верёвка — возникают точки локального контакта, которые модель не видит. В скважине №45 Восточной Сибири расчёт показал плавное распределение нагрузки, а фактические замеры выявили пик 1.8 т/м на выходе из дуги.

Модель жёсткой струны ($EI \neq 0$) учитывает изгибную жёсткость колонны. Расчёт ведётся методом конечных элементов: колонну разбивают на сегменты, в узлах вычисляют реакции и перемещения. Например, в ПО WellPlan на это уходит 15–25 минут. Зато модель ловит локальные пики. В той же скважине №45 она показала 2.3 т/м в зоне перехода — это совпало с замером тензодатчиками.

Недостаток — требуется детальная входная информация: точный каротаж ствола, характеристики труб, данные по раствору. На стадии предварительного проектирования таких данных обычно нет.

На простых профилях разница между моделями невелика: осевые потери отличаются на 7–10%, момент — на 12%. Мягкая струна здесь приемлема.

Но при длине горизонта 1200 метров (скважина №78, Ямал) ситуация меняется. Мягкая модель дала равномерное распределение нагрузки, жёсткая — пик 2.6 т/м на третьем участке изменения азимута. Именно там позже возникла затяжка при спуске.

Крутящий момент в мягкой модели занижен на 22% для участков с кривизной выше $7^\circ/30$ м. В скважине №102 фактические 28 кН·м достигнуты на глубине 3200 м,

хотя расчёт по $EI=0$ предсказывал запас до 3500 м. Жёсткая модель совпала с замером с погрешностью 3%

ЛИТЕРАТУРА

1. Смирнов В.Г., Козлов Д.А. Применение модели «мягкой струны» для оперативного контроля трения при бурении горизонтальных скважин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. - 2019. - № 4. - С. 28-34.

2. Мищенко И.Т., Мищенко С.И. Механика бурильной колонны и технология проводки сложных скважин. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2018. - 567 с.

3. Каримов Р.Н., Федотов А.С. Прогнозирование предельной длины ствола на основе модели «жесткой струны» и анализа коэффициента EFR // Бурение и нефть. - 2020. - № 5. - С. 40-45.

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ПЕРЕД ВНЕШНИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВОК ГОРИЗАНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ (ГНБ)

Р.А. Хасаев, Э.Ш. Аскеров, И.М. Васин

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: askerovelnur2005@gmail.com, ivan.vasir@yandex.ru, rakhasaev@gmail.com

Аннотация. В работе рассмотрены буровые установки горизонтально-направленного бурения (ГНБ) для повышения устойчивости буровых площадок перед внешним воздействием. Проанализированы несколько вариантов для работы в Самарской области. Проведено сравнение их характеристик и применимость на буровых установках

Установлено, что установки ГНБ, в отличие от традиционного метода бурения, более устойчивы. Установки отлично себя проявят в условиях, когда наша страна может подвергаться агрессией извне.

Сделан вывод о перспективах установках ГНБ для повышения для устойчивости буровых площадок вне зависимости от внешних условий.

Ключевые слова: установки ГНБ, ядерный удар, скважина, буровые площадки, повышение устойчивости перед внешним воздействием внешней ядерной агрессии, поражающий фактор, зоны безопасности

Недавний инцидент на Куйбышевском НПЗ показал растущую угрозу для критически важной инфраструктуры нашей страны. Тем самым наша разработка ставит своей целью создание мер, противодействующих современной геополитической напряжённости. Также, некие проблемы проявлялись и в мирное время, которые нуждались в решении. В статье мы рассмотрим современные меры, позволяющие снизить потери и сохранить работоспособность объектов в любых условиях.

За последние несколько лет, по сравнению с предыдущим, количество материала, статей и литературы касаясь федеральных норм и правил в области промышленной безопасности многократно возросло по сравнению с предыдущим десятилетием. Исходя из этого можно сделать вывод о растущей актуальности нашей проблемы.

Целью статьи является: составление списка рекомендаций для защиты критически важных ресурсов и подбор буровых установок для продолжения добычи в любых условиях. Архивы Национальной Безопасности США относительно недавно опубликовали рассекреченный список ядерных целей 1956 года, в который входят 1100 географических пунктов в Восточной Европе, СССР, Китае и Северной Корее. В 1991 году СССР распался и список видоизменился. Теперь приблизительно планируется нарушить работоспособность таких регионов России, как: Москва, Нижний Новгород, Казань, Самара, Екатеринбург, Новосибирск, Омск и Саратов.

Для понимания уровня опасности возьмём в пример Самарскую область.

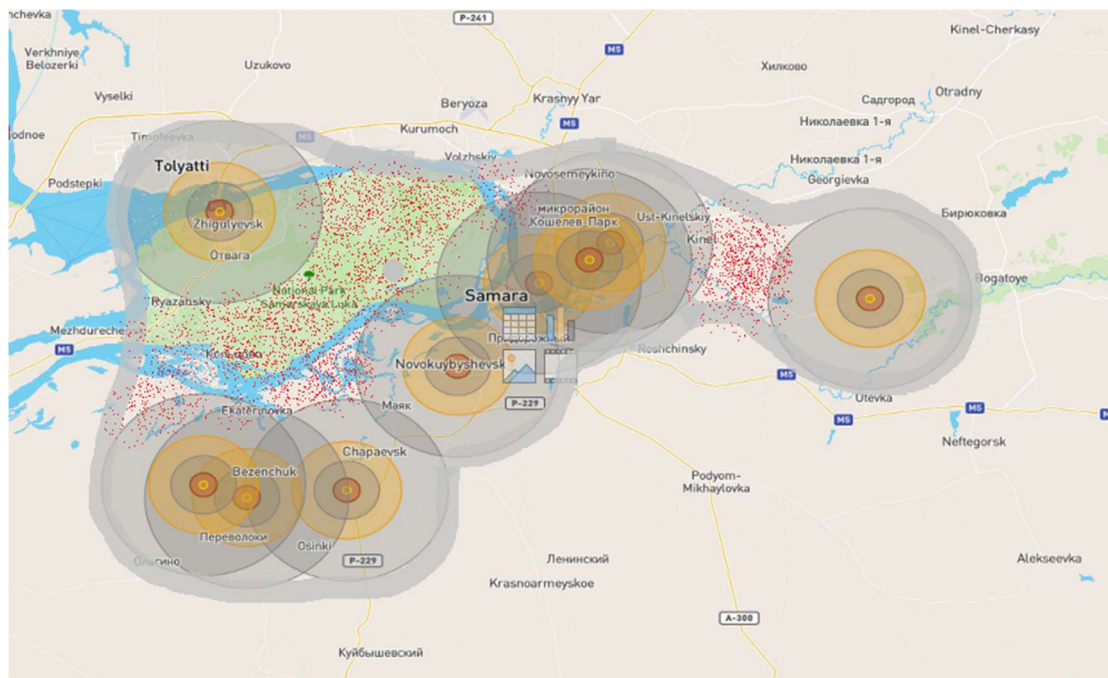


Рис. 1. Предположительные удары по Самарской области

На Рис. 1 показаны предположительные ядерные удары по самарской области и их зоны поражения по плану МАО1, МАО2, МАО3, МАО4. Как можно видеть удары планируются по:

- 1 - Бобровская военная база; 2 - аэродрому «Безымянка»
- 3 - Кировская площадь
- 4 – Жигулёвское ГЭС
- 5,6,7 районы Безенчука

На рис. 2 изображена карта нефтяных месторождений, где сами пласты залегания обозначены черными метками. Сравнивая эту карту, с картой зон поражения с рис. 1, мы можем сделать вывод о том, что на сегодняшний день Бузулукский бассейн не будет находиться в зоне поражения

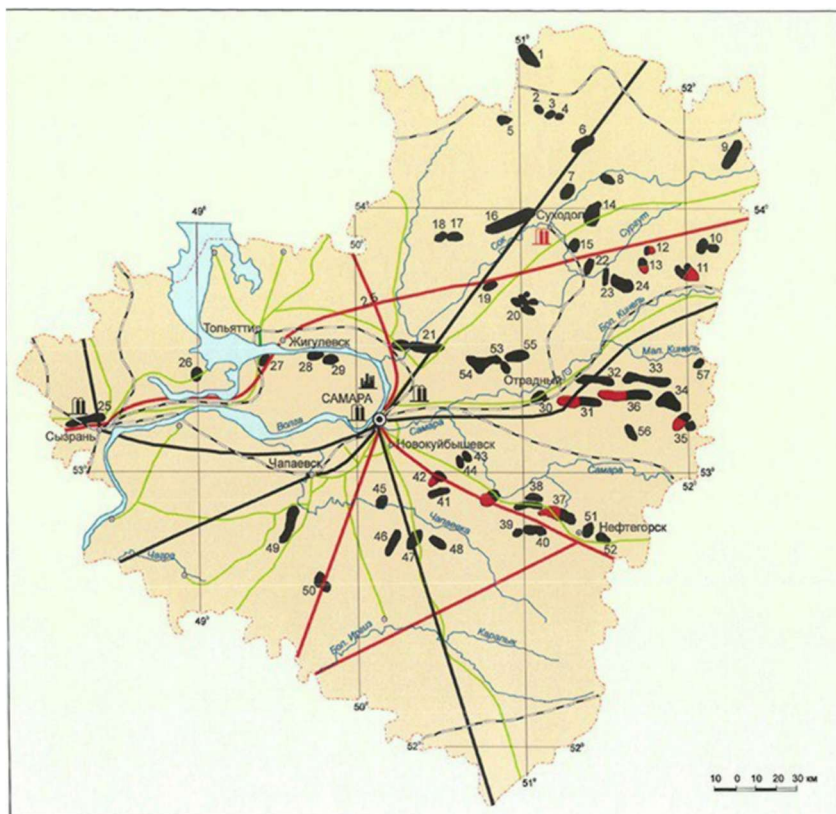


Рис.2. Карта месторождений Самарской области

Ядерный удар представляет собой не просто большую ударную волну, даже одна боеголовка обладает множеством угроз. К этим угрозам относится ударная волна, способная сносить высотные здания. Это одна из основных угроз т.к. буровые установки обладают высокой парусностью ввиду своих высоких габаритов. Тепловая волна также может привести ко взрывам горючих веществ, которые присутствуют в избытке на буровых площадках. Также к угрозам взрыва горючих материалов можно отнести световое излучение.

Однако существуют не только основные угрозы, способные повлечь огромные жертвы, но и вторичные, не менее опасные. Радиационное излучение делает невозможным продолжение работы в зонах поражения. Электромагнитная зона поражения нарушает целостность работы различных систем, активно представленные на буровых площадках. Нарушение логистики ввиду и энергоснабжения также является вторичной угрозой для стабильного функционирования буровой

В нынешнее время, когда вероятность внешней ядерной агрессии в нашей стране растёт, необходимо, чтобы буровые площадки продолжали работу. Из-за воздействия поражающих факторов, поскольку нынешние буровые установки никак не оборудованы от угроз ядерного удара, предлагается переход на установки горизонтально-направленного бурения. Работа ГНБ позволит:

1. Уменьшить парусность и низкий профиль установки;
2. Работать без стабильного энергоснабжения;
3. Устоять перед радиационным фоном
4. улучшить Мобильность и манёвренность на разрушенной территории;
5. Устоять перед поражающим фактором;

Полная «защищённость» мобильной буровой установки от прямого воздействия ядерного взрыва невозможна. Цель разрабатываемых мер — уменьшить вероятность потери работоспособности ключевых функций, защитить персонал и обеспечить способность к быстрому восстановлению операций (переподключение/перемещение/ввод резервов) в районах вне эпицентра поражения.

Переход на ГНБ осуществляется не только с целью уменьшить парусность обычных буровых установок, а также ответить условиям бурения в стеснённых условиях или на площадках с ограниченным доступом (например, близко к существующей инфраструктуре, под зданиями или в городе).

Подбор установок ГНБ

Были подобраны несколько моделей горизонтально-наклонных буровых установок, отвечающих необходимым требованиям, в условиях Самарской области и повышенной угрозе. Основным критерием по подбору моделей стала сила тяги, превышающая 200 кН, а также крутящий момент с показателями, достигающими 35000 Н*м. Важно, чтобы высота установки не превышала 3 метра, т. к. иначе будут затруднения со строительством площадки

Станки преимущественно производятся в Китае, некоторые модели в Германии, основные технические характеристики приведены в следующей таблице 1.

Табл. 1. Технические характеристики подобранных установок

Модель	Сила тяги (кН)	Крутящий момент (Н·м)	Угол наклона	Мощность двигателей (л.с.)	Транспортная длина (мм)	Транспортная высота (мм)	Вес оборудования (т)
ХСМГ XZ720E	730 / 1000 (подача/ обратная)	35 000	До 20°	до 136 (примерно 136 л.с.)	7100	2600	около 11 – 15,2
ХСМГ XZ450-Plus	960	27 000	До 20°	194 кВт (примерно 260 л.с.)	8800	2610	14,5
ХСМГ XZ400	400	15 000	До 20°	178 л.с.	7100	2450	12
ГНБ МТ96х2 7 MDRILLING	960 / 960 (тяговое усилие)	27 000	До 20°	194 кВт (примерно 260 л.с.)	8800	2610	2610
XZ200	до 205	до 5300	До 20°	149	6330	2400	около 3,7 – 4,84

Основные производственные модели установок отвечают нынешним условиям в Самарской области, эти условия включают в себя:

- Максимальная длина скважины — до 4000м.
- Максимальный диаметр скважины — до 1300 мм.
- Рабочий диапазон температур — от -40 °С до +40 °С.
- Применяются бурильные трубы длиной 5–6 м с соединением IF (2 7/8" – 4 1/2").

Данные установки ГНБ предназначена для бурения эксплуатационных, инженерно-геологических и технологических скважин малого и среднего диаметра.

Благодаря прочной стальной конструкции, эффективной гидравлике и устойчивому гусеничному основанию она способна работать на нестабильных или повреждённых грунтах, что делает её пригодной для применения в условиях повышенных внешних нагрузок.

Модульная структура и компактные размеры облегчают транспортировку и позволяют оперативно вводить установку в строй после внештатных воздействий.

Практические рекомендации для создания зон безопасности

Рекомендации для создания зон безопасности можно разбить на 2 группы. Первая группа включает в себя активные меры безопасности, связанные с площадкой, размещением оборудования и планированием проекта, в них входят:

1) Выбор рельефа площадки, учитывая преимущественно степной характер Самарской области, в случае малой холмистости рельефа, необходимо будет увеличить высоту обваловки;

2) Мягкие укрытия и Высота обваловки минимум 1 м;

3) Учитывая высоту станка ГНБ в 2,5 м, площадка должна быть глубиной равной высоте станку, учитывая высоту обваловки в 1 метр, общая высота составит примерно 3,5 метра. Этой высоты будет достаточно для защиты от ударных волн.

Вторая группа рекомендаций включает в себя Конструктивные и пассивные меры (обеспечивают уменьшение прямого ущерба). В них входят:

1. Минимизация открытых и горючих элементов; для защиты от теплового излучения для исключения возможности пожаров и взрывов;

2. Съёмные защитные кожухи для оборудования, в случае проникновения ударной волны;
3. Защита уязвимых узлов;
4. Противопожарные разрывы и организация зон безопасности и эвакуации;
5. Разработка протоколов действий в случае чрезвычайного происшествия;
6. Резервные источники питания в случае поражения электрических каналов связи и питания.

От этих мер ожидается уменьшение вероятности потери всей установки и как следствия останова бурения, сохранение функций критичных узлов площадки, а также ускоренное восстановление в случае ЧП.

Следует понимать, что работа бурильной установки в непосредственной близости от эпицентра взрыва является бессмысленной, так как:

- уровень механических, тепловых и радиационных нагрузок делает невозможным функционирование любого оборудования;
- экономически нецелесообразно проводить восстановительные работы в зоне полного разрушения — дешевле и безопаснее восстанавливать скважины и коммуникации в периферийных, уцелевших районах;
- затраты на защиту и эксплуатацию техники в эпицентре несопоставимы с её потенциальной эффективностью.

Для продолжения успешной добычи нефти и газа в условиях возможной повышенной геополитической агрессии необходимо совершить переход на горизонтально-направленные буровые разработки. Были подобраны удобоваримые условиям буровые установки, способные вести работу в тяжелых условиях. Были составлены списки рекомендаций и протоколы действий для обновления площадок, на которых находятся установки, для успешного продолжения работы и добычи полезных ископаемых. Наиболее подходящим, исходя из таблицы, является ГНБ «ХСМГХЗ720Е», поскольку у него большая сила тяги, крутящий момент выше остальных, а также обладает оптимальным весом и высотой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. <https://futureoflife.org/resource/declassified-us-nuclear-targets-russian/> 1100 рассекреченных ядерных целей США.
2. Руководство по проходке горизонтальных скважин при бестраншейной прокладке инженерных коммуникаций. М.: Стройиздат, 1982.
3. Разработка технологии промывки при бурении горизонтальных скважин установками горизонтального направленного бурения. С. К. Павлова.
3. <https://xcmg-rf.ru/product/ustanovka-gorizontalnogo-bureniya-gnb-xcmg-xz720e/> Установка горизонтального бурения ГНБ ХСМГ ХЗ720Е. На сайте также представлены другие модели установок.
4. <https://geonasledie.livejournal.com/35546.html> Карта месторождений Самарской области.

УДК 622.245

**ОБОСНОВНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ
БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ**

С.Н. Парфенова, М. Куликов, К.В. Парфенов, Н.Г. Кац

Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия,
e-mail: parfenova.samgtu@yandex.ru, kulikovmigel@gmail.com,
kparfenovv@mail.ru, kats.nickolai@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены технологические аспекты удаления бурового раствора из затрубного пространства перед цементированием скважин. Показано, что неполное вытеснение бурового раствора является одной из основных причин образования каналов заколонных перетоков и снижения герметичности крепи. Проанализирована роль буферных жидкостей в повышении эффективности очистки стенок скважины и обсадной колонны, а также приведены основные требования к их реологическим, смачивающим и химическим свойствам. Проанализированы современные экспериментальные и промысловые исследования для установления зависимости качества цементирования от гидродинамических режимов закачки и совместимости буферных жидкостей с буровыми и тампонажными растворами.

Ключевые слова: цементирование скважин, удаление бурового раствора, буферная жидкость, затрубное пространство, адгезия цемента, заколонные перетоки.

Качество цементирования обсадных колонн напрямую зависит от степени удаления бурового раствора из затрубного пространства перед закачкой тампонажного раствора. Остаточные пленки бурового раствора на стенках скважины и обсадной колонне приводят к снижению адгезии цементного камня [4], образованию микроканалов и развитию межпластовых перетоков [3,11,16]. Осложняющим фактором в предупреждении данных процессов является присутствие агрессивных пластовых флюидов и интервалов неустойчивых горных пород [5,9]. Также аномально высокие пластовые давления предъявляют повышенные требования к свойствам буферных жидкостей [10].

По данным экспериментальных и промысловых исследований, даже при визуальном полном вытеснении бурового раствора в затрубном пространстве могут сохраняться устойчивые пленки, особенно при бурении на полимерных, ингибированных и инвертных буровых растворах [6,8,17]. В этой связи важную роль играет применение специализированных буферных жидкостей, предназначенных для смыва бурового раствора, изменения смачиваемости поверхности и повышения эффективности вытеснения перед цементированием.

К основным факторам, ухудшающим качество очистки затрубного пространства, относятся:

1. Неравномерность скоростей потока в кольцевом пространстве. При ламинарном режиме течения в затрубном пространстве формируются зоны с пониженной скоростью, где буровой раствор практически не вытесняется [1,7,16].

2. Высокая вязкость и тиксотропность буровых растворов. Современные ингибированные и полимерные буровые растворы обладают выраженными структурно-механическими свойствами, что затрудняет их сдвиг и вытеснение цементным раствором [1,15].

3. Нефте- и гидрофобизация поверхности стенок скважины. При использовании нефтеориентированных или эмульсионных буровых растворов поверхность породы и металла обсадной колонны становится гидрофобной, что ухудшает смачивание водными цементными системами [6,14].

4. Геометрические факторы ствола скважины [13]. Овальность ствола, каверны, эксцентриситет обсадной колонны приводят к образованию «мертвых зон», в которых буровой раствор практически не вытесняется [16].

Буферные жидкости применяются последовательной прокачкой в технологических операциях между буровым и тампонажным растворами для:

- разрушения структур бурового раствора;
- удаления фильтрационной корки;
- изменения смачиваемости поверхности стенок скважины и обсадной колонны;
- предотвращения прямого контакта бурового и цементного растворов, который может привести к флокуляции и резкому росту вязкости [17].

Исследования показывают, что применение правильно подобранных буферных жидкостей увеличивает эффективность удаления бурового раствора на 20–40 % по сравнению с цементированием без их использования [15,16].

Требования к свойствам буферных жидкостей

Согласно современным исследованиям и отраслевым рекомендациям, срасет-жидкости должны удовлетворять следующим требованиям [14–16]:

1. Совместимость с буровым и цементным растворами. Буферная жидкость не должна вызывать флокуляцию бурового раствора или преждевременное загущение цементного раствора. Дополнительным требованием является совместимость с пластовым флюидом [18].

2. Оптимальные реологические свойства. Вязкость буферной жидкости должна быть выше вязкости вытесняемого бурового раствора, что обеспечивает более устойчивый профиль вытеснения и уменьшает проскальзывание потоков [1,7,16]. Поддержание проектных реологических параметров цементного раствора обеспечивает наиболее полное заполнение затрубного пространства при соблюдении безопасных давлений [2].

3. Смачивающие и моющие свойства. Добавление поверхностно-активных веществ (ПАВ) позволяет разрушать пленки бурового раствора и переводить поверхность в водосмачиваемое состояние, что повышает адгезию цементного камня [14,17].

4. Термостойкость и химическая стабильность. При высоких температурах на забое буферная жидкость должна сохранять реологические и моющие свойства, не расслаиваться и не терять эффективность [15].

Влияние гидродинамических режимов на эффективность очистки

Экспериментальные исследования на установках моделирования кольцевого пространства показали, что переход от ламинарного к турбулентному режиму течения буферной жидкости существенно повышает степень очистки стенок скважины от

бурового раствора [16]. Однако в реальных скважинных условиях турбулентный режим не всегда достижим из-за ограничений по допустимым давлениям на пласт [12].

В таких случаях рекомендуется:

- увеличивать эксцентриситет обсадной колонны с помощью центраторов;
- подбирать реологию буферных жидкостей таким образом, чтобы обеспечить максимальный сдвиг в приграничном слое;
- применять химические добавки, разрушающие структуру бурового раствора и фильтрационную корку [15,17].

1. Неполное удаление бурового раствора из затрубного пространства является одной из основных причин дефектов цементирования и образования каналов заколонных перетоков [16].

2. Применение специализированных буферных жидкостей позволяет существенно повысить эффективность очистки стенок скважины и обсадной колонны, а также улучшить адгезию цементного камня [4,14,17].

3. Ключевыми факторами эффективности буферных жидкостей являются их реологические свойства, смачивающая способность, химическая совместимость с буровыми и цементными растворами, а также правильно подобранный гидродинамический режим закачки [15,16].

4. Комплексный подход, включающий подбор состава буферной жидкости, оптимизацию режимов закачки и использование центраторов, является наиболее эффективным способом повышения качества цементирования в сложных геолого-технических условиях.

Физико-химические явления на границе фаз "буферная жидкость - буровой раствор - порода/металл" играют существенную роль в эффективности вытеснения бурового раствора. Ключевой механизм — модификация смачиваемости поверхности. Гидрофобные пленки, формируемые буровым раствором, значительно ослабляют адгезию цементного камня, что способствует возникновению каверн для заколонных перетоков [4,14,17]. Использование поверхностно-активных веществ (ПАВ) в составе буферных жидкостей снижает поверхностное натяжение, переводя поверхность в гидрофильное состояние. Это, в свою очередь, ведет к более однородному распределению цементного раствора и улучшенному сцеплению как с породой, так и с обсадной колонной [6,14].

Не менее важным является процесс распада фильтрационной корки и структурных связей в буровом растворе. Деструкция пространственных структур тиксотропных систем, обусловленная сдвиговыми напряжениями и химическими реагентами, понижает их эффективную вязкость, облегчая вынос из кольцевого пространства [1,8,15]. Эффективность этого процесса зависит от синергии гидродинамических и химических факторов; низкие скорости потока могут нивелировать действие даже высокоэффективных буферных жидкостей, не обеспечивая полного удаления бурового раствора [16].

Применение буферных жидкостей адаптируется к геолого-техническим условиям скважины. В условиях высоких температур и давлений критически важна термостабильность реагентов и сохранение их моющих свойств [15]. При сложном профиле ствола скважины (образование каверн, эксцентриситет колонны) требуется увеличение объема буферной жидкости и внедрение многоэтапных систем

вытеснения [13,16]. Опыт применения демонстрирует, что в таких условиях оптимальными являются комбинированные буферные системы, включающие вязкоупругие и диспергирующие компоненты, что обеспечивает одновременную эффективность вытеснения и разрушение остаточных пленок бурового раствора [15,17].

Полевые испытания подтверждают, что точно подобранный состав буферной жидкости и параметры ее закачки существенно снижают риск образования заколонных перетоков и повышают герметичность цементного кольца [3,11,16]. В частности, при использовании инвертных буровых растворов буферные системы с высокой моющей способностью и содержанием ПАВ обеспечивают более полное удаление углеводородных пленок, что приводит к увеличению адгезионной прочности цементного камня [14,17].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – 4-е издание. – Краснодар: ООО "Просвещение-Юг", 2014. – 933 с. – EDN XXLQNX.
2. Двойников М.В. Обоснование выбора методики расчета реологических параметров тампонажного раствора для крепления скважин / М. В. Двойников, В. И. Никитин, А. И. Коптева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 54-61. – EDN QVQPFH.
3. Евсеев И.Н. Моделирование состава и свойств тампонажного материала для цементирования скважин в условиях газопроявлений / И.Н. Евсеев, В.А. Капитонов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 259-264. – EDN UKENHV.
4. Иванов В. Н. Исследование адгезионной прочности цементных составов для крепления скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород / В.Н. Иванов, С.Н. Парфенова // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 98-102. – EDN VOZDUG.
5. Камаев Д.Р. Полимермодифицированные блокирующие составы для повышения прочности и герметичности цементного камня в среде агрессивных флюидов / Д. Р. Камаев, О. А. Нечаева, М. В. Власов, Е. А. Камаева // Ашировские чтения. – 2025. – Т. 2, № 17. – С. 167-175. – EDN QCXVPA.
6. Нечаева О.А. Повышение качества вскрытия продуктивного пласта путем введения поверхностно-активного вещества в рецептуру промывочной жидкости / О.А. Нечаева, В.И. Никитин, Е.А. Камаева // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 34-36. – EDN GTJQPF.
7. Никитин В.И. Нахождение профиля скоростей буровых промывочных жидкостей реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины / В. И. Никитин, В. В. Живаева, М. Г. Казазян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 22-25. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-22-25. – EDN MХKPUX.

8. Никитин В.И. Оценка проницаемости фильтрационных корок буровых промывочных жидкостей на водной основе / В. И. Никитин, О. А. Нечаева // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 34-37. – EDN WIZMQW.
9. 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 YUAEUF.
10. Патент № 2813585 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/40. Состав структурированной буферной жидкости: № 2023109693: заявл. 14.04.2023: опубл. 13.02.2024 / М.В. Двойников, М.Е. Ламосов; заявитель Публичное акционерное общество "Газпром". – EDN OZTQUC.
11. Сергиенко Н.Е. Анализ причин осложнений при цементировании скважин и методы их предупреждения / Н. Е. Сергиенко, В. А. Капитонов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 72-75. – EDN KGSGMW.
12. Старцев В.А. Анализ опыта применения методов машинного обучения при бурении нефтяных и газовых скважин / Г. В. Буслаев, А. В. Коноплянников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 15-24. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-15-24. – EDN HJGCTG.
13. Цаплин Д.В. Анализ отклонений фактической траектории скважины от проектного плана и определение зависимости тенденции КНБК / Д.В. Цаплин, О.А. Нечаева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 69-75. – EDN NDRDFY.
14. Arabadzhiev K., Teodoriu C. A Review of Mud Removal and Cement Placement Challenges in Oil and Gas Wells // ChemEngineering. – 2020. – Vol. 4, No. 2. – 28.
15. Beirute R.M., Flumerfelt R.W. Spacer Fluids for Improved Mud Removal Prior to Cementing // SPE Drilling Engineering. – 1987. – Vol. 2, No. 2. – P. 137–142.
16. Nelson E.B., Guillot D. Well Cementing. 2nd ed. – Houston: Schlumberger, 2006. – 748 p.
17. Ravi K., Bosma M., Gastebled O. Effect of Annular Flow Regimes on Cementing Success // SPE Drilling & Completion. – 2004. – Vol. 19, No. 1. – P. 30–
18. Рябоконт С. Высокоэффективные технологические жидкости для сохранения продуктивности коллекторов на стадиях перфорации, глушения и ремонта скважин / С. Рябоконт, Б. Мартынов, М. Ламосов, А. Бояркин // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 1. – С. 26-33. – EDN HUYKJP.

**ПРИМЕНЕНИЕ ЯССОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СЛОЖНЫХ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА ИВАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ**

И.В. Зубов, С.Ю. Милькова

Научный руководитель: старший преподаватель В.Н. Аверкин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: zubov_ilya_2006@bk.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблема выбора и применение гидравлических яссов для ликвидации прихватов бурильного инструмента при строительстве скважин в сложных геологических условиях Ивановской площади. Проведен анализ литолого-стратиграфического разреза площади, выделены основные осложняющие факторы: неустойчивость глинистых пород, желобообразование и дифференциальные прихваты.

Рассмотрены принципы классификации яссов (по принципу действия, конструкции гидросистемы и направлению удара). Выполнен сравнительный обзор ведущих мировых и российских производителей (National Oilwell Varco (NOV), Schlumberger, Baker Hughes, НПП «Буринтех», ПФ «Сокол», ВНИИБТ, Хейлунцзянская). На основе анализа условий бурения и современного рынка оборудования обоснованы критерии выбора: гидравлический ясс двустороннего действия закрытого типа с регулируемым усилием, адаптированный к температурному режиму площади

Ключевые слова: ясс, прихват бурильный колонны, ликвидация аварий, бурение в сложных геологических условиях, карбонатные отложения, трещиноватые известняки, дифференциальный прихват, гидравлический ясс.

Введение

Современное бурение нефтяных и газовых скважин характеризуется постоянным усложнением условий проводки. Увеличение глубин разработки, выход на трудноизвлекаемые запасы, бурение в зонах с аномальными пластовыми давлениями — все это многократно повышает риск аварий, связанных с прихватами бурильного инструмента.

Ивановская площадь (расположенная в центральной части Висимской впадины, в юго-восточной части Забайкальского, в пределах Нерчинско-Заводского района, в непосредственной близости от государственной границы РФ с КНР.) относится именно к таким объектам. Геологический разрез площади представлен частым переслаиванием карбонатных и терригенных пород, что создает предпосылки для возникновения осложнений, такие как повышение трещиноватости и проницаемости пород, проблемы с устойчивостью грунтов и сложности при бурении скважин. В этих условиях критически важным становится оснащение компоновки низа бурильной колонны (КНБК) надежным ударным механизмом — яссом, позволяющим ликвидировать прихват без дорогостоящих и длительных ловильных работ.

Цель данной статьи — проанализировать геологические условия Ивановской площади, определить оптимальные типы яссов для работы в этих условиях и дать обзор производителей, чья продукция может быть рекомендована для применения.

Таким образом, для условий Ивановской площади характерны как механические, так и дифференциальные прихваты, что требует применения ударных механизмов двустороннего действия.

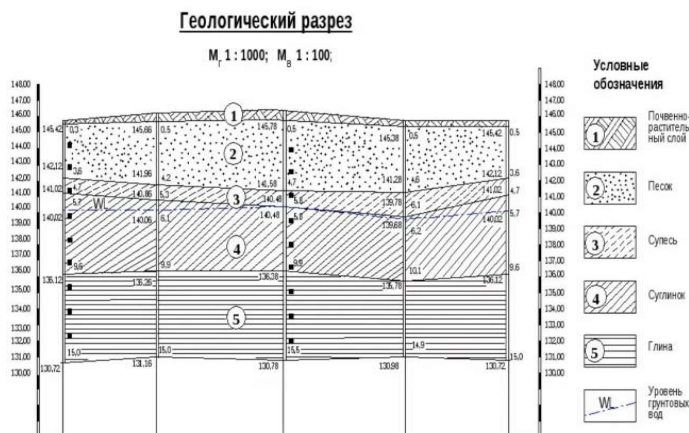


Рис.2. Геологический разрез Ивановской площади

Подпись: Сводный литолого-стратиграфический разрез Ивановской площади с выделением интервалов, потенциально опасных по прихватам

2. Назначение и классификация яссов

Ясс — это забойный механизм, предназначенный для ликвидации прихватов бурильной колонны путем нанесения управляемых ударных нагрузок (направленных вверх, вниз или в обе стороны). Принцип действия основан на накоплении потенциальной энергии упругой деформации бурильной колонны и ее мгновенном высвобождении, в результате которого боек ясса ударяет по наковальне, передавая ударный импульс на прихваченную часть.

Классификация по принципу действия

Современные яссы подразделяются на три основных типа :

Гидравлические — взведение происходит за счет дросселирования промывочной жидкости в специальном гидравлическом тормозе. Обеспечивают регулируемую задержку по времени, позволяющую максимально накопить энергию в колонне. Чувствительны к температуре и загрязнению рабочей жидкости.

Механические — работают на основе механической защелки (цанговой, кулачковой). Проще конструктивно, менее чувствительны к высоким температурам и абразивным средам, но имеют ограниченный ресурс и сложность регулировки усилия срабатывания.

Гидромеханические — комбинированные системы, совмещающие достоинства обоих типов (например, гидравлика для удара вверх и механика для удара вниз).

2.2 Классификация по конструкции гидросистемы

Яссы открытого типа — тормозная камера сообщается с затрубным пространством, поэтому усилие срабатывания зависит от гидростатического давления столба бурового раствора и глубины спуска.

Яссы закрытого типа — тормозная камера герметична и заполнена чистой силиконовой или минеральной жидкостью. Усилие срабатывания не зависит от глубины скважины и параметров раствора, что является их ключевым преимуществом.

2.3 Классификация по направлению удара

Одностороннего действия — работают только на удар вверх или только вниз.

Двустороннего действия — способны наносить удары в обоих направлениях, что наиболее эффективно при ликвидации различных типов прихватов.

Для сложных условий Ивановской площади, где могут возникать как механические заклинивания (требующие ударов вверх), так и дифференциальные прихваты (требующие ударов вниз), оптимальным выбором являются гидравлические ясы двустороннего действия закрытого типа.

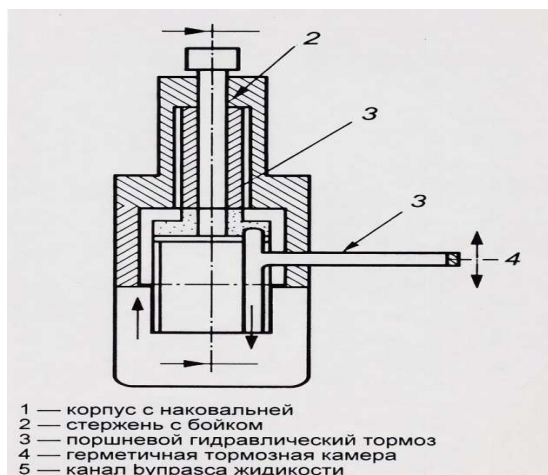


Рис. 3. Принципиальная схема гидравлического яса

Подпись: Схема гидравлического яса закрытого типа:

- 1 — корпус с наковальней;
- 2 — стержень с бойком; 3 — поршневой гидротормоз; 4 — герметичная тормозная камера; 5 — канал перепуска жидкости

3. Обзор производителей Ясс

Мировой рынок буровых ясс демонстрирует устойчивый рост, что связано с увеличением объемов бурения в сложных геологических условиях и развитием технологий горизонтального бурения. На рынке присутствует широкий спектр производителей — от транснациональных корпораций до специализированных региональных компаний.

Таблица 1. Сравнительная характеристика производителей ясс

Производитель	Страна	Типы ясс	Особенности	Применение
National Oilwell Varco (NOV)	США/ международная	Гидравлические, механические	Мировой лидер, широкая линейка, высокое качество, полная документация	Бурение в любых условиях, эталон надежности
Schlumberger	Франция/ международная	Гидравлические, гидромеханические	Комплексные решения, интеграция с телеметрией	Премиальные проекты, сложные условия
Baker Hughes	США/ международная	Гидравлические	Высокая надежность, мировой стандарт качества	Бурение и капремонт

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Производитель	Страна	Типы ясс	Особенности	Применение
НПП «Буринтех»	Россия	Гидравлические, механические	Адаптация к российским условиям, доступная цена, наличие сервиса	Российские месторождения, в т.ч. Западная Сибирь, Пермский край
ПФ «Сокол»	Россия	Гидравлические (малые диаметры)	Импортозамещение, адаптация к колтюбингу, свежие разработки (2025)	Колтюбинг, ремонт скважин, горизонтальное бурение
ВНИИБТ — Буровой инструмент	Россия	Гидравлические, механические	Научная база, преемственность советских разработок	Различные условия бурения
Хэйлуңцзянская	Китай	ловильные яссы	при активации энергия, сохранённая в яссе, внезапно освобождается, создавая ударное воздействие;	Бурение и капитальный ремонт скважин

4. Рекомендации по выбору ясса для Ивановской площади

Критерии выбора

На основании анализа геологических условий Ивановской площади и технических характеристик современного оборудования можно сформулировать следующие критерии выбора ясса:

Тип механизма: гидравлический двустороннего действия закрытого типа. Это обеспечит стабильность работы независимо от глубины и возможность борьбы с любыми типами прихватов (механическими и дифференциальными).

Диаметр: наружный диаметр ясса должен соответствовать диаметру применяемых УБТ. Для бурения под эксплуатационную колонну на Ивановской площади рекомендуется диаметр 152,4 мм.

Температурный режим: с учетом геотермического градиента на площади ясс должен сохранять работоспособность при температурах до 90-100°C.

Усилие срабатывания: возможность регулировки усилия в диапазоне 400-1350 кН для адаптации к различным глубинам и весу колонны.

Проходной канал: должен обеспечивать беспрепятственную циркуляцию бурового раствора с расчетной производительностью.

Обоснование выбора производителя

Учитывая текущую геополитическую ситуацию и необходимость обеспечения технологической независимости, для оснащения буровых работ на Ивановской площади целесообразно ориентироваться на российских производителей.

Анализ показывает, что основными поставщиками гидравлических ясов для российских компаний ранее были международные компании — Schlumberger, Baker Hughes и National Oilwell Varco. После их ухода оборудование начали приобретать в

Китае, однако отсутствие гарантий, непредсказуемый ресурс работы и частые поломки создают серьезные проблемы.

В этой связи оптимальным выбором представляется продукция НПП «Буринтех», которая:

- адаптирована к условиям российских месторождений;
- имеет положительную репутацию в отрасли;
- обеспечена сервисной поддержкой;
- представлена в типоразмерах, необходимых для бурения на Ивановской площади.

Для ремонтных работ и бурения вторых стволов может быть рассмотрена продукция ПФ «Сокол», особенно в части малых диаметров для колтюбинга.



Рис. 4. Внешний вид ясса производства ПФ «Сокол»

Подпись: Гидравлический ясс малого диаметра производства ПФ «Сокол» (г. Краснокамск), предназначенный для колтюбинговых установок (фото предприятия)

5. Технология применения ясса в компоновке

Место установки

В компоновке низа буровой колонны ясс рекомендуется устанавливать в зоне стабилизации зенитного угла, по возможности — выше телеметрической системы (чтобы избежать повреждения дорогостоящей электроники). Оптимальная схема КНБК для условий Ивановской площади:

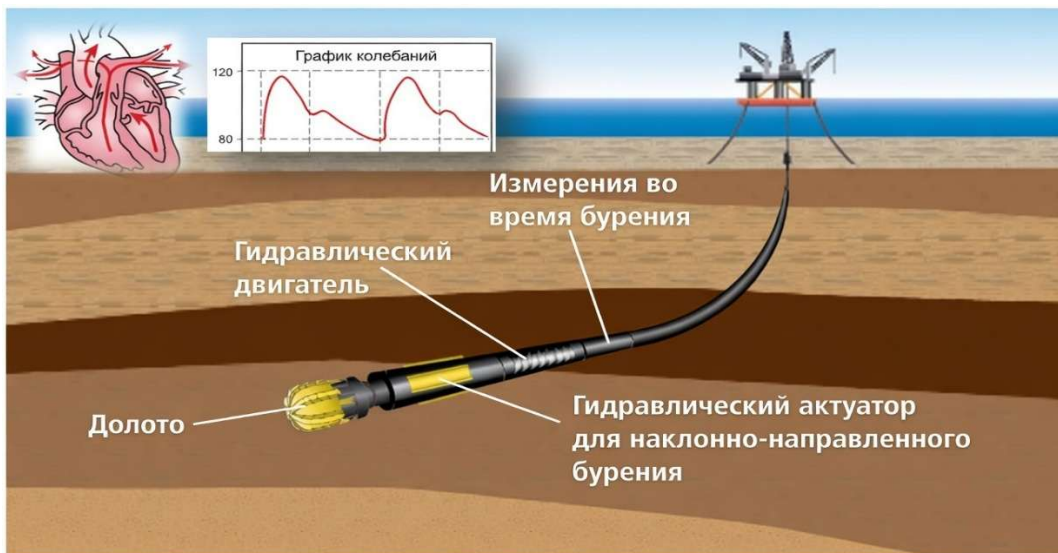


Рис.5. Оптимальная схема КНБК для условий Ивановской площади

Включение в компоновку акселератора (усилителя удара) позволяет значительно повысить эффективность работы ясса за счет накопления дополнительной энергии непосредственно в зоне прихвата.

Технология ликвидации прихвата

При появлении признаков прихвата (рост натяжек, потеря возможности вращения, отсутствие промывки) рекомендуется следующий алгоритм действий:

Зафиксировать параметры — вес на крюке, крутящий момент, давление на насосах.

Определить свободную длину колонны (по разнице веса до и после натяжки).

Установить натяжение колонны на 300-500 кН выше веса свободной части и ожидать срабатывания гидравлической части ясса (характерная задержка в несколько секунд, после которой происходит удар).

При отсутствии результата — разгрузить колонну для взведения механизма на удар вниз и повторить цикл.

Поддерживать циркуляцию с максимально возможной производительностью для очистки зоны прихвата от шлама.

Важно помнить, что для успешной работы ясса необходимо, чтобы прихваченная часть колонны была способна передавать ударную нагрузку (т.е. не была заклинена по всей длине). Эффективность ударов повышается при использовании акселератора.



Схема размещения ясса двустороннего действия и акселератора в компоновке низа бурильной колонны для условий Ивановской площади.

Рис. 6. Рекомендуемая компоновка КНБК

Заключение

Проведенный анализ показывает, что Ивановская площадь характеризуется сложными геологическими условиями бурения с высоким риском прихватов различных типов. Это требует обязательного оснащения бурильной колонны современным ударным механизмом — яссом.

На основе анализа мирового и российского рынков бурового оборудования установлено, что оптимальным выбором для условий Ивановской площади является гидравлический ясс двустороннего действия закрытого типа. Такая конструкция обеспечивает стабильность работы независимо от глубины скважины и позволяет эффективно бороться как с механическими заклиниваниями, так и с дифференциальными прихватами.

Сравнительный анализ производителей показывает, что в современных условиях наиболее целесообразна ориентация на российских производителей, в первую очередь — НПП «Буринтех» как проверенного поставщика с полным циклом производства и сервисной поддержкой. Продукция ПФ «Сокол» может быть рекомендована для специализированных задач, в частности — для колтюбинговых операций. Использование китайских аналогов в сложных геологических условиях Ивановской площади не рекомендуется из-за непредсказуемого ресурса работы и высоких аварийных рисков.

Применение ясса в компоновке с акселератором и соблюдение правильной технологии расхаживания позволяет значительно сократить время на ликвидацию аварий и снизить стоимость строительства скважин на Ивановской площади.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Размер мирового рынка буровых ясов по продукту, по применению, по географическому охвату и прогноз. — Market Insights Research, 2024.
2. Краснокамская «ПФ Сокол» вывела на рынок новую линейку гидравлического оборудования. — MASHNEWS, 25.04.2025.

3. Постановка поисково-оценочного бурения на Иньвинской площади. — СтудИзба, 2016.
4. Рязанцев Н. Ф. К вопросу работы гидравлического ясса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 1963. — №5. — С. 21-26.
5. Авторское свидетельство SU 734390. Гидравлический ясс. — 1980.
6. Окунев А. С. Яссы конструкции и производства НПП «Буринтех» для бурения и капитального ремонта скважин // Бурение и Нефть. — 2024.
7. В Краснокамске запустили производство импортозамещающего оборудования для колтубинга. — Админкуеда, 25.04.2025.

ПРИМЕНЕНИЕ ДОЛОТ PDC - ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ И ЭВОЛЮЦИЯ

Р.Е. Рудиков, С.Ю. Милькова

Научный руководитель: старший преподаватель В.Н.Аверкин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: romanrudikov38@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются современные тенденции и перспективы развития долот с поликристаллическими алмазными резацами (PDC) как одного из ключевых инструментов разрушения горных пород при бурении скважин. Анализируются текущие технологические ограничения, связанные с термической деградацией алмазного слоя, абразивным износом и ударными нагрузками, возникающими при взаимодействии резцов с породами различной твердости и структуры. Особое внимание уделяется влиянию физико-механических свойств грунтов – прочности, пластичности, абразивности и температурных условий - на эффективность работы долот PDC.

В работе рассматриваются перспективные направления совершенствования материаловедческой базы, включая разработку термостабильных резцов, наноструктурированных алмазных покрытий и использование альтернативных сверхтвердых материалов. Анализируется эволюция геометрии резцов и конструктивных решений, направленных на оптимизацию напряженно-деформированного состояния в зоне контакта с породой.

Ключевые слова: долота, поликристаллические алмазные резацы, бурение скважин, разрушение горных пород, термостабильность, износостойкость, глубоководное бурение, интеллектуальное бурение.

Введение

Актуальность статьи связана с тем, что современное развитие технологий бурения скважин неразрывно связано с повышением эффективности разрушения горных пород, физико-механические свойства которых – прочность, абразивность, пластичность. Долота с поликристаллическими алмазными резацами (PDC) на сегодняшний день являются одним из наиболее производительных инструментов,

однако их применение в сложных горно-геологических условиях сталкивается с ограничениями, связанными с термостабильностью алмазного слоя, графитизацией резцов (процесс термической деградации алмазного слоя, при котором алмаз превращается в графит под воздействием высоких температур) и их абразивным износом. В связи с этим особую актуальность приобретает анализ перспективных направлений совершенствования долот PDC, включая разработку новых композиционных материалов, оптимизацию геометрии резцов и создание гибридных конструкций, способных адаптироваться к изменяющимся условиям на забое.

Цель: анализ и обобщение существующих научно-технических разработок в области создания долот PDC, выявление ограничений их применения в сложных горно-геологических условиях и определение перспективных путей развития технологии для повышения эффективности бурения в будущем.

Объект: процесс разрушения горных пород при бурении скважин и долота с поликристаллическими алмазными резцами (PDC).

Бурение скважин для разных целей всегда связано с задачей эффективно разрушать горные породы. Результаты зависят от того, насколько породоразрушающий инструмент подходит для физических и механических свойств грунтов - их прочности, абразивности, пластичности - а также от условий залегания, таких как давление, температура и неоднородность массива. В последние десятилетия долота с поликристаллическими алмазными резцами (PDC) широко используются для бурения мягких и средних по твердости пород, так как они хорошо режут и скалывают материалы. Но при разработке сложных месторождений, глубоководных шельфов и зон с экстремальными температурно-давлением условиями стало понятно, что у традиционных PDC-резцов есть ограничения. Например, алмазный слой может терять свойства из-за нагрева, связка переходит в графит, происходит сильный абразивный износ при работе с кварцсодержащими породами, а также резцы могут ломаться из-за ударных нагрузок. Поэтому сейчас всё более важным становится поиск новых решений: создание новых сверхтвердых материалов, улучшение формы резцов и переход к гибридным или умным конструкциям долот. В этой статье собраны современные тенденции и возможные направления развития долот PDC для тех случаев, когда традиционные технологии уже почти достигли своих возможностей.

Анализ деятельности таких мировых производителей, как Schlumberger, Sinores, JTBIT и Finedrill позволяет выделить несколько принципиально различных стратегий совершенствования породоразрушающего инструмента. Каждая из этих компаний предлагает уникальный подход к решению ключевых проблем, возникающих при взаимодействии инструмента с породой. Ключевые проблемы: абразивный износ, термическая деградация, ударные нагрузки и возникновение вибраций.

Компания Schlumberger, в составе подразделения Smith Bits, решила изменить форму резца, чтобы добавить в процесс резания элемент дробления. Их главная разработка - технология AxeBlade, которая использует резцы с гребневидной формой. Главное отличие таких резцов - продольный гребень, который выполняет функцию клина. (Рис.1).



Рисунок 1 – Долото с технологией AxeBlade

При взаимодействии с породой стандартная плоская часть резца осуществляет срезание стружки, в то время как гребень создает локальные зоны дробления, концентрируя напряжения в объеме породы. Такой комбинированный механизм разрушения позволяет эффективнее работать в породах с повышенной пластичностью и вязкостью, где чистый сдвиг менее эффективен.

Китайская компания Sinorec пошла по пути макрогибридизации, создав долото, объединяющее в одной конструкции шарошечный механизм и PDC-лопасти. В гибридных долотах серии «Linglong» шарошки располагаются с некоторым опережением или выступанием относительно PDC-резцов (Рис. 2).



Рисунок 2 – Долота серии «Linglong»

Механика работы такого долота принципиально иная: при бурении перемежающихся по твердости пропластков шарошки первыми вступают в контакт с породой. Они разрушают наиболее твердые участки и создают неровный рельеф забоя за счет дробления и скалывания, снижая эффективную прочность массива. Следом идущие PDC-резцы работают в условиях пониженного сопротивления, срезая

оставшийся материал. Это позволяет решить одну из главных проблем классических PDC - их низкую эффективность и высокий риск поломок при встрече с пропластками твердых пород.

Британская компания JTWIT делает акцент на решении проблем абразивного износа и термостабильности резцов, что крайне важно в сверхглубоком бурении в условиях, где давления и температуры зашкаливают. Стратегия JTWIT заключается в создании новых композиционных материалов для матрицы долота и резцов, а также оптимизации работы гидравлических систем и траектории движения резцов (что достигается серией JTWIT-E).

Благодаря разработке компанией композита на основе карбида вольфрама, керамики и специальных легирующих сплавов, удалось достичь повышения твердости и прочности инструмента (Рис. 3). Также, за счет инновационного размещения резцов удалось улучшить равномерность нагружения и устранить локальные зоны перегрева, что делает вероятность графитизации алмазного слоя близкой к нулю.



Рисунок 3 – Долото серии JTWIT-E

Китайская компания Finedrill предлагает необычный подход, который касается не формы резцов и не материала, а общей формы режущей части долота - технология Concave Bit с вогнутой поверхностью (Рис. 4). В отличие от обычных плоских или выпуклых профилей, здесь долото сделано с вогнутой формой.

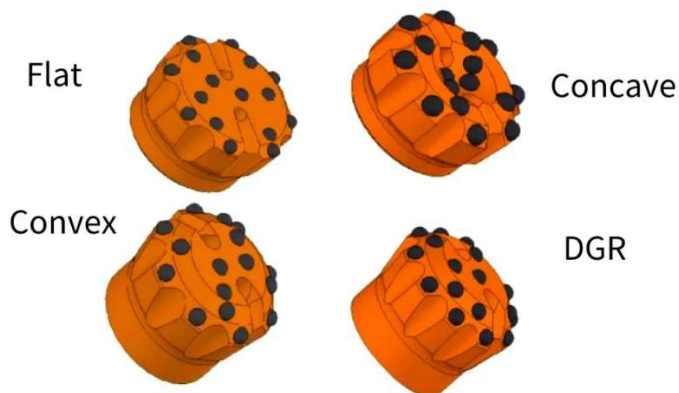


Рисунок 4 – Долота с технологиями Flat, Concave, Convex, DGR

Такая конструкция кардинально меняет динамику взаимодействия с забоем. Вогнутая форма способствует тому, что разрушаемая порода стремится к центру долота, тем самым порода задерживается в зоне резания. Это исключает эффект «проскальзывания» долота в процессе бурения, а также снижает риск возникновения опасных колебаний. Они, в свою очередь, приводят к усталостному разрушению резцов.

Изучив кейсы Schlumberger, Sinopex и других ведущих игроков, можно сделать вывод, что эпоха стандартных плоских PDC-резцов уходит в прошлое. Будущее отрасли — в кастомизации долот под физико-механические особенности пласта и в переходе на цифровой мониторинг процесса разрушения породы.

Вектор развития Schlumberger указывает на создание адаптивных резцов, микрогеометрия которых меняется непосредственно в процессе бурения. Перспективным направлением здесь выглядит интеграция сплавов с памятью формы или микроактуаторов (нанотолкателей), корректирующих профиль инструмента под текущие забойные условия. В зависимости от сигналов датчиков, фиксирующих тип проходимой породы, резец сможет изменять угол наклона рабочей поверхности или даже выдвигать дополнительные гребни.

Разработки ЛТВИТ в области композиционных материалов открывают дорогу к созданию резцов с градиентной структурой, обладающих свойством самозатачивания. Идея заключается в том, что износ резца будет происходить не хаотично, а по заданной программе: матрица резца будет изнашиваться быстрее, чем алмазные зерна, обнажая все новые острые кромки. Это позволит поддерживать высокую механическую скорость на протяжении всего ресурса долота, а не только в начале его работы.

Гибридные долота Sinopex – это только первый шаг. Будущее за созданием конструкций, где на одной матрице будут располагаться десятки или даже сотни микро-элементов разных типов: вращающиеся ролики (микрошарошки), неподвижные PDC-резцы, вибрационные ударные элементы.

Дальнейшее развитие «интеллектуальных» долот приведет к тому, что долото станет не просто исполнительным механизмом, а полноценным геофизическим датчиком. Анализируя спектр механических колебаний, возникающих при резании разных пород, и сопоставляя его с данными каротажа, система сможет с высокой

точноcтью определять положение долота в разрезе и свойства породы непосредственно на забое.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Последние достижения в индустрии буровых долот PDC: гибридные долота устанавливают рекорды. <https://fsdrill.com/ru/latest-breakthroughs-in-pdc-drill-bit-industry-hybrid-bits-set-records-geothermal-and-mining-open-new-frontiers/>
2. Компания JITBIT, успешно преодолел экстремальные условия эксплуатации, разработала буровое долото и насадку PDC для сверхглубокого бурения пластов. <https://www.jitbit.ru/news/компания-jitbit-успешно-преодолев-экстрем/>
3. Schlumberger. Долота PDC презентация. <https://thepresentation.ru/uncategorized/schlumberger-dolota-pdc>
4. PDC Drill Bits Market Size, Share & Industry Analysis, By Type (Rotary Bit, DTH Hammer Bit, and Others), By Size (Below 8 inches, 8 inches to 11 inches, and Above 11 inches), By Application (Surface Mining and Underground Mining), and Regional Forecast, 2026-2034. <https://thepresentation.ru/uncategorized/schlumberger-dolota-pdc>
5. Что такое PDC Concave Bit? Новое слово в буровых технологиях. <https://finedrill.com/что-такое-pdc-concave-bitновое-слово-в-буровых-тех/#content>
6. 15 крупнейших производителей долот PDC в мире. <https://www.sinodrills.com/ru/pdc-bit-manufacturers/>

УДК 622.245

ПРИМЕНЕНИЕ ЭМУЛЬСИОННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН, ПРОБУРЕННЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНВЕРТНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

С.Н. Парфенова, М. Куликов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия,

e-mail: parfenova.samgtu@yandex.ru, kulikovmigel@gmail.com

Аннотация. В работе проанализированы технологические особенности цементирования скважин, пробуренных с применением буровых растворов на основе инвертной эмульсии (ИБР). Показано, что классические рецептуры водных тампонажных растворов в таких условиях часто демонстрируют плохую совместимость со стенками ствола, насыщенными углеводородным флюидом. Это приводит к снижению адгезии цементного камня и формированию заколонных каналов. Обоснована необходимость применения специальных составов эмульсионных тампонажных растворов, совместимых с ИБР, включая обратные нефтэмульсионные цементные растворы, а также приведены ключевые научные

источники по влиянию ИБР на свойства цементных смесей и подходам к повышению качества цементирования.

Ключевые слова: цементирование скважин, ИБР, инвертный буровой раствор, эмульсионный тампонажный раствор, обратные нефтеэмульсионные цементные растворы, совместимость буровых флюидов и цемента, заколонные перетоки.

Инвертные буровые растворы, в том числе нефтяные или синтетические системы типа «масло в воде» с внешней нефтяной фазой, широко применяются при бурении сложных участков: глубоких, наклонно-направленных скважин, в трудно проницаемых пластах и при бурении на высокие температуры. ИБР обеспечивают высокое качество выноса шлама в диапазоне безопасных давлений при бурении скважин с большим отходом от вертикали [5,6,11]. ИБР обладают рядом преимуществ для стабилизации ствола, но параллельно создают осложнения на стадии цементирования обсадных колонн из-за покрытия стенок и металла устойчивой масляной пленкой, снижающей адгезию водоцементных систем и способствующей их частичной несовместимости с остатками бурового раствора [4,13]. Фильтрационные корки растворов на водной и углеводородной основе могут иметь значительные отличия в свойствах, влияющих на качество их отмыва перед операцией цементирования [8]. Подробный обзор влияния буровых растворов на углеводородной основе (РУО) на свойства цементных растворов приведён в литературе, где описано влияние нефтяных компонентов на реологию, степень водоотделения и механические свойства затвердевшего цемента в условиях загрязнения РУО [14]. Одной из важнейших задач является проектирование оптимальных реологических характеристик тампонажных растворов [1]. Реологические характеристики имеют значимое влияние на поток раствора в затрубном пространстве [7]. Особенную актуальность имеет вопрос обеспечения качества крепления в осложнённых условиях и интервалах многолетнемерзлых пород [3,9,4].

Многие исследования подтверждают, что попадание компонентов РУО в цементные смеси приводит к изменению их реологических характеристик, увеличению пористости и ухудшению прочностных показателей цементного камня. Так, в лабораторных исследованиях показано, что смешивание цемента с РУО или его компонентами изменяет структуру гидратации цемента, увеличивает «галактоидные» структуры и снижает прочность затвердевшего камня за счёт увеличения пористости и содержания масел в цементной матрице [17].

Контаминация цементного раствора остатками ИБР приводит к повышению времени схватывания, ухудшению плотности и сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважин, что увеличивает риск каналов заколонных перетоков флюидов [11]. Анализ показывает, что при большом количестве загрязнений прочность цемента снижается, а пористость увеличивается, особенно при добавлении ИБР в смесь [16].

Однако важна не только концентрация загрязнений, многое зависит от состава бурового раствора: какое базовое масло применяется, сколько эмульгаторов содержится, какова дисперсная фаза. Лёгкие углеводородные фракции сильнее всего препятствуют гидратации цемента, замедляя кристаллизацию и ухудшая формирование прочной структуры [14]. Если в системе присутствуют устойчивые

эмульсии, контакт цементных частиц с водой затруднён. В результате цементный камень становится неоднородным, теряет прочность и хуже изолирует скважину [17]. Также в ряде исследований отмечается, что из-за ИБР газопроницаемость цемента повышается, что критично для эксплуатации в газонасыщенных пластах [16].

Для устранения проблемы взаимодействия ИБР и водных цементных растворов всё чаще применяют эмульсионные системы, такие как обратные нефтеэмульсионные цементные растворы (ОНЭЦР). В таких системах цемент диспергирован в углеводородной фазе, что обеспечивает лучшую совместимость с маслонасыщенными стенками скважины. У этого решения есть ряд преимуществ. Во-первых, совместимость с остатками ИБР становится выше, поскольку внешняя фаза цементного раствора схожа по свойствам с ИБР. Во-вторых, вытеснение бурового раствора происходит эффективнее, а остаточное загрязнение цемента нефтью снижается. Дополнительно увеличивается адгезия цементного камня к обсадной колонне и породе. Также в научных источниках подчеркивается важность применения буферных жидкостей до цементирования. Такие жидкости взаимодействуют как с ИБР, так и с цементным раствором, предотвращая прямой контакт воды с масляным буровым раствором и снижая риск их перемешивания [18].

ОНЭЦР обеспечивают улучшенные реологические свойства, это позволяет контролировать режимы течения в затрубном пространстве, что особенно важно при цементировании наклонных и горизонтальных скважин со сложной гидродинамикой [7]. Стабильность эмульсии регулируется подбором поверхностно-активных веществ, что позволяет контролировать седиментацию и предотвращать расслоение во время транспортировки и закачки [14]. Однако такие системы чувствительны к температуре, давлению и примесям, требуя лабораторной оптимизации.

Перед закачкой цементного раствора в скважину, где применялись ИБР, стандартной практикой является использование буферной жидкости. Такой промежуточный раствор связывает или удаляет остатки бурового раствора, делая стенки «водосмачиваемыми» [10]. Разработки буферных жидкостей с различными добавками показывают: грамотно подобранные композиции эффективно удаляют ИБР из затрубного пространства и повышают качество цементирования [15].

Особое значение имеет подбор плотности и реологических параметров буферной жидкости, которые должны обеспечивать эффективное вытеснение бурового раствора без нарушения устойчивости стенок скважины и без избыточного гидравлического давления на пласт [10]. В современных исследованиях рассматриваются многокомпонентные буферные системы, включающие поверхностно-активные вещества, растворители и диспергирующие добавки, обеспечивающие разрушение фильтрационной корки и перевод поверхности в водосмачиваемое состояние [18]. Эффективность буферной жидкости напрямую влияет на степень очистки затрубного пространства и, как следствие, на качество сцепления цементного камня с породой и обсадной колонной.

Основные направления дальнейших исследований и оптимизации цементирования скважин с ИБР включают:

1. разработку специализированных ОНЭЦР и эмульсионных буферных систем с оптимизированной структурой;
2. моделирование взаимодействия цементных растворов и ИБР на уровне микро- и макроструктуры оболочки цементного камня;

3. полевые испытания новых рецептур и подтверждение их эффективности в различных геолого-технических условиях.

Анализ современных исследований свидетельствует о том, что проблема цементирования скважин, пробурённых с применением инвертных буровых растворов, остаётся достаточно сложной и многогранной. Здесь необходим системный подход: важно учитывать физико-химические характеристики бурового раствора, правильно подбирать совместимые тампонажные системы и использовать эффективные буферные жидкости. Существенную роль играет и моделирование гидродинамических процессов в затрубном пространстве. Внедрение эмульсионных тампонажных растворов и совершенствование технологий подготовки ствола скважины к цементированию действительно способствует повышению надёжности крепи. Это приводит к заметному снижению риска заколонных перетоков [11,18]. Особенно перспективно направление, связанное с разработкой интеллектуальных рецептур тампонажных систем, способных адаптироваться к изменениям температуры, давления и загрязнения буровым раствором.

Цементирование скважин после бурения на инвертных буровых растворах по-прежнему представляет собой сложную задачу. Обычные водные цементные растворы не обеспечивают необходимого качества из-за остаточных углеводородных плёнок. Эмульсионные тампонажные растворы, такие как ОНЭЦР, совместно с совместимыми буферными жидкостями, становятся реальным шагом вперёд для повышения качества цементирования и герметизации затрубного пространства.

Совместимость бурового и тампонажного растворов снижает риск заколонных перетоков, улучшает сцепление цемента с обсадной колонной и стенками скважины. Это имеет принципиальное значение для долгосрочной надёжности эксплуатации скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Двойников, М. В. Обоснование выбора методики расчета реологических параметров тампонажного раствора для крепления скважин / М. В. Двойников, В. И. Никитин, А. И. Коптева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 54-61. – EDN QVQPFH.

2. Иванов, В. Н. Исследование адгезионной прочности цементных составов для крепления скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород / В.Н. Иванов, С.Н. Парфенова // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 98-102. – EDN VOZDUG.

3. Коптева, А.И. Изучение влияния циклических знакопеременных температур на крепь скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород / А. И. Коптева, Д. А. Громов, В. И. Никитин // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 126-129. – EDN CXMGTN.

4. Кучин, В. Н. Крепление скважин и разобщение пластов в интервалах залегания многолетнемерзлых пород: научно-методические основы / В. Н. Кучин, В. А. Сидоров, А. И. Коптева // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2025. – № 7(163). – С. 37-41. – EDN XMTFRZ.

5. 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 НКСВYA.

6. 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.

7. Никитин, В.И. Нахождение профиля скоростей буровых промывочных жидкостей реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины / В. И. Никитин, В. В. Живаева, М. Г. Казазян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 22-25. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-22-25. – EDN МХКРUX.

8. Никитин, В.И. Оценка проницаемости фильтрационных корок буровых промывочных жидкостей на водной основе / В. И. Никитин, О. А. Нечаева // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 34-37. – EDN WIZMQW.

9. 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.

10. Патент № 2813585 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/40. Состав структурированной буферной жидкости: № 2023109693; заявл. 14.04.2023; опубл. 13.02.2024 / М.В. Двойников, М.Е. Ламосов; заявитель Публичное акционерное общество "Газпром". – EDN OZTQUC.

11. Подходы к расчету эквивалентной циркуляционной плотности / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов, В. П. Шакшин, А. А. Мокрев // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 29-33. – EDN VCIIRG.

12. Сергиенко, Н.Е. Анализ причин осложнений при цементировании скважин и методы их предупреждения / Н. Е. Сергиенко, В. А. Капитонов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 72-75. – EDN KGSGMW.

13. Сидоров, А. В. Применение цементно-битумного раствора в сложных горно-геологических условиях Волго-Уральского региона / А. В. Сидоров, О. А. Нечаева // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 58-62. – EDN SDIUDX.

14. Arbad N., Teodoriu C. A Review of Recent Research on Contamination of Oil Well Cement with Oil-based Drilling Fluid // ChemEngineering. 2020;4(2):28. DOI:10.3390/chemengineering4020028

15. Evaluation of water-based spacer fluid with additives for mud removal efficiency // Heliyon. 2024

16. Khan M.I. et al. Drilling mud contamination effect on wellbore cement strength: An experimental investigation // PMC. 2024

17. Li Z. et al. Contamination of cement slurries with oil based mud and its components in cementing operations // J. Natural Gas Sci. Eng. 2016;29:160–168.

DOI:10.1016/j.jngse.2016.01.003

18. Spacer fluid formulations compatible with oil-based drilling fluids and cement slurries // WO Patent WO2013055843A1

**ПРИМЕНЕНИЕ ГРАФЕНСОДЕРЖАЩИХ НАНОМАТЕРИАЛОВ
В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ ПРИ ВСКРЫТИИ
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

С.Н. Парфенова¹, Н.С. Муратов², К.В. Парфенов³

*1 – к.х.н., доцент кафедры БНГС, 2 – магистрант кафедры БНГС,
3- преподаватель кафедры БНГС*

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: parfenova.samgtu@yandex.ru, mur63@mail.ru, kparfenov@mail.ru

В работе рассмотрены современные подходы к применению графенсодержащих наноматериалов в составе буровых растворов при вскрытии низкопроницаемых коллекторов. Проанализированы основные механизмы воздействия графена и его производных на фильтрационные и реологические свойства буровых систем, включая закупоривание порового пространства наночастицами, формирование фильтрационной корки, ингибирование глинистых пород и снижение трения. Показано, что использование графеновых нанодобавок позволяет существенно уменьшить фильтратоотдачу и глубину проникновения фильтрата в пласт, что способствует сохранению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны. На основе анализа зарубежных исследований установлена перспективность применения графенсодержащих систем при бурении скважин в сложных геолого-технических условиях.

Ключевые слова: графен, оксид графена, буровой раствор, наночастицы, фильтратоотдача, низкопроницаемый коллектор, повреждение пласта, закупорка пор, реология, фильтрационная корка.

Разработка и освоение нефтяных и газовых месторождений в современных условиях всё в большей степени связаны с вовлечением в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов углеводородов, значительная часть которых представлена низкопроницаемыми коллекторами. Данные объекты характеризуются сложной структурой порового пространства, малой проницаемостью и высокой чувствительностью к внешним технологическим воздействиям, возникающим при бурении скважин. В этой связи особую актуальность приобретает задача минимизации негативного влияния бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства пласта [5,10].

Процесс вскрытия продуктивного горизонта сопровождается непосредственным контактом бурового раствора с породой коллектора, что приводит к ряду неблагоприятных явлений, включая проникновение фильтрата в поровое пространство, закупоривание каналов фильтрации твёрдой фазой, а также набухание

глинистых минералов. В совокупности данные процессы вызывают снижение проницаемости призабойной зоны и ухудшение гидродинамической связи пласта со скважиной [9,10 16]. Водная фаза также в значительной мере сказывается на устойчивости стенок скважины в интервалах глин [1,6,7].

Физическая сущность влияния проницаемости призабойной зоны на приток флюида к скважине может быть описана уравнением Дюпюи, применяемым для радиальной фильтрации в пористой среде:

$$Q = \frac{2\pi kh(Pe - Pw)}{\mu \ln \ln \left(\frac{re}{rw} \right)}$$

где

Q - дебит скважины, м³/с;

k - проницаемость пласта, м²;

h - эффективная толщина продуктивного пласта, м;

Pe - пластовое давление на внешней границе дренирования, Па;

Pw - забойное давление в скважине, Па;

μ - динамическая вязкость флюида, Па·с;

re - радиус дренирования, м;

rw - радиус скважины, м. Дарси:

Из приведённого уравнения следует, что дебит скважины прямо пропорционален проницаемости пласта и перепаду давления. При этом снижение проницаемости призабойной зоны, вызванное проникновением фильтрата бурового раствора и закупориванием порового пространства, приводит к существенному уменьшению притока флюида.

Данный эффект особенно критичен для низкопроницаемых коллекторов, где даже незначительное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны может привести к значительному снижению продуктивности скважины..

Важнейшим фактором, определяющим степень повреждения пласта, является фильтратоотдача бурового раствора, которая характеризует способность жидкой фазы проникать в поровое пространство. Известно, что объём фильтрации в начальный промежуток времени пропорционален \sqrt{t} , что отражает нестационарный характер фильтрационного процесса. На начальных этапах контакта раствора с пластом наблюдается наиболее интенсивное проникновение фильтрата, что приводит к формированию зоны ухудшенной проницаемости [10].

В традиционных буровых системах снижение фильтратоотдачи достигается за счёт применения полимерных добавок, солей и ингибиторов глинистых пород. Однако в условиях низкопроницаемых коллекторов данные методы оказываются недостаточно эффективными, поскольку не обеспечивают формирования устойчивого барьера на границе «скважина–пласт» и не препятствуют проникновению жидкой фазы на микро- и наноуровне [9].

В последние годы значительное внимание уделяется применению наноматериалов в составе буровых растворов, среди которых особое место занимает графен и его производные. Уникальные физико-химические свойства графеновых структур, такие как высокая удельная поверхность, двумерная геометрия и значительная механическая прочность, позволяют рассматривать их в качестве

эффективных функциональных добавок, способных одновременно воздействовать на несколько ключевых параметров бурового раствора [2,8,15].

Согласно современным зарубежным исследованиям, графенсодержащие наноматериалы способны реализовывать ряд механизмов, направленных на снижение негативного воздействия бурового раствора на пласт, включая закупоривание порового пространства наночастицами, формирование плотной фильтрационной корки, а также ингибирование глинистых минералов. Это позволяет существенно ограничить проникновение фильтрата в пласт и сохранить исходные коллекторские свойства [3,8,15].

На рисунке 1 представлена схема взаимодействия графеновых наноматериалов с поровым пространством коллектора.

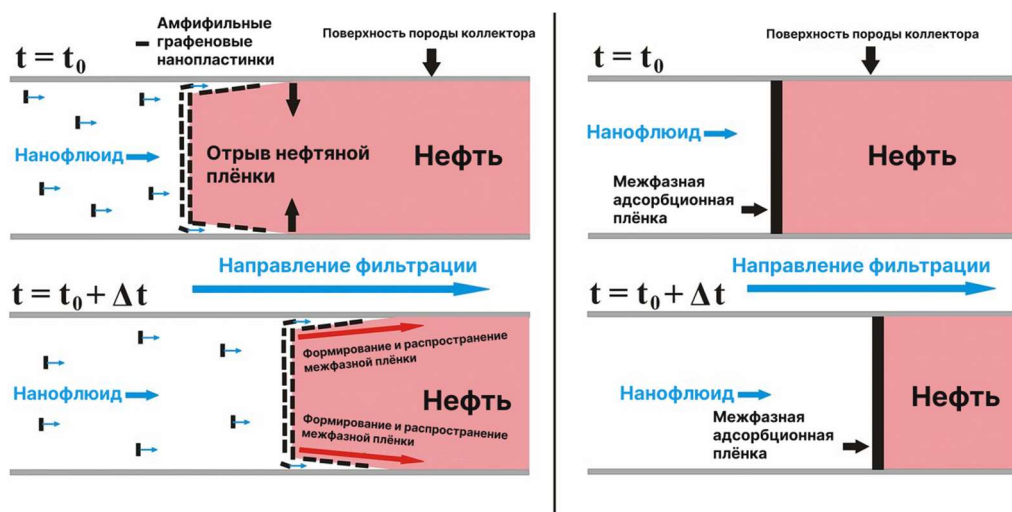


Рис. 1 - Схема взаимодействия графеновых наноматериалов с поровым пространством коллектора (по данным Luo D. и др. [9])

Таким образом, применение графенсодержащих наноматериалов в буровых растворах представляет собой перспективное направление повышения эффективности вскрытия низкопроницаемых коллекторов. Их использование позволяет не только улучшить технологические параметры бурения, но и обеспечить сохранение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны, что является ключевым фактором для дальнейшей эффективной разработки месторождений.

Графен и его производные представляют собой особый класс углеродных наноматериалов, обладающих двумерной структурой, в которой атомы углерода организованы в виде гексагональной кристаллической решётки. В нефтегазовой отрасли наибольшее распространение получили такие формы графенсодержащих материалов, как графеновые нанопластинки и оксид графена, отличающиеся высокой удельной поверхностью и способностью к устойчивому диспергированию в водных средах [8,15].

Благодаря своим структурным особенностям графеновые наноматериалы способны эффективно взаимодействовать как с твёрдой фазой бурового раствора, так и с поверхностью породы коллектора. В отличие от традиционных добавок, действие которых ограничивается изменением реологических параметров системы, графен

оказывает комплексное влияние, затрагивая как процессы фильтрации, так и микроструктуру призабойной зоны [9].

Одним из ключевых механизмов является закупоривание порового пространства наночастицами. Размер графеновых нанопластинок соизмерим с размером микропор и каналов фильтрации в низкопроницаемых коллекторах, что позволяет им проникать в приповерхностные зоны породы и частично перекрывать пути фильтрации. В результате формируется дополнительное сопротивление движению жидкой фазы, что приводит к снижению фильтратоотдачи и ограничению проникновения фильтрата в пласт [8,13].

Дополнительным важным механизмом является формирование плотной и малопроницаемой фильтрационной корки на стенке скважины. В отличие от традиционных систем, где корка формируется преимущественно из частиц бурового раствора различного размера, графеновые наноматериалы благодаря своей пластинчатой структуре способны укладываться в более компактные слои, создавая барьер с пониженной проницаемостью. Это существенно снижает интенсивность фильтрации и повышает устойчивость системы при длительном контакте с пластом [11,12].

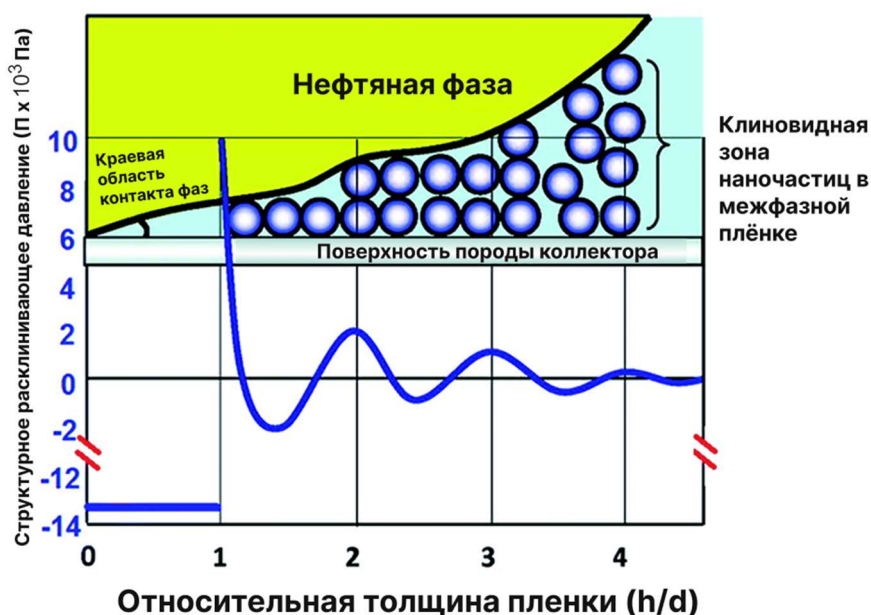


Рис. 2 - Схематическое представление формирования наноплёнки и её влияния на фильтрационные процессы в поровом пространстве (по данным Ali J.A. [10])

Как показано на рисунке 2, присутствие наночастиц вблизи поверхности породы приводит к формированию тонкой плёнки, создающей дополнительное давление, препятствующее сближению фаз. Данный эффект способствует стабилизации системы и ограничению проникновения жидкости в поровое пространство, что особенно важно при работе с низкопроницаемыми коллекторами [8].

Не менее важным механизмом является ингибирование глинистых пород. Глинистые минералы, входящие в состав коллекторов, обладают способностью к

гидратации и набуханию при контакте с водой, что приводит к снижению проницаемости. Графенсодержащие материалы, взаимодействуя с поверхностью глин, частично блокируют доступ воды и уменьшают степень их гидратации. Это способствует сохранению структуры порового пространства и повышению устойчивости стенок скважины [8,15].

Кроме того, графен обладает выраженными смазочными свойствами, обусловленными его слоистой структурой. В процессе бурения это проявляется в снижении коэффициента трения между бурильным инструментом и стенками скважины, что уменьшает энергетические затраты и повышает стабильность процесса бурения. Данный эффект особенно важен при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин [15].

Для наглядного сопоставления свойств графенсодержащих наноматериалов с другими типами нанодобавок целесообразно рассмотреть их сравнительные характеристики.

Таблица 1 - Влияние различных нанодобавок на фильтрационные и реологические свойства буровых растворов (составлено на основе [2, 14–16])

Тип нанодобавки	Концентрация, мас. %	Фильтратоотдача (API), мл	Пластическая вязкость, мПа·с	Предел текучести, Па	Влияние на глинистые породы	Основной механизм действия
Оксид графена (GO)	0,5–1,0	15–30	10–18	8–15	выраженное ингибирование	закупоривание пор, формирование плотной корки
Графеновые нанопластинки (GNP)	0,3–0,8	20–35	12–20	10–18	умеренное	перекрытие каналов фильтрации
Диоксид кремния (SiO ₂)	1,0–2,0	30–50	8–15	5–10	слабое	заполнение пор
Углеродные нанотрубки (CNT)	0,1–0,5	20–40	15–25	12–20	отсутствует	структурирование системы

Анализ представленных данных показывает, что графенсодержащие наноматериалы обладают более широким спектром воздействия по сравнению с другими наночастицами, поскольку одновременно влияют на процессы фильтрации, реологические характеристики и устойчивость породы. Это делает их особенно перспективными для применения в буровых растворах при вскрытии низкопроницаемых коллекторов.

Практическая эффективность применения графенсодержащих наноматериалов в составе буровых растворов подтверждается результатами экспериментальных исследований, проведённых зарубежными авторами. В частности, установлено, что введение оксида графена и графеновых нанопластинок в водные буровые системы приводит к значительному снижению фильтратоотдачи и улучшению структурно-реологических характеристик раствора [10,11].

В ходе лабораторных испытаний показано, что при использовании графенсодержащих наночастиц наблюдается уменьшение объёма фильтрата более чем на 40–60 % по сравнению с базовыми растворами. При этом формируемая фильтрационная корка характеризуется меньшей толщиной и более плотной структурой, что способствует снижению её проницаемости и ограничению проникновения фильтрата в пласт [4,10,13].

На рисунке 3 представлено снижение фильтратоотдачи бурового раствора при использовании различных наночастиц в условиях низкого давления и температуры (LTLР), а также при высоких давлениях и температурах (НТНР).

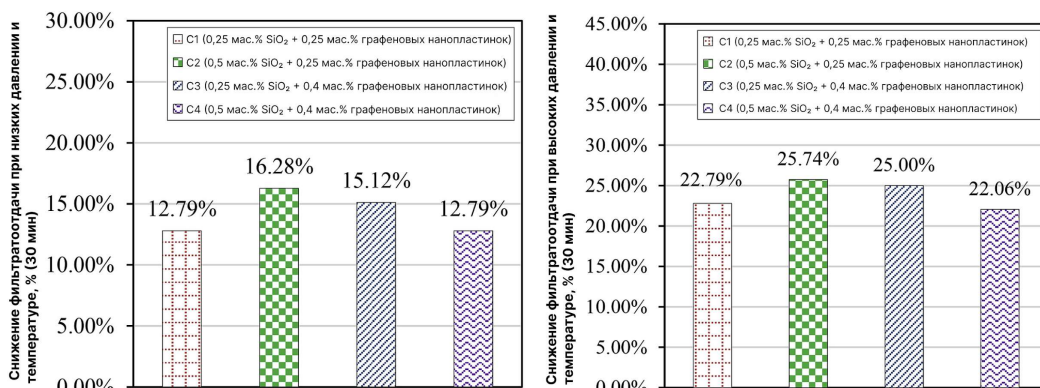


Рис. 3 - Зависимость фильтратоотдачи бурового раствора от концентрации графенсодержащих наноматериалов (по данным Aramendiz J., Imqam A. [12])

Как видно из представленных данных, применение графеновых нанопластинок обеспечивает более выраженное уменьшение фильтрационных потерь по сравнению с другими типами нанодобавок. Особенно заметный эффект наблюдается в условиях повышенных температур и давления, что свидетельствует о высокой эффективности графенсодержащих систем при бурении глубоких и сложных скважин [10].

Полученные результаты подтверждают, что использование графеновых наноматериалов способствует формированию более плотной и устойчивой фильтрационной корки, снижению проницаемости призабойной зоны и ограничению проникновения фильтрата в пласт.

Дополнительно установлено, что применение графенсодержащих наноматериалов повышает устойчивость бурового раствора к воздействию высоких температур и минерализации, что особенно важно при бурении в сложных геолого-технических условиях [12].

Таким образом, результаты экспериментальных исследований подтверждают, что графенсодержащие наноматериалы обеспечивают комплексное улучшение свойств буровых растворов, включая снижение фильтратоотдачи, стабилизацию реологических параметров и повышение устойчивости системы, что в конечном итоге способствует снижению степени повреждения призабойной зоны.

В результате проведённого анализа установлено, что применение графенсодержащих наноматериалов в составе буровых растворов является эффективным направлением повышения качества вскрытия низкопроницаемых коллекторов. Основными механизмами их действия являются закупоривание порового пространства, формирование плотной фильтрационной корки,

ингибирование глинистых пород и снижение трения. Экспериментальные исследования подтверждают значительное снижение фильтратоотдачи и улучшение реологических свойств буровых систем при использовании графеновых добавок. Это позволяет уменьшить глубину проникновения фильтрата в пласт и сохранить его фильтрационно-емкостные свойства, что является ключевым фактором для обеспечения высокой продуктивности скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Букин, П. Н. Влияние силикатного бурового раствора на устойчивость кошайских глин под нагрузением / П. Н. Букин, В. А. Капитонов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 1. – С. 27-35. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-1-27-35. – EDN CUMYYU.
2. Нечаева, О. А. Повышение качества вскрытия продуктивного пласта путем введения поверхностно-активного вещества в рецептуру промывочной жидкости / О. А. Нечаева, В. И. Никитин, Е. А. Камаева // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 34-36. – EDN GTJQPF.
3. Никитин, В. И. Анализ результатов эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала / В. И. Никитин, О. А. Нечаева, Г. С. Мозговой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 2(338). – С. 11-13. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-2(338)-11-13. – EDN AVPSLR.
4. Никитин, В. И. Методика проведения эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала / В. И. Никитин, О. А. Нечаева, Е. А. Камаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 10(334). – С. 14-16. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-10(334)-14-16. – EDN ZMVSCP.
5. Никитин, В. И. Моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в продуктивный пласт с использованием эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей / В. И. Никитин, К. С. Купавых, М. М. Агрелкина // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 152-157. – EDN PQRBVX.
6. Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии низкопроницаемых отложений / В. В. Минибаев, Е. Ю. Камбулов, В. Г. Григулецкий, М. В. Двойников // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 6-15. – EDN FQLFQD.
7. 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.
8. Парфенов, К. В. Разработка механизма подбора рецептуры промывочной жидкости для бурения глинистых интервалов / К. В. Парфенов, О. А. Нечаева, С. Н. Парфенова // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1, № 1(15). – С. 63-64. – EDN LIECUX.
9. Luo D., Wang F., Zhu J. et al. Nanofluid of graphene-based amphiphilic Janus nanosheets for enhanced oil recovery // Proceedings of the National Academy of Sciences. – 2016. – Vol. 113, No. 28. – P. 7711–7716.

10. Ali J.A., Kolo K., Manshad A.K. Application of graphene and graphene oxide in oil and gas industry: a review // RSC Advances. – 2017. – Vol. 7. – P. 34544–34563.
11. Cheraghian G., Hendraningrat L. A review on applications of nanotechnology in drilling fluids // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – Vol. 11. – P. 1027–1043.
12. Ismail A.R., Aftab A., Ibutoto Z.H. et al. The novel approach for the development of drilling fluids using nanoparticles: a review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 181. – P. 106–120.
13. Li X., Jiang G., Huang Z. Graphene oxide as a high-performance fluid-loss additive in water-based drilling fluids // ACS Omega. – 2021. – Vol. 6. – P. 11230–11238.
14. Liu H., Zhang J., Wang S. et al. Performance of graphene-based drilling fluids under high temperature conditions // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2025. – Vol. 15. – P. 245–258.
15. Rafati R., Smith S.R., Haddad A.S. et al. Effect of nanoparticles on the filtration properties of drilling fluids // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – P. 109–125.
16. Wang Y., Zhao X., Liu Q. et al. Nanoparticle-based drilling fluids: recent advances and challenges // Energy & Fuels. – 2024. – Vol. 38. – P. 5678–5695.
17. Zhang T., Li X., Liu Y. et al. Recent advances in graphene-based nanomaterials for drilling fluid applications // RSC Advances. – 2023. – Vol. 13. – P. 15421–15439.

ВЛИЯНИЕ ГРАФЕНОКСИДНЫХ НАНОФЛЮИДОВ НА ПРОЦЕССЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

С.Н. Парфенова¹, Н.С. Муратов², Н.Г. Кац³

*1 – к.х.н., доцент кафедры БНГС, 2 – магистрант кафедры БНГС,
3 – доцент кафедры МОНХП*

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

email: parfenova.samgtu@yandex.ru, mur63@mail.ru, kats.nickolai@yandex.ru

В работе рассмотрены современные подходы к применению графеноксидных нанофлюидов в процессах повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов. Проанализированы основные физико-химические механизмы воздействия нанодисперсных систем на систему «нефть–вода–порода», включая изменение смачиваемости поверхности коллектора, снижение межфазного натяжения, проявление расклинивающего давления и структурную дестабилизацию остаточной нефтяной плёнки. Показано, что использование графеноксидных нанофлюидов способствует переходу породы в более гидрофильное состояние, улучшению условий вытеснения нефти и повышению охвата пласта заводнением.

На основе анализа современных зарубежных экспериментальных исследований установлено, что применение графеноксидных нанофлюидов обеспечивает

значительное снижение межфазного натяжения и увеличение коэффициента извлечения нефти за счёт комплексного воздействия на межфазные и капиллярные процессы в поровом пространстве. Особое внимание уделено амфифильным свойствам графеноксидных структур, обеспечивающим их эффективную локализацию на границе раздела фаз и повышение устойчивости дисперсной системы.

Полученные результаты свидетельствуют о высокой перспективности использования графеноксидных нанофлюидов в технологиях повышения нефтеотдачи, особенно в условиях низкопроницаемых коллекторов, где традиционные методы заводнения оказываются недостаточно эффективными.

Ключевые слова: графеноксид, нанофлюид, повышение нефтеотдачи, низкопроницаемый коллектор, смачиваемость, межфазное натяжение, расклинивающее давление, вытеснение нефти, наночастицы, коэффициент извлечения нефти.

В современных условиях разработки нефтяных месторождений всё большую актуальность приобретает проблема повышения нефтеотдачи пластов, особенно представленных низкопроницаемыми коллекторами. Данные объекты характеризуются сложной структурой порового пространства, наличием значительного количества остаточной нефти и низкой эффективностью традиционных методов вытеснения. Даже после проведения первичных и вторичных методов разработки в пласте остаётся значительная доля углеводородов, извлечение которых требует применения дополнительных технологических решений [9,13], в том числе спроектированных с использованием цифровых моделей [5]. Помимо качества вскрытия пластов буровые системы должны отвечать и другим требованиям для безопасного ведения работ и обеспечения устойчивости стенок ствола скважины [6,7].

Наиболее распространённым методом вторичной добычи является заводнение, основанное на вытеснении нефти водой. Однако его эффективность в низкопроницаемых коллекторах ограничена вследствие неблагоприятных межфазных и капиллярных условий. В частности, высокая межфазная энергия на границе раздела «нефть–вода», а также преобладание гидрофобного характера поверхности породы способствуют удержанию нефти в порах и формированию устойчивых остаточных нефтяных плёнок. В результате значительная часть углеводородов остаётся неизвлечённой даже при длительном воздействии вытесняющего агента [1,4,11].

С позиции физики процессов вытеснения нефти эффективность разработки определяется соотношением вязкостных и капиллярных сил, которое характеризуется безразмерным капиллярным числом:

$$Ca = \frac{\mu v}{\sigma}$$

где Ca — капиллярное число, μ — вязкость вытесняющего флюида Па·с, v — скорость фильтрации, м/с, σ — межфазное натяжение на границе «нефть–вода», Н/м. Из приведённого соотношения следует, что снижение межфазного натяжения и изменение реологических свойств вытесняющего агента являются ключевыми факторами повышения эффективности вытеснения нефти из порового пространства коллектора [1,2].

В последние годы значительное внимание уделяется применению нанофлюидов в процессах повышения нефтеотдачи, что обусловлено их способностью воздействовать на межфазные явления на микро- и наноуровне. Введение наночастиц

в водные системы приводит к изменению смачиваемости породы, снижению межфазного натяжения и модификации капиллярных сил, определяющих удержание нефти в поровом пространстве [1,9].

На рисунке 1 представлено схематическое изображение основных механизмов повышения нефтеотдачи при использовании наночастиц.

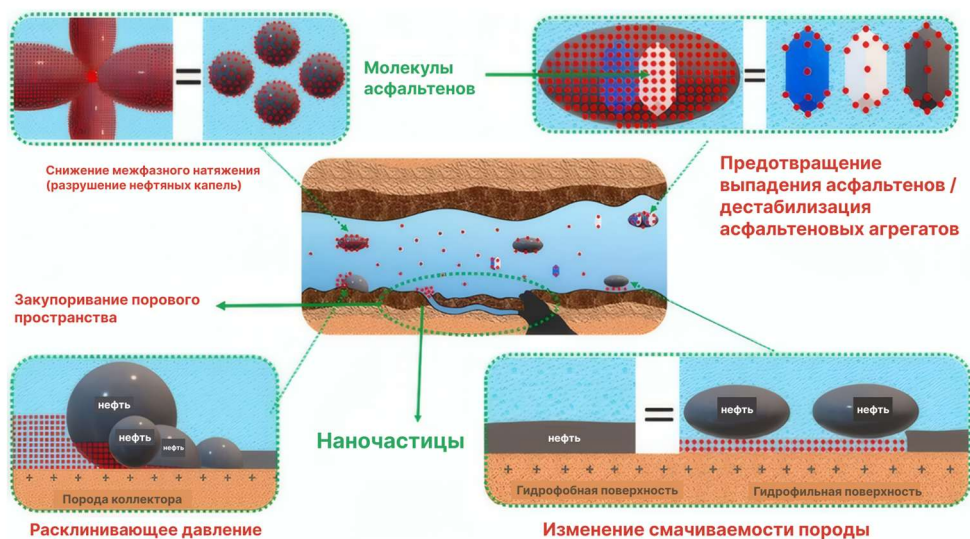


Рис. 1 - Основные механизмы повышения нефтеотдачи при использовании наночастиц (по данным Goswami U., Medhi N. [8])

Как показано на рисунке 1, введение наночастиц приводит к реализации комплекса взаимосвязанных процессов. Снижение межфазного натяжения способствует разрушению устойчивых нефтяных капель и облегчает их перемещение в порах. Переход поверхности породы к более гидрофильному состоянию уменьшает адгезию нефти к стенкам пор, что снижает остаточную нефтенасыщенность. Дополнительную роль играет расклинивающее давление, способствующее отделению нефтяной плёнки от поверхности породы, а также перераспределение потоков за счёт частичного экранирования высокопроницаемых каналов.

Среди различных типов наноматериалов особый интерес представляют графеноксидные системы, обладающие развитой поверхностью, наличием кислородсодержащих функциональных групп и амфифильными свойствами. Благодаря этому они эффективно адсорбируются на границе раздела фаз и обеспечивают направленное воздействие на межфазные явления, что делает их перспективным инструментом увеличения коэффициента извлечения нефти, особенно в условиях низкопроницаемых коллекторов [12,16].

Таким образом, применение графеноксидных наночастиц позволяет управлять межфазными взаимодействиями в поровом пространстве и интенсифицировать процессы извлечения нефти.

Наночастицы представляют собой устойчивые дисперсные системы, состоящие из базовой жидкости и наночастиц размером от единиц до сотен нанометров. Их введение приводит к изменению поверхностной активности, реологических

характеристик и устойчивости дисперсии. Ключевым фактором является высокая удельная поверхность частиц, обеспечивающая интенсивное взаимодействие с породой и флюидами коллектора [1,9].

Характерной особенностью нанофлюидного вытеснения является одновременное воздействие на несколько факторов, включая смачиваемость породы, межфазное натяжение и капиллярные силы. Такое сочетание эффектов обеспечивает синергетический результат и приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности [9,11].

С точки зрения фильтрации процесс реализуется путём закачки нанофлюида через насыщенный нефтью образец породы. В отличие от традиционного заводнения, при котором поток концентрируется в наиболее проницаемых каналах, применение нанофлюидов способствует выравниванию фронта вытеснения и вовлечению в процесс ранее недренируемых зон [12,16].

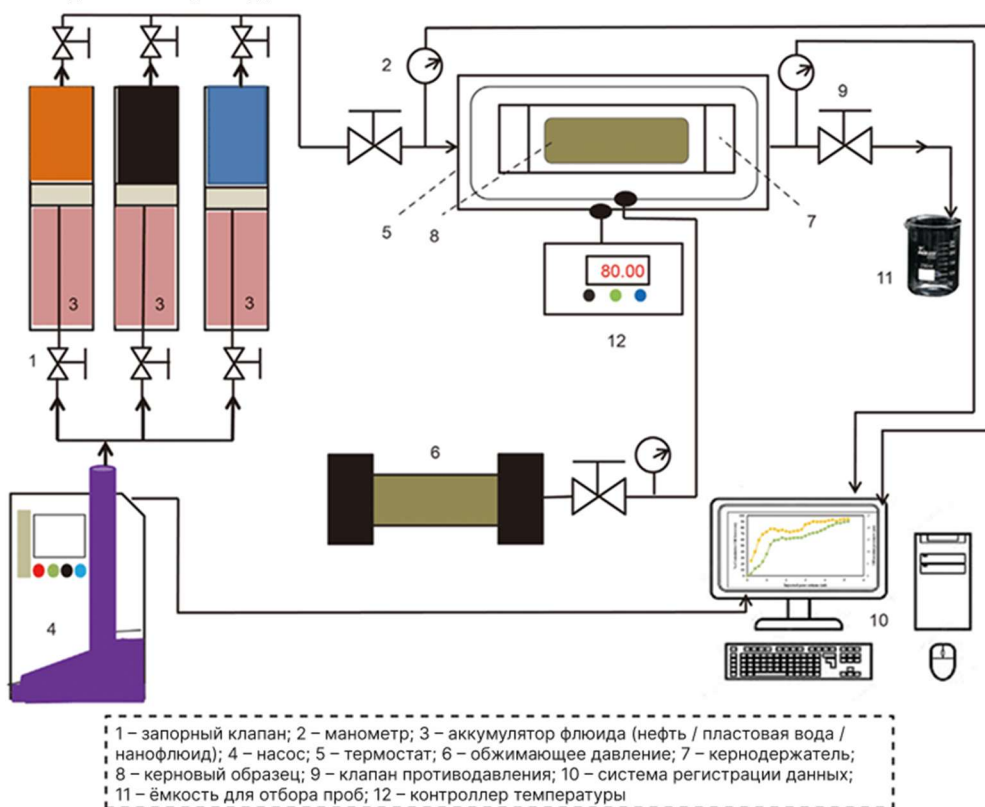


Рис. 2 - Схема установки и процесса вытеснения нефти нанофлюидом в пористой среде (по данным Jafarbeigi E. и др. [9])

Как показано на рисунке 2, закачка нанофлюида обеспечивает фильтрацию через пористую среду с одновременным переносом наночастиц, которые взаимодействуют с породой и нефтяной фазой. Это приводит к перераспределению потоков, снижению образования застойных зон и увеличению охвата пласта вытеснением.

Дополнительно наблюдается выравнивание фронта вытеснения и уменьшение преждевременного прорыва вытесняющего агента по высокопроницаемым каналам, что способствует увеличению коэффициента извлечения нефти [14,12].

Таким образом, применение нанофлюидов обеспечивает более эффективное вовлечение порового пространства в процесс разработки за счёт воздействия на фильтрационные и межфазные процессы.

Ключевое преимущество графеноксидных нанофлюидов в процессах повышения нефтеотдачи связано с тем, что они воздействуют не на один, а сразу на несколько физических механизмов удержания нефти в поровом пространстве. Именно этим объясняется их более высокая эффективность по сравнению с обычным заводнением и рядом традиционных химических методов увеличения нефтеотдачи [9,12].

Одним из наиболее значимых механизмов является изменение смачиваемости поверхности породы. В низкопроницаемых коллекторах поверхность пор нередко имеет нефтесмачиваемый или смешанный характер, вследствие чего нефть удерживается в порах в виде остаточных плёнок и малоподвижных капель. Адсорбция графеноксидных наночастиц на поверхности породы приводит к изменению поверхностной энергии и смещению системы в сторону более гидрофильного состояния. Это уменьшает силу сцепления нефти с породой и облегчает её вытеснение водой [12,16].

Количественно изменение условий вытеснения может быть связано с уравнением Юнга, описывающим соотношение поверхностных натяжений на линии контакта фаз:

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{sg} - \sigma_{sl}}{\sigma_{lg}}$$

где θ - краевой угол смачивания, σ_{sg} - поверхностное натяжение на границе «твёрдое тело–газ», σ_{sl} - на границе «твёрдое тело–жидкость», σ_{lg} - на границе «жидкость–газ». Для рассматриваемой задачи практический смысл данного соотношения заключается в том, что уменьшение контактного угла свидетельствует о переходе поверхности к более гидрофильному состоянию, благоприятному для вытеснения нефти.

Как видно из рисунка 3, применение графеноксидного нанофлюида приводит к выраженному уменьшению краевого угла, что подтверждает переход поверхности породы к более гидрофильному состоянию. Данный результат имеет принципиальное значение для низкопроницаемых коллекторов, поскольку именно смачиваемость определяет характер распределения нефти в порах и степень её подвижности [12,3].

Вторым ключевым механизмом является снижение межфазного натяжения на границе «нефть–вода». Благодаря амфифильной природе графеноксидных частиц они способны локализоваться на поверхности раздела фаз и уменьшать свободную энергию системы. Это облегчает деформацию и дробление нефтяных капель, повышает их подвижность и создаёт более благоприятные условия для мобилизации остаточной нефти [14,12,16].

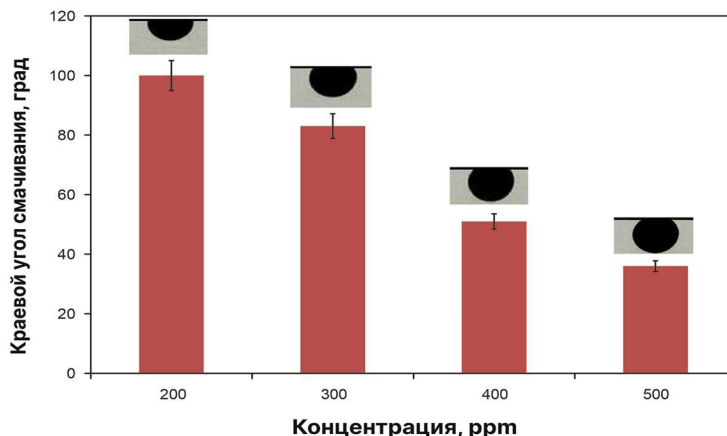


Рис. 3 - Изменение краевого угла смачивания при воздействии графенокисидного нанофлюида (по данным Rezaei N. и др. [14])

Связь между межфазным натяжением и условиями вытеснения уже была показана через капиллярное число. Чем ниже $\frac{\rho v r}{\sigma}$, тем выше $\frac{\sigma}{\rho g r}$, а следовательно, тем слабее капиллярное удержание нефти в порах. Именно поэтому снижение межфазного натяжения рассматривается как один из важнейших путей интенсификации нефтеизвлечения.

Третьим важным механизмом является расклинивающее давление. При проникновении нанофлюида в тонкие прослойки между нефтью и поверхностью породы формируется структурированная прослойка жидкости, содержащая наночастицы. Возникающее при этом дополнительное давление способствует отделению нефтяной плёнки от поверхности породы и её последующей мобилизации. Для низкопроницаемых коллекторов данный механизм особенно важен, поскольку значительная часть нефти удерживается именно в виде тонких остаточных плёнок [12,11].

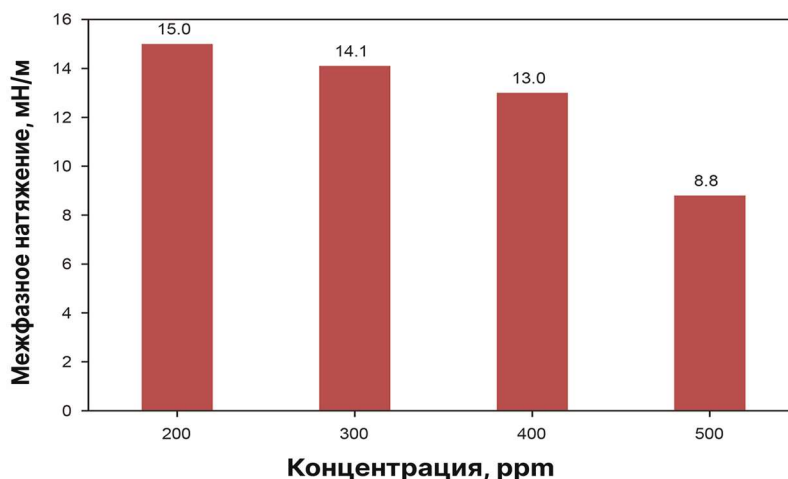


Рис. 4 - Зависимость межфазного натяжения от концентрации графенокисидного нанофлюида (по данным Rezaei N. и др. [14])

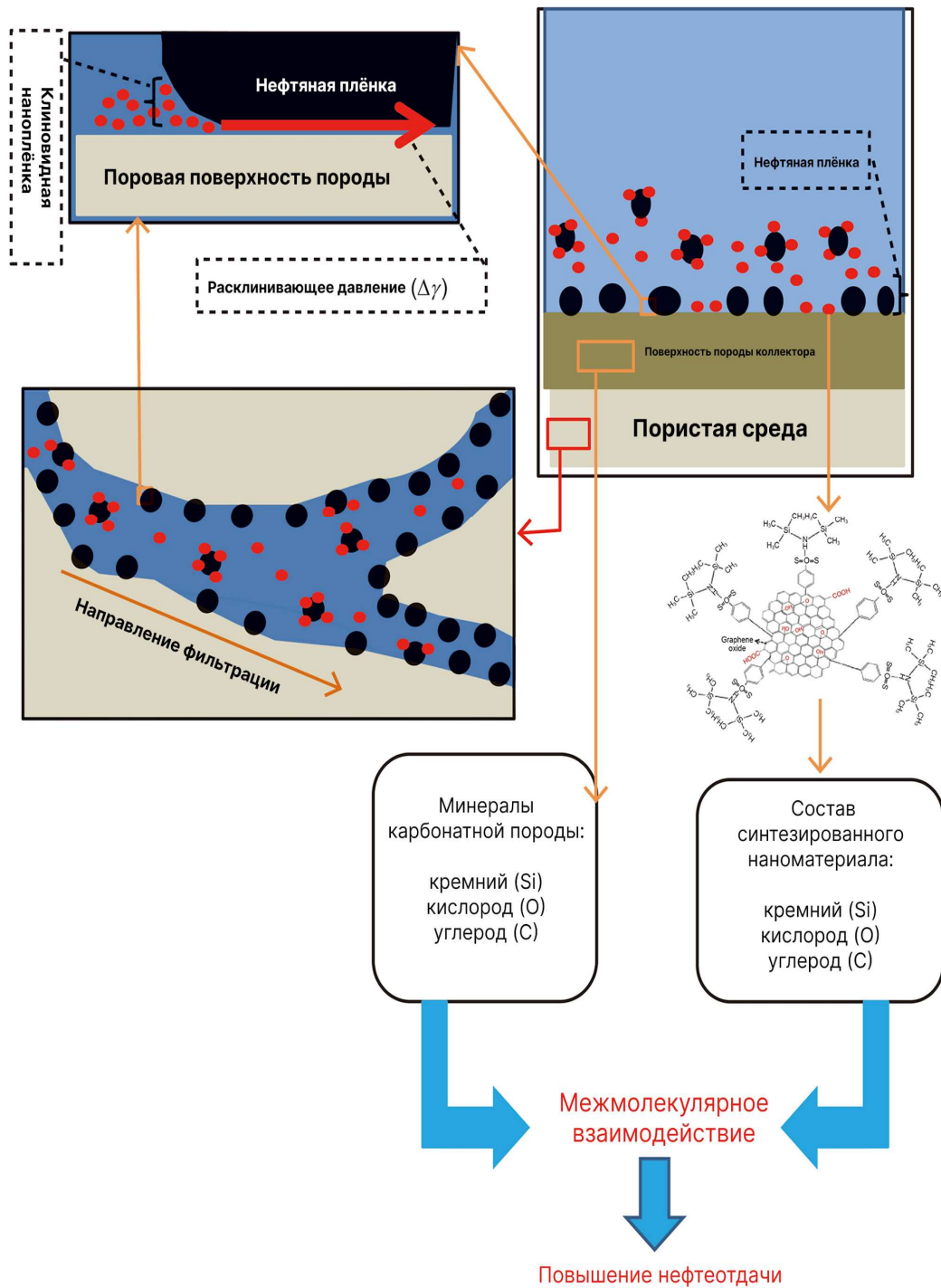


Рис. 5 - Механизм действия раскливающего давления и адсорбции графенокисидного наноплюида на поверхности карбонатной породы (по данным Rezaei N. и др. [14])

Наряду с этим графеноксидные наночастицы оказывают влияние на распределение потоков в поровом пространстве. За счёт селективной адсорбции и локального изменения сопротивления фильтрации возможно частичное перераспределение движения вытесняющего агента от уже промытых высокопроницаемых каналов к менее вовлечённым зонам. Это способствует повышению коэффициента охвата пласта и вовлечению дополнительного объёма остаточной нефти в процесс вытеснения [12,16].

Таким образом, эффективность графеноксидных нанофлюидов определяется совокупным действием нескольких механизмов: изменением смачиваемости, снижением межфазного натяжения, проявлением расклинивающего давления и перераспределением фильтрационных потоков. Именно комплексный характер воздействия делает данные системы особенно перспективными для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов.

Практическая эффективность применения графеноксидных нанофлюидов подтверждается результатами экспериментальных исследований, проведённых на керновых моделях и микрофлюидных установках. В частности, установлено, что введение графеноксидных наночастиц в водные системы приводит к значительному улучшению условий вытеснения нефти за счёт совокупного воздействия на межфазные и капиллярные процессы [14,12].

Экспериментальные данные показывают, что при использовании графеноксидных нанофлюидов наблюдается выраженное снижение межфазного натяжения. В зависимости от концентрации наночастиц его значение может уменьшаться более чем в 2 раза по сравнению с исходной системой, что способствует повышению подвижности нефтяной фазы и облегчению её извлечения из порового пространства [14].

Дополнительно установлено, что применение нанофлюидов приводит к изменению смачиваемости породы, сопровождающемуся уменьшением краевого угла. Это подтверждает переход поверхности коллектора к более гидрофильному состоянию, благоприятному для вытеснения нефти и снижения остаточной нефтенасыщенности [12].

Наиболее показательные результаты получены при анализе коэффициента извлечения нефти.

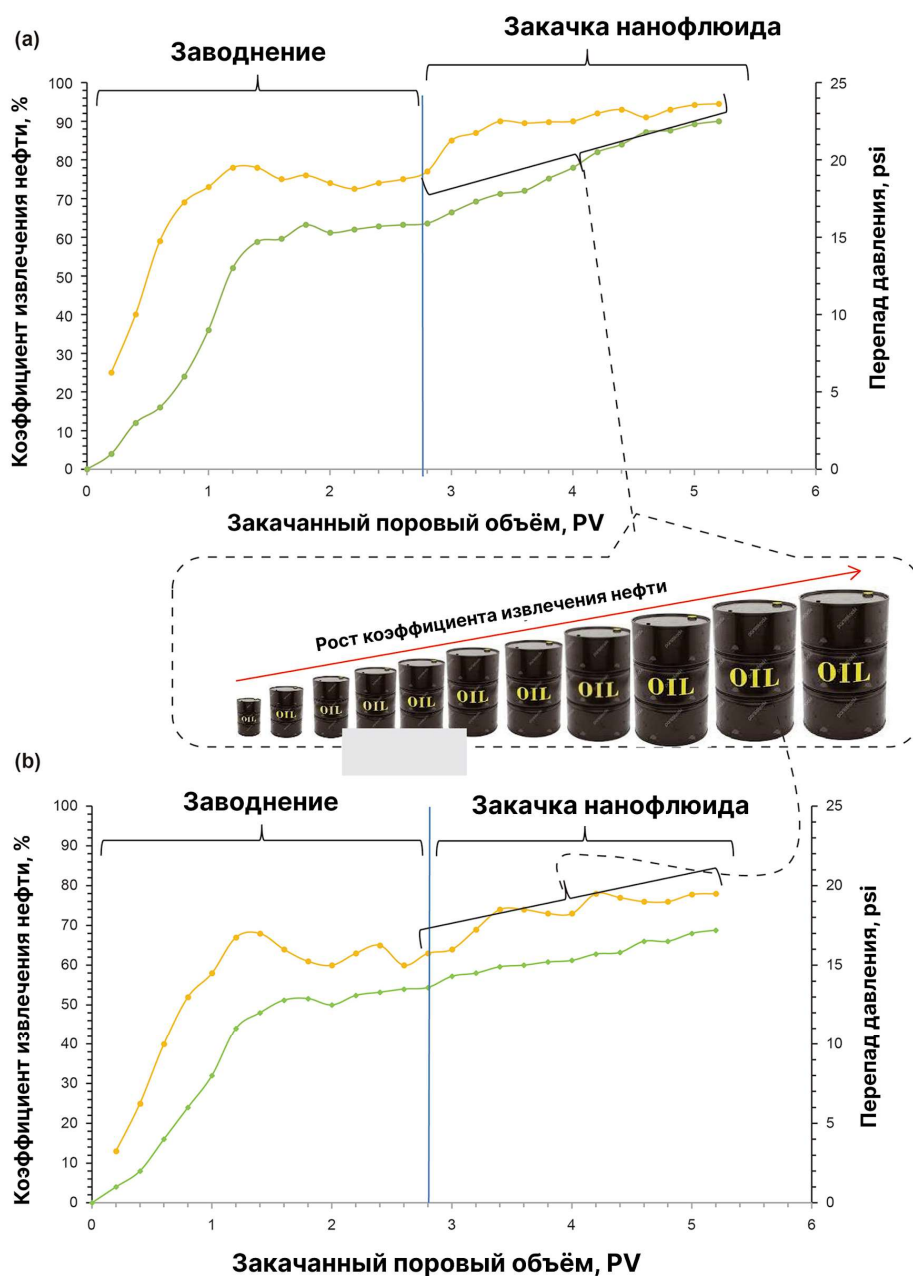


Рис. 6 - Изменение коэффициента извлечения нефти при закачке графеноксидного наножидкости (по данным Rezaei N. и др. [14])

Как видно из рисунка 6, применение графеноксидного наножидкости обеспечивает увеличение нефтеотдачи по сравнению с традиционным заводнением. В частности, прирост коэффициента извлечения нефти может достигать 15–25% в зависимости от концентрации наночастиц и условий эксперимента. При этом наиболее эффективный диапазон концентраций, как правило, составляет 400–500

ррт, при котором достигается оптимальное сочетание устойчивости дисперсии и активности наночастиц [14].

Таким образом, экспериментальные данные подтверждают, что графеноксидные нанофлюиды обеспечивают комплексное улучшение параметров вытеснения нефти, включая снижение межфазного натяжения, изменение смачиваемости и увеличение коэффициента извлечения нефти.

Несмотря на высокую эффективность графеноксидных нанофлюидов, их практическое применение связано с рядом ограничений. Одной из основных проблем является склонность наночастиц к агрегации, особенно в условиях повышенной минерализации пластовых вод. Это может приводить к снижению устойчивости дисперсии и уменьшению эффективности воздействия на пласт [9].

Дополнительные трудности связаны с необходимостью обеспечения равномерного распределения наночастиц в объёме пласта. В условиях сложной структуры порового пространства возможны эффекты локальной аккумуляции частиц и неравномерного охвата, что снижает общую эффективность процесса.

Также следует учитывать влияние температуры и давления на стабильность нанофлюидов, а также экономические аспекты, связанные со стоимостью синтеза и применения графеноксидных материалов.

В то же время современные исследования показывают, что указанные ограничения могут быть частично преодолены за счёт модификации поверхности наночастиц, использования гибридных систем и оптимизации состава дисперсионной среды. Это открывает перспективы дальнейшего развития технологий нанофлюидного повышения нефтеотдачи и их адаптации к различным геолого-техническим условиям [9,12].

В результате проведённого анализа установлено, что графеноксидные нанофлюиды являются эффективным инструментом повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов. Их применение обеспечивает комплексное воздействие на межфазные и капиллярные процессы в поровом пространстве, включая изменение смачиваемости, снижение межфазного натяжения и проявление расклинивающего давления.

Экспериментальные исследования подтверждают, что использование графеноксидных нанофлюидов позволяет существенно увеличить коэффициент извлечения нефти и повысить эффективность вытеснения за счёт улучшения условий фильтрации и перераспределения потоков в пласте.

Таким образом, применение графеноксидных нанофлюидов представляет собой перспективное направление развития технологий повышения нефтеотдачи, особенно в условиях низкопроницаемых коллекторов, где традиционные методы оказываются недостаточно эффективными.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нечаева, О. А. Повышение качества вскрытия продуктивного пласта путем введения поверхностно-активного вещества в рецептуру промывочной жидкости / О. А. Нечаева, В. И. Никитин, Е. А. Камаева // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 34-36. – EDN GTJQPF.
2. Никитин, В. И. Анализ результатов эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала /

В. И. Никитин, О. А. Нечаева, Г. С. Мозговой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 2(338). – С. 11-13. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-2(338)-11-13. – EDN AVPSLR.

3. Никитин, В. И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / В. И. Никитин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 29-31. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-29-31. – EDN ENUWHY.

4. Никитин, В. И. Моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в продуктивный пласт с использованием эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей / В. И. Никитин, К. С. Купавых, М. М. Агрелкина // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 152-157. – EDN PQRBVX.

5. Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии низкопроницаемых отложений / В. В. Минибаев, Е. Ю. Камбулов, В. Г. Григулецкий, М. В. Двойников // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 6-15. – EDN FQLFQD.

6. 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.

7. Парфенов, К. В. Разработка механизма подбора рецептуры промывочной жидкости для бурения глинистых интервалов / К. В. Парфенов, О. А. Нечаева, С. Н. Парфенова // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1, № 1(15). – С. 63-64. – EDN LIECUX.

8. Goswami U., Medhi N. Scope of implementation of low salinity nanofluid to improve oil recovery in a part of the Narpjan oil field of Upper Assam Basin // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2023.

9. Jafarbeigi E., Salimi F., Kamari E. et al. Effects of modified GO nano-fluid on wettability and IFT changes: experimental study for EOR applications // Petroleum Science. – 2022. – Vol. 19. – P. 1779–1792.

10. Cheraghian G., Hendraningrat L. A review on applications of nanomaterials in enhanced oil recovery // Molecules. – 2023. – Vol. 28, No. 22. – Article 7478.

11. Kumar A., Mandal A. Nanotechnology in enhanced oil recovery: recent advances and challenges // ACS Omega. – 2023. – Vol. 8, No. 40. – P. 36215–36232.

12. Li K., Xu H., Zhang Y. Graphene oxide nanofluids for enhanced oil recovery in heavy oil reservoirs // ACS Omega. – 2026. – Vol. 11.

13. Inarabiji M.S., Yahya N., Nadeem S. Nanofluids for enhanced oil recovery: mechanisms and applications // Arabian Journal of Chemistry. – 2021. – Vol. 14, No. 1. – Article 102993.

14. Luo D., Wang F., Zhu J. Experimental study of amphiphilic graphene oxide for enhanced oil recovery // Energy & Fuels. – 2018. – Vol. 32, No. 11. – P. 11269–11278.

15. Ogolo N.A., Olafuyi O.A., Onyekonwu M.O. Enhanced oil recovery using nanoparticles // Oil & Gas Science and Technology. – 2012. – Vol. 67, No. 6. – P. 1051–1062.

16. Rezaei N., Ranjbar M., Mohammadi A. Synthesis and application of modified graphene oxide nanofluid for enhanced oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – Article 109634.
17. Sheng J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. – Houston: Gulf Professional Publishing, 2011. – 632 p..
18. Sun X., Zhang Y., Chen G., Gai Z. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress // Energy & Fuels. – 2017. – Vol. 31, No. 11. – P. 11116–11128.
19. Zhang T., Davidson D., Bryant S.L., Huh C. Nanoparticle-stabilized emulsions for enhanced oil recovery // SPE Journal. – 2010. – Vol. 15, No. 3. – P. 696–703.

ВЛИЯНИЕ НАНОЧАСТИЦ НА РЕОЛОГИЮ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

М.А. Галстян, С.Н. Парфенова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: parfenova.samgtu@yandex.ru

Современный этап развития мировой экономики характеризуется беспрецедентным ростом спроса на углеводородное сырье, что объективно определяет приоритетное значение нефтегазового сектора в структуре промышленного производства. В этих условиях особую актуальность приобретает совершенствование технологических процессов бурения скважин, где оптимизация состава буровых растворов выступает одним из стратегических направлений развития отрасли. Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения эффективности бурения скважин за счет оптимизации реологических характеристик буровых растворов. Внедрение наночастиц открывает новые возможности для целенаправленного управления реологическим поведением буровых систем.

Ключевые слова: наночастицы, реологические свойства, буровые растворы.

Интеграция нанотехнологий в процессы бурения скважин является перспективным направлением развития нефтегазовой отрасли, требующим дальнейших фундаментальных и прикладных исследований [12]. Существенное значение в современной нефтедобыче приобретает изменение буровых растворов с целью совершенствования их функциональных качеств. Ключевым направлением технологического развития выступает оптимизация реологических характеристик рабочих жидкостей, задействованных в процесс бурения [8]. А вот проектирование реологических характеристик играет важную роль при бурении горизонтальных скважин [1,4].

Наноматериалы ведут себя не как обычные вещества, так как размер частиц (от 1 до 100 нанометров) напрямую влияет на физико-химические характеристики, важные отличия проявляются благодаря: увеличению доли атомов на поверхности по сравнению с атомами внутри объема, проявлению квантово-механических эффектов,

термодинамическим свойствам и особой структурой кристаллической решетки. Совокупность всех этих факторов формирует особый ряд физико-химических свойств, которых нет у обычных материалов, эта возможность открывает использование наночастиц в промышленности и новых технологиях [10].

В исследовании [1] авторы обнаружили, что использование оксидов наночастиц, таких как наноксид титана (TiO_2) и наноксид цинка (ZnO) помогают буровым растворам повышать устойчивость к высоким температурам и давлению. Эти наночастицы не только могут улучшать реологические свойства растворов, но и улучшают текучесть растворов, что защитит оборудование от коррозии и снизит риски повреждения в условиях использования.

Авторы работы [3] исследовали влияние наночастиц на фильтрационные свойства буровых растворов, были рассмотрены наночастицы оксидов алюминия (Al_2O_3), кремния (SiO_2) и титана (TiO_2). На их основе полученных данных ученые построили математическую модель, которая используется при расчетах течения бурового раствора с наночастицами внутри скважины. Результаты показали, что добавки наночастиц заметно улучшили промывку скважины от шлама, так как наноматериалы поменяли распределение скорости потока и концентрацию частиц, что напрямую может повлиять на эффективность бурения.

Для эффективного использования наноматериалов в бурении - необходимо разрабатывать стандартизированные методики их оценки, учитывать их стабильность, а также совместимость с буровым раствором и влияние на процесс и показатели. Современное компьютерное моделирование и численный анализ может позволить предсказать поведение наноматериалов в различных условиях эксплуатации, что способствует сокращению экспериментальных затрат и ускорению внедрения новых технологий [2]. Компьютерное моделирование помогает прогнозировать поведение наноматериалов, что сократит затраты на экспериментальные работы [6]. Современные методы моделирования процессов движения буровых растворов в скважине и призабойной зоне пласта позволяют оценить влияние новых добавок на изменение проницаемости, качество выноса шлама и распределение давлений [7,5,9].

Таким образом, применение нанотехнологий в буровых растворах открывает перспективное направление для повышения эффективности и снижения производственных рисков бурения горизонтальных скважин, а именно оптимизации реологических характеристик растворов за счет использования наноматериалов и технологий компьютерного моделирования и прогнозирования поведения, что обеспечит развитие нефтегазового сектора в условиях мирового спроса на углеводороды.

ЛИТЕРАТУРА

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. Иванов А. В., Смирнов, Д. Ю., Кузнецов, П. А. (2021). Компьютерное моделирование наночастиц в условиях бурения. Труды ВНИИнефти, № 5, с. 78–85.
3. Лысакова Е. И. Компьютерное моделирование наночастиц в условиях бурения: автореф. дис. д-ра техн. наук: 05.13.18 / Е. И. Лысакова; Ин-т проблем механики им. А. Ю. Ишлинского РАН.— Красноярск., 2022.— 24 с.

4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. Никитин В. И. Нахождение профиля скоростей буровых промывочных жидкостей реологической модели Гершеля-Балкли в кольцевом пространстве скважины / В. И. Никитин, В. В. Живаева, М. Г. Казазян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021 – № 11(347). – С. 22-25. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-22-25. – EDN MXKPUX.
8. 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.
9. 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.
10. Пустовойт В.Н. Физико – химия наноматериалов : учеб. пособие / В.Н. Пустовойт, Ю.В. Долгачев. – Ростов-на-Дону : Донской государственный технический университет, 2017 – 57 с.
11. Gokapai V., Pothana P., Ling K. Nanoparticles in Drilling Fluids: A Review of Types, Mechanisms, Applications, and Future Prospects / Gokapai V., Pothana P., Ling K. // Energy and Petroleum Engineering. — 2024 — № 5(4). — С. 2462-2495.
12. Roy A., Kabra D., Pareek G., Kumari K., Kashyap P.P., Naik S., Chadha U., Selvaraj S.K. A review of nanomaterials and their applications in oil & petroleum industries // Nano Express. – 2023 – №2. – С. 1–13.

**РАЗРАБОТКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ
ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК**

*Дмитрий Евгеньевич Краснов, Бекжан Аскарлович Балеков,
Рагим Ариф оглы Хасаев, Вадим Николаевич Аверкин*

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

*e-mail: bekgan.baleov@mail.ru, Dima.12.05.2005@yandex.ru,
rakhasaev@gmail.com*

Аннотация. В работе рассмотрены подходы к энергоснабжению буровых установок в удалённых и труднодоступных районах. Проанализированы альтернативные источники энергии: атомные теплоэлектростанции, малые модульные реакторы и радиоизотопные термоэлектрические генераторы. Проведено сравнение их характеристик и применимости в условиях кустового бурения.

Установлено, что крупные энергетические решения не отвечают требованиям автономности и мобильности. Обоснована эффективность использования РИТЭГ как оптимального источника энергии. Рассмотрена возможность повышения эффективности за счёт их интеграции с парогенераторами.

Сделан вывод о перспективности автономных энергетических комплексов на базе РИТЭГ для повышения устойчивости нефтегазовой инфраструктуры.

Ключевые слова: энергоснабжение буровых, альтернативная энергетика, РИТЭГ, малые модульные реакторы, автономные системы, нефтегазовая инфраструктура.

Введение

В условиях нарастающих геополитических ограничений и трансформации глобальных энергетических рынков обеспечение энергетической независимости критически важной инфраструктуры нефтегазового комплекса приобретает стратегическое значение. Традиционные системы энергоснабжения буровых установок и удалённых производственных объектов основаны преимущественно на поставках дизельного топлива, подключении к газотранспортной системе либо централизованным электрическим сетям.

Обоснование выбора малых модульных реакторов

“Малые габариты, вес и объём созданных ядерных установок, их безопасность и надёжность позволяют гибко использовать их в создании источников энергии для добычи полезных ископаемых в труднодоступных районах” – заявление В.В. Путина в ходе церемонии награждения разработчиков “Посейдона” (Рисунок 1. Посейдон) и “Буревестника” (Рисунок 2. Буревестник).

Интерес к малым модульным реакторам обусловлен их конструктивными и эксплуатационными особенностями. На государственном уровне неоднократно подчёркивалась перспективность компактных ядерных энергетических установок для применения в удалённых и труднодоступных районах Российской Федерации.

Отмечается, что современные разработки характеризуются высокой степенью безопасности, надёжности и возможностью эксплуатации в экстремальных условиях.

Один энергомодуль ММР способен заменить ежегодные поставки значительных объёмов дизельного топлива, что особенно актуально для удалённых месторождений с сезонной навигацией.

Использование ММР позволяет обеспечить устойчивость нефтедобывающих комплексов в условиях:

- нарушения логистических цепочек;
- экстремальных климатических воздействий;
- ограниченного доступа к внешним энергетическим ресурсам;
- чрезвычайных ситуаций природного или техногенного характера.

Таким образом, применение малых модульных реакторов способствует формированию автономной энергетической инфраструктуры, способной функционировать независимо от внешних факторов.

Примеры применения ММР в России

Технологии малых реакторов реализованы в проектах специального назначения, включая разработки, известные как «Буревестник» (Рисунок 2. Буревестник) и «Посейдон» (Рисунок 1. Посейдон), где используются малогабаритные ядерные энергетические установки повышенной автономности.



Рисунок 1. Посейдон

Российская новая крылатая ракета глобальной дальности 9М739 «БУРЕВЕСТНИК»



Рисунок 2. Буревестник

Технические характеристики малых модульных реакторов

Современные малые модульные реакторы характеризуются следующими параметрами (Таблица 1. Технические характеристики ММР):

- электрическая мощность: от 9 до 100 МВт;
- срок службы: от 10 до 60 лет в зависимости от типа реакторной установки;
- варианты размещения: наземное или подземное исполнение;
- Изделие полной готовности: 1-2 месяца

• Вывод: Этот тип малого модульного реактора способен покрыть энергозатраты буровой установки и населенного пункта, однако из-за сложной конструкции, длительного процесса установки и избыточной мощности он не соответствует требованиям кустового бурения.

Таблица 1. Технические характеристики ММР

Параметр	РИТМ-200Н	АБВ-6Э	СВБР-100
Мощность	55 МВт	9 МВт	100 МВт
Срок монтажа	24 месяца	18 месяцев	36 месяцев
Защита	Подземный вариант	Полностью подземный	Наземный с защитой
Температурный диапазон	-50°С...+40°С	-60°С...+40°С	-45°С...+40°С
Готовность	2028 год	Проект	Проект

Атомные теплоэлектростанции (АТЭС)

Атомные теплоэлектростанции (АТЭС) представляют собой мощные энергоблоки, способные обеспечить электрической энергией промышленные объекты с высокими требованиями к мощностям. Технические характеристики АТЭС:

- **Электрическая мощность:** от 900 МВт до 1 ГВт (гигаватт);
- **Срок службы:** от 60 лет;
- **Возможное расположение:** наземное, подземное (также разрабатываются судовые АЭС);
- **Время полной готовности:** 4–8 лет.

Из-за значительной мощности и больших габаритов, а также длительного срока установки, АТЭС нецелесообразно использовать для обеспечения энергоснабжения объектов на территории нефтяных месторождений. АТЭС подходит для крупных инфраструктурных объектов, но в контексте буровых установок и небольших удалённых объектов их применение невозможно.

Радиоизотопные термоэлектрические генераторы (РИТЭГ)

РИТЭГ — это компактные и эффективные устройства, которые могут использоваться для обеспечения энергией удалённых объектов, в том числе буровых установок. Технические характеристики РИТЭГ:

- **Электрическая мощность:** от 100 кВт до 3 МВт;
- **Необслуживаемость:** от 15 до 25 лет;
- **Возможное расположение:** подземное;
- **Время полной готовности:** пара дней.

Таблица 2. Технические характеристики РИТЭГ

Тип	Начальная активность, кКи	Тепловая мощность, Вт	Электрическая мощность, Вт	КПД, %	Масса, кг	Год начала выпуска
Эфир-МА	104	720	30	4,167	1250	1976
ИЭУ-1	465	2200	80	3,64	2500	1976
ИЭУ-2	100	580	14	2,41	600	1977
Бета-	36	230	10	4,35	560	1978
Гонг	47	315	18	5,714	600	1983
Горн	185	1100	60	5,455	1050	1983
ИЭУ-2М	116	690	20	2,899	600	1985
Сеностав	288	1870	-	-	1250	1989
ИЭУ-1М	340	2200	120	5,455	2100	1990

РИТЭГ идеально подходит для применения на буровых установках, обеспечивая стабильное энергоснабжение с минимальными затратами на установку и обслуживание. Высокая скорость развертывания, а также возможность непрерывной работы в течение десятков лет без обслуживания делают РИТЭГ оптимальным выбором для таких объектов.

Преимущества использования РИТЭГ для удалённых объектов

РИТЭГ представляет собой не просто альтернативу другим источникам энергии, а оптимальное решение для энергоснабжения удалённых объектов, включая буровые установки. Он сочетает в себе несколько ключевых преимуществ:

- **Достаточная мощность** для нужд буровых и инфраструктуры;
- **Беспрецедентная скорость развертывания** — установка РИТЭГ может быть осуществлена за несколько дней;
- **Максимальная устойчивость** к внешним угрозам и чрезвычайным ситуациям;
- **Полная автономность** в течение 15–25 лет эксплуатации;
- **Необслуживаемость** на протяжении всего срока службы.

Эти характеристики (Таблица 2. Технические характеристики РИТЭГ) делают РИТЭГ идеальным выбором для объектов, где критична автономность и отсутствие зависимости от внешних поставок энергии.

Процесс монтажа РИТЭГ

Монтаж РИТЭГ является технически простой задачей, что связано с его минимальной радиоактивностью и компактными размерами. Процесс установки можно разбить на несколько основных этапов:

1. **Доставка:** РИТЭГ может быть доставлен на место установки с помощью вертолёта, вездехода или корабля, в зависимости от удалённости объекта.

2. **Установка:** Устройство устанавливается в заранее подготовленную шахту глубиной 20–25 метров и диаметром около 2 метров с помощью крана, а в дальнейшем устье шахты изолируется.

3. **Подключение:** К выходным клеммам РИТЭГ подключаются провода, ведущие к источнику потребления.

Использование РИТЭГ совместно с парогенератором

Одним из эффективных способов повышения функциональности РИТЭГ является его использование в связке с парогенератором. РИТЭГ вырабатывает 3% электроэнергии и 45% тепловой энергии, и благодаря вторичному контуру охлаждения можно решить несколько важных задач:

- Получение чистой пресной воды;
- **Отопление кустовой площадки**
- Очистка оборудования, средств индивидуальной защиты (СИЗ) и буровых установок от загрязнений;
- **Возможность деактивации вторичных факторов радиозаражения**
- Выработка электроэнергии с использованием паро-турбинного генератора.

Такой подход позволяет использовать тепло, вырабатываемое РИТЭГ, для многократного решения практических задач, включая отопление и очистку.

Технические характеристики парогенераторов

Парогенераторы являются ключевым элементом системы, работающей с РИТЭГ. Основной ряд турбин и турбогенераторов:

- **Электрическая мощность:** от 100 до 3000 кВт;
- **Рабочее давление пара на входе:** от 3 до 40 атмосфер;
- **Отработанное давление:** до 1 атмосферы.

Малые габариты турбогенераторов, отсутствие маслосистем и редукторов позволяют устанавливать их даже на неподготовленные площадки. Простота обслуживания и ввода в эксплуатацию обеспечивает низкие затраты на эксплуатацию и обслуживание.

Преимущества использования парогенератора в связке с РИТЭГ

В рамках использования РИТЭГ на буровой, мы так же можем использовать выделившееся тепло в месте с паровым генератором для отопления жил городка, а так же отогрева буровой при необходимости переезда станка или же при критическом замерзании в условиях ядерной зимы.

Так же использование парогенератора, а именно выделяемого им пара позволит нам дезактивировать радиоактивность оборудования, воды и СИЗ

Дезактивация радиоактивности перегретым паром может осуществляться в «сухом» и «мокроем» вариантах:

В «сухом» — используется перегретый пар (температура превышает 100°C), который не конденсируется на поверхности.

В «мокроем» — после контакта пара с поверхностью происходит частичная или полная его конденсация, образуется жидкая плёнка, которая перемещается под действием струи и пара и выполняет транспортирующие функции по отношению к радиоактивному загрязнению.

Принцип и технология очистки воды с использованием парогенератора

Использование парогенератора в составе энергетического комплекса на базе РИТЭГ позволяет реализовать не только функции теплоснабжения, но и технологические процессы очистки и дезактивации воды и оборудования.

Принцип действия

Очистка и дезактивация поверхностей перегретым паром основана на комбинированном аэродинамическом и термическом воздействии. Струя пара создаёт аэродинамическую силу, способствующую отрыву радиоактивных частиц и загрязнений от обрабатываемой поверхности.

Дополнительное повышение эффективности достигается при введении в пар дезактивирующих растворов, усиливающих процесс десорбции загрязняющих веществ.

Технологические особенности процесса

Удаление загрязнений достигается как за счёт гидродинамического воздействия пароземulsionной струи, так и за счёт постоянно обновляющегося слоя горячего конденсата, который образуется на поверхности.

Для удаления нефиксированных и слабофиксированных загрязнений применяются растворы, содержащие поверхностно-активные вещества, а также органические и неорганические кислоты (например, щавелевая, азотная, фосфорная).

Следует отметить, что эффективность дезактивации в большей степени зависит от расхода рабочего раствора, чем от давления подаваемого пара. Данный фактор необходимо учитывать при проектировании технологического режима.

Оборудование для паровой дезактивации и меры безопасности

Для проведения дезактивационных работ используются парожеткорные распылители. Данное оборудование предназначено для обработки поверхностей технологического оборудования и производственных помещений струёй смеси, образующейся при смешении перегретого пара и десорбирующего раствора.

Средняя производительность обработки составляет порядка 1 м²/мин, что позволяет оперативно проводить локальную дезактивацию на объектах буровой инфраструктуры.

Требования безопасности.

При выполнении работ необходимо учитывать возможность образования и распространения радиоактивных аэрозолей в рабочем помещении.

Использовать средства индивидуальной защиты — респираторы, комбинезоны, специальную обувь, резиновые перчатки, головные уборы.

Дополнительно предусматриваются мероприятия по локализации зоны обработки и контролю радиационной обстановки.

Выбор турбинного оборудования

Для реализации схемы утилизации тепловой энергии и дополнительной выработки электроэнергии рассматриваются паровые турбины мощностью от 500 кВт до 1 МВт, что соответствует потребностям кустовой буровой площадки.

Отечественные производители выпускают турбинные установки соответствующего диапазона мощности, что обеспечивает технологическую независимость и упрощает интеграцию оборудования в существующую инфраструктуру. Применение турбин малой мощности позволяет сформировать компактный и мобильный энергетический узел.

Применение аквадистиллятора в составе энергетического комплекса

Для обеспечения технологических и санитарных нужд буровой установки предлагается использование аквадистиллятора типа ДЭ-40.

Назначение:

Установка предназначена для получения дистиллированной воды из исходной путём её нагрева до кипения с последующей конденсацией водяного пара. Температура получаемого дистиллята составляет от 40 до 85 °С.

Качество получаемой воды:

Производимая вода соответствует требованиям нормативной документации:

- ГОСТ 6709-72 «Вода дистиллированная»;
- ФС.2.2.0019.18 «Вода для инъекций».

Использование дистиллированной воды на буровой площадке позволяет обеспечить:

- технологические процессы;
- санитарно-гигиенические потребности персонала;
- приготовление специализированных растворов;
- повышение общей автономности объекта.

Принципиальная схема альтернативного питания буровой (Рисунок 3. Принципиальная схема альтернативного питания буровой):

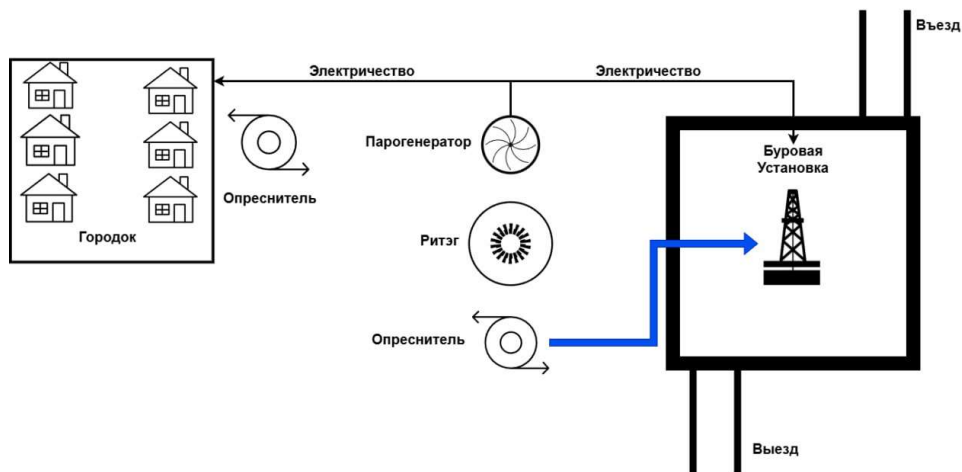


Рисунок 3. Принципиальная схема альтернативного питания буровой

Заключение

В работе рассмотрены альтернативные источники энергообеспечения буровых установок в удалённых и труднодоступных районах. Проведён анализ атомных теплоэлектростанций, малых модульных реакторов и радиоизотопных термоэлектрических генераторов с точки зрения их применимости к условиям кустового бурения.

Установлено, что АТЭС обладают избыточной мощностью и требуют значительных сроков строительства, а малые модульные реакторы характеризуются сложностью монтажа и несоответствием по уровню необходимой мощности для отдельных буровых объектов.

Наиболее рациональным решением является применение радиоизотопных термоэлектрических генераторов, обеспечивающих длительную автономную работу, быстрый монтаж и устойчивость к внешним воздействиям. Интеграция РИТЭГ с

парогенератором позволяет дополнительно использовать тепловую энергию для отопления, выработки электроэнергии и получения дистиллированной воды.

Таким образом, использование РИТЭГ в составе автономного энергетического комплекса представляет собой перспективное направление повышения энергетической независимости нефтегазовой инфраструктуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Лю Дж. Что такое малые модульные реакторы (ММР)? / Лю Дж. [Электронный ресурс] // Международное агентство по атомной энергии : [сайт]. – URL: <https://www.iaea.org/ru/newscenter/news/chto-takoe-malye-modulnye-reaktory-mmr>.
2. Малые модульные реакторы: проблемы и перспективы / [Электронный ресурс] // Агентство по ядерной энергии ОЭСР : [сайт]. – URL: https://www.rosatom.ru/upload/docs/Small_Modular_Reactors.pdf.
3. Полякова М. Большие перспективы малых реакторов: почему они так популярны / Полякова М. [Электронный ресурс] // Страна Росатом : [сайт]. – URL: <https://strana-rosatom.ru/2019/05/02/bolshie-perspektivy-malyh-reaktorov/>.
4. Машиностроение ядерной техники. Кн. 1 [Электронный ресурс]. – URL: https://elib.biblioatom.ru/text/mashinostroenie-yadernoy-tehniki_kn1_2005/p324/.
5. Атомная теплоэлектроцентраль [Электронный ресурс] // Википедия : [сайт]. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Атомная_теплоэлектроцентраль.
6. Изотопы [Электронный ресурс] // Кафедра ядерной физики МГУ : [сайт]. – URL: http://nuclphys.sinp.msu.ru/nuc_techn/isotopes/index.html.
7. РИТЭГ — радиоизотопные термоэлектрические генераторы [Электронный ресурс] // ТЭТА : [сайт]. – URL: <https://teta-arm.ru/riteg-radioizotopnye-termoelektricheskie-generatory/>.
8. Федеральный закон РФ (документ из системы «Гарант») [Электронный ресурс] // ГАРАНТ : [сайт]. – URL: <https://base.garant.ru/12181180/53f89421bbdaf741eb2d1ecc4ddb4c33/>.
9. Еремин Р. Е. Энергетические реакторы [Электронный ресурс]. – URL: https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/63788/1/ere_2015_130.pdf.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНАЯ ДОБЫЧА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ: ТЕХНОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ КИРГИЗОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.С. Богданова, О.К. Долгова, П.В. Роцин, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

город Самара, Россия E-mail: julia-bogdanova-2001@yandex.ru

Аннотация. В данной статье показана актуальность увеличения объемов разработки месторождений высоковязкой нефти в связи с истощением запасов традиционной нефти. А так же проанализированы особенности и проблемы, возникающие при разработке месторождений высоковязкой нефти на примере Киргизовского месторождения Самарской области.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, месторождение, традиционная нефть, запасы, пласт.

В настоящее время из-за растущего энергопотребления нефть добывается из недр в огромном количестве, что неизбежно приводит к истощению запасов легкой и маловязкой нефти. В связи с чем в разработку вовлекается все больше месторождений высоковязкой нефти (ВВН), запасы которых значительно превышают запасы мало- и средневязкой нефти. По разным оценкам запасы высоковязкой нефти составляют от 790 млрд до 1 трлн т, что в 5-6 раз выше остаточных извлекаемых запасов обычной нефти, составляющей примерно 160 млрд т [1]. Наиболее крупными запасами располагают Канада (386 млрд тонн, из которых 25 млрд тонн извлекаемые) и Венесуэла (335 млрд тонн, из них 70 млрд тонн извлекаемые), значительные запасы также имеют Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай [3]. Геологические запасы высоковязкой нефти и битумов в России составляет от 6 до 75 млрд тонн [4]. Однако процесс добычи высоковязкой нефти сопровождается невысокими темпами добычи и коэффициентами извлечения нефти, а также низкой экономической эффективностью в сравнении с залежами традиционной нефти. В связи с этим необходима разработка и внедрение новых технологий, позволяющих эффективно разрабатывать залежи трудноизвлекаемой нефти.

Компания АО «Самаранефтегаз» ведет разработку Киргизовского месторождения высоковязкой нефти. Промышленно нефтеносными являются как карбонатные, так и терригенные коллектора, в разрезе осадочного чехла Киргизовского месторождения установлено четыре продуктивных пласта: А-3, Б-2, В-1. Дл. По результатам исследований нефти пласта А-3 плотность нефти составила 931,0 кг/м³, вязкость 262,55 мПа·с (сверхвязкая нефть), нефть является высокосернистой (3,47%), высокосмолистой (смола силикагелевых 9,84%+асфальтенов 8,93%), парафинистой (3,51%) [2].

С начала разработки Киргизовского месторождения извлечено 11 тыс.т нефти. Фактические показатели по добыче на 2021 г. отстают на 56,9%, средний дебит составлял 1,0 м³/сут (при проектном 3,8 м³/сут), что обусловлено меньшим коэффициентом эксплуатации скважин. Обводненность составляла 47,2% при проектной 17%. В 2022 году эксплуатация месторождения остановлена по причине

демонтажа МБСНУ. Осложнения при эксплуатации Киргизовского месторождения связаны с высокой вязкостью нефти, асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями, коррозией нефтепромыслового оборудования.

В связи с этим, для дальнейшей разработки необходимым будет внедрение современных методов снижения вязкости нефти и улучшения ее текучести. В механизме добычи высоковязкой нефти выделяются три основных фактора: улучшение отношения подвижностей нефти и воды; тепловое расширение пластовой системы; улучшение проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте [4]. Учитывая данные факторы при разработке Киргизовского месторождения необходимо применение таких методов, как паровая закачка, термическое воздействие на пласт, парогравитационный дренаж, которые существенно снижают вязкость нефти, облегчая ее добычу. Также перспективным будет использование растворителей и химических реагентов (растворителей, эмульгаторов, диспергаторов), которые предотвращают асфальто-смоло-парафиновые отложения на внутренней части нефтепромыслового оборудования. Кроме того для повышения эффективности разработки требуется модернизация коррозионной защиты нефтепромыслового оборудования, так как высокосернистая нефть увеличивает риск поломки оборудования. Использование современного оборудования, антикоррозионных покрытий и материалов позволит увеличить надежность проводимых на месторождении работ.

Подводя итог, возобновление добычи на Киргизовском месторождении является сложной, но перспективной задачей. Большие запасы высоковязкой нефти открывают большие возможности для увеличения нефтедобычи, но требуют совершенствования технических и технологических решений. Для эффективной разработки потребуются не только модернизации инфраструктуры месторождения, но и внедрение новых технологий, реализация программы повышения нефтеотдачи, учитывающая особенности Киргизовского месторождения. Только комплексный подход, учитывающих особенности данного месторождения позволит реализовать весь его потенциал и обеспечить рост добычи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1.Б.С. Рачевский. Высоковязкая тяжелая нефть – альтернатива традиционной нефти / Транспорт на альтернативном топливе, 2015 (6)
- 2.Дополнение к технологической схеме разработки Киргизовского нефтяного месторождения Самарской области – 2023 г.
- 3.К.К. Жумаев, М.К. Туракулова, И.У. Бурхун. – Методы разработки высоковязкой нефти/ Теория и практика современной науки – 2019 г.
- 4.Нвизуг-Би Лейи Клюверт. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов / Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле – 2018 г.

УДК 622.276

**ТЕХНОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ
ЗАЛЕЖЕЙ КАРАБИКУЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

О.К. Долгова, Ю.С. Богданова, П.В. Роцин, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО «СамГТУ»¹

город Самара, Россия E-mail: Sedinaok2002@yandex.ru

Аннотация. Разработка месторождений высоковязкой нефти всегда была сложной и дорогостоящей задачей. Высокая вязкость нефти приводит к низкой подвижности, затрудняя ее добычу. Однако, спрос на нефть и газ растет, что побуждает нефтяные компании искать новые решения для оптимизации добычи из таких месторождений.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, запасы, залежь, пласт, разработка месторождения, метод SAGD, метод CSS.

Разработка месторождений высоковязкой нефти (ВВН) – сложный и ресурсоемкий процесс, полный вызовов и проблем. Несмотря на прогресс в области технологий, многие трудности остаются актуальными, препятствуя эффективному и рентабельному извлечению этого ценного ресурса.

Применение высоковязкой нефти требует использования сложных дорогостоящих технологий из-за трудности перекачки и отбора даже при больших запасах. Категория такой нефти – низкосортная, поэтому большую ликвидность она не представляет, соответственно не многие российские компании готовы вкладывать значительные средства в разработку месторождений и переработку высоковязких нефтей [1].

Прежде всего, добыча ВВН осложнена такими аномальными проявлениями реологических свойств как повышенное содержание асфальтенов, смол и парафинов в составе нефти. Это осложняет приток нефти из продуктивного пласта к добывающим скважинам и транспортировку по промысловым трубопроводам из-за формирования сложных асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) [2].

Около 100 млн т ВВН сосредоточено на месторождениях Самарской области, в связи с этим именно в этом регионе возникает наибольший интерес в актуальности проблемы по совершенствованию технологий освоения залежей ВВН.

Значимость вопроса о добыче ВВН можно проследить на объекте У-2 Карабикуловского месторождения. Основные отличительные признаки пласта — это терригенный коллектор с хорошими фильтрационными свойствами при небольшой средней глубине залегания – 151 м, крайне высокая вязкость нефти в условиях пласта – 12084,63 мПа·с и низкое пластовое давление [3].

Осложнения при эксплуатации скважин Карабикуловского месторождения связаны, в первую очередь, с добычей ВВН, а также с вытекающими из данной проблемы следующими причинами:

- АСПО в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- Осложнения, связанные с солеотложением;
- Коррозия нефтепромыслового оборудования;

- Засорение мехпримесями внутрискважинного оборудования.

Существует большое многообразие способов разработки залежей с ВВН, которые зависят от геологического строения, условий залегания пластов, свойств пластового флюида, состояния и запаса углеводородного сырья и др.

В случае Карабикуловского месторождения разработка возможна только с применением методов, направленных на снижение вязкости нефти в пластовых условиях, причем безальтернативными на сегодняшний день для данного случая являются тепловые методы воздействия.

В качестве возможных к применению технологий добычи для Карабикуловского месторождения существуют такие подходящие методы как:

- ТГПД или SAGD (термогравитационное дренирование пласта) при условии эффективной толщины коллектора более 10м;
- ПЦО или CSS (пароциклические обработки) – для зон с меньшими толщинами.

Именно данные методы увеличения нефтеотдачи являются наилучшим вариантом для реализации на объекте У-2 Карабикуловского месторождения – ТГПД в системе горизонтальных скважин для мощных участков залежи и ПЦО в системе горизонтальных скважин для зон, где применение метода термогравитационного дренирования невозможно по причине отсутствия достаточной толщины связанного однородного коллектора.

Метод SAGD широко используется в Канаде, Венесуэле и других странах, богатых запасами ВВН, в связи с малыми рисками загрязнения окружающей среды, так как в составе отсутствуют химические реагенты [4].

Повышение эффективности разработки месторождений высоковязкой нефти требует комплексного подхода, сочетающего инновационные технологии, оптимизацию процессов и минимизацию экологических рисков. Нефтяные компании должны активно инвестировать в исследования и разработки, внедрять новые технологии и оптимизировать свою деятельность для достижения устойчивого и экономически выгодного результата.

Важно отметить, что решение проблемы разработки высоковязкой нефти – это не только экономическая задача, но и социальная ответственность. Разработка и внедрение новых технологий должны идти в ногу с экологической безопасностью и устойчивым развитием.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. В.М. Тарасюк, Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений / Сова, 2014, №2 (21).
2. П.В. Рошин, И.И. Иванович, С.В. Демин, Интенсификация добычи высоковязкой нефти / Neftegaz.RU, 2020, №4.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Карабикуловского нефтяного месторождения Самарской области, 2023г.
4. Р.А. Жангабылов, Исследование эффективности технологии термогравитационного дренирования пласта в условиях неоднородных залежей высоковязкой нефти / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2015, №3.

РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО
РЕКОНСТРУКЦИИ УПСВ ВЕТЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ

г. Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами проанализирован оптимальный комплекс мероприятий по усовершенствованию УПСВ Ветлянского месторождения и намечены пути его реализации.

Ключевые слова: месторождение, нефть, продукция, скважина, реконструкция.

Известно, что Ветлянское месторождение расположено на территории Нефтегорского района Самарской области [1] и находится в многолетней эксплуатации. Месторождение является многокупольным и многопластовым. Характеристика нефти и газа Ветлянского месторождения определена по результатам исследований глубинных и поверхностных проб, выполненных ЦНИЛомп/о "Куйбышевнефть", институтами КНИИНП и «Гипростокнефть», «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. 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.

Хорошо известно, что современные УПСВ [6] снижают содержание попутной воды до величин 1 – 3 %.

Неудовлетворительные показатели работы Ветлянской УПСВ объясняются её перегрузкой по жидкости на 10 – 15%, отсутствием близко расположенных потребителей отделенной воды и недостаточной развитостью системы поглощения. А поскольку, в полном соответствии с рекомендуемым перспективным вариантом дальнейшей разработки месторождения, уже к 2027 году ожидается увеличение уровня добычи нефти в 2,4 раза, а жидкости в 1,7 раза по сравнению с существующим положением, реконструкция Ветлянской УПСВ становится неизбежной.

Проведенные расчеты по нашей методике [7] показали, что самым перегруженным участком УПСВ является технологический узел трёхфазного сепаратора Е-2. Поэтому было принято решение о размещении в составе узла дополнительного трёхфазного сепаратора.

На рис.1 и 2 приведены технологические схемы соответствующего узла до и после реконструкции.

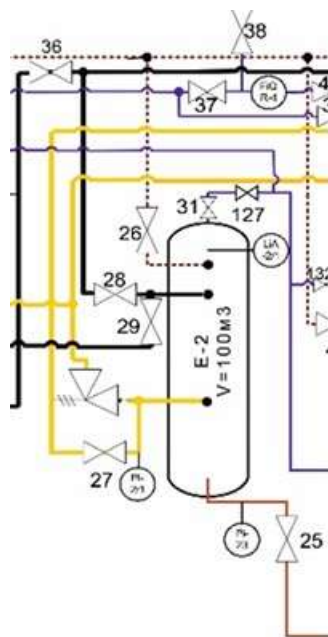


Рис.1. Технологическая схема узла трёхфазного сепаратора Е-2 до реконструкции

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.
6. В.П. Тронов. Промысловая подготовка нефти. Казань, изд-во «ФЭН», 2000, 416 с.
7. Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова Технологический расчет отстойной аппаратуры – методическое пособие.- Самара, СамГТУ, 2009.- 87 с.

**АНАЛИЗ СОВМЕСТИМОСТИ НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ - ПОГЛОТИТЕЛЕЙ
СЕРОВОДОРОДА И ЛЕГКИХ МЕРКАПТАНОВ С СЫРЬЕМ УПН
ЗАГЛЯДИНСКАЯ И КРАСНОЯРСКАЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО –
ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ**

Ю.П. Борисевич, Е.В. Алекина, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ

г. Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. В статье авторами проанализирована совместимость нейтрализаторов - поглотителей сероводорода и легких меркаптанов с сырьем УПН Заглядинская и Красноярская при проведении опытно – промышленных испытаний.

Ключевые слова: нейтрализатор, сероводород, испытания, совместимость.

Нормативный документ [1], весьма жестко подходит к содержанию в товарной нефти остаточного сероводорода и легких меркаптанов, особенно для продукции первой группы качества. В то же время, промышленностью выпускается десятки марок нейтрализаторов – поглотителей, обладающих ярко выраженным селективным действием, т.е способными отлично работать на одних нефтях, и показывающих посредственные результаты на других [2-5].

Однако, подобранные реагенты должны быть не только эффективными в своем целевом действии, но и совместимыми с реальным сырьем в течении всего времени использования. Но, надежной теории определения совместимости соответствующих реагентов не разработано до сих пор. В результате, зачастую, приходится действовать методом подбора, тратя на это большие финансовые, временные и людские ресурсы. Поэтому представляло интерес проанализировать совместимость выбранных нейтрализаторов - поглотителей сероводорода и легких меркаптанов с сырьем УПН

Заглядинская и Красноярская при проведении на них опытно – промышленных испытаний (ОПИ).

Прежде всего была определена физико-химическая совместимость нейтрализаторов сероводорода с нефтью объектов.

Оказалось, что нейтрализаторы сероводорода Десульфон-СНПХ-1100М, Десульфон-СНПХ-1405М, Десульфон-СНПХ-1300А совместимы с нефтью УПН «Заглядинская» и УПН «Красноярская», так как при смешении с ней в произвольной концентрации, выпадения осадка, образования геля, расслоения жидкости и выделение газов не происходило.

Затем, была определена возможности образования осадка за счет взаимодействия реагента и сероводорода.

На первом этапе согласно «Методике получения отложений, образованных за счет взаимодействия реагента и сероводорода» использовали модельную смесь реагента в имитаторе нефти - толуоле марки «ЧДА».

Сероводород (6,53 гр) получен в результате взаимодействия девятиводного сульфида натрия 46,1 гр и 50% -ой серной кислоты 30-40 мл. К толуолу (88,8 гр.) добавляли четырехкратный избыток поглотителя по отношению к сероводороду.

На втором этапе, емкость с модельной смесью (толуолом и реагентом) плотно закрывали герметичной крышкой и выдержали 2 часа, чтобы реакция насыщения сероводородом прошла полностью.

На третьем этапе – после двухчасовой выдержки модельную смесь кипятили с обратным холодильником в течение двух часов. После двух часов кипячения систему охлаждали.

Далее образец пропускался через бумажный фильтр и определялось количественное образование осадка.

Было установлено:

1. Десульфон-СНПХ-1100 М - образует незначительное количество осадка. При взаимодействии Десульфон-СНПХ-1100М (реагент на формальдегидной основе) с сероводородом образуются нерастворимые продукты реакции – полиметилсульфиды, которые с течением времени могут осаждаться на оборудовании, этому способствуют высокие дозировки реагента и длительность применения реагента.

2. Десульфон-СНПХ-1405М - отложения не образуются.

3. Десульфон-СНПХ-1300А - отложения не образуются.

После проведенных исследований была проверена возможность влияния реагентов на определение содержания хлористых солей и остаточного содержания воды в товарных нефтях.

Результаты приведены в таблице 1.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1

Концентрации хлористых солей и воды в товарной нефти без нейтрализаторов сероводорода и с использованием ПС в эффективных и повышенных дозировках

Точка отбора пробы	Нейтрализатор, Десульфон	Дозировка нейтрализатора, г/т	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , по ГОСТ 21534	Массовая доля воды, %, по ГОСТ 2477
УПН «Заглядинская» » нефть с ЭДГ	Холостая	0	60,0/14,6*	0,06
	СНПХ-1100М	600	60,6	0,07
		1000	64,7	0,09
	СНПХ-1405М	700	105,6/14,7*	0,06
		1000	125,4 /16,6*	0,06
	СНПХ-1300А	700	110,5/15,5*	0,06
1000		144,0/18,0*	0,06	
УПН «Заглядинская» » нефть с БКК	холостая	0	13,8	0,06
	СНПХ-1100М	150	13,9	0,06
		300	15,1	0,07
	СНПХ-1405М	180	18,1	0,06
		300	36,8	0,06
	СНПХ-1300А	180	18,7	0,06
300		38,2		
УПН «Красноярская» » нефть с ДГ2	Холостая	0	76,0/ 10,6*	0,06
	СНПХ-1100М	600	76,6	0,07
		1000	79,3	0,08
	СНПХ-1405М	700	79,7	0,06
		1000	114,6/10,6*	0,06
	СНПХ-1300А	700	125,7/19,6*	0,06
1000		145,7 /29,3*		
УПН «Красноярская» » нефть с БКК	холостая	0	10,0 /10,6*	0,06
	СНПХ-1100М	200	13,2	0,06
		500	16,9	0,07
	СНПХ-1405М	250	18,0	0,06
		500	29,0	0,06
	СНПХ-1300А	250	39,0	0,06
500		54,0/10,8*	0,06	

Примечание: *определение производилось с учетом п.1.4.3 ГОСТ 21534-76 с изм.1-3 (с применением перекиси водорода).

Таким образом, при работающей УСО - для УПН «Заглядинская» при рекомендуемых дозировках 150-180 г/т и повышенных – 300 г/т, для УПН «Красноярская» - 200-25 г/т и повышенных -500 г/т, нейтрализаторы сероводорода Десульфон-СНПХ-1100М, Десульфон-СНПХ-1405М, Десульфон-СНПХ-1300А оказывают незначительное влияние на определение содержания хлористых солей (определение возможно без применения перекиси водорода, т.е. без учета п. 1.4.3. ГОСТ 21534-76). Нейтрализаторы не оказывают влияния на показатель качества

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

нефти «массовая доля воды», остаточное содержание воды остается в пределах нормируемых значений.

При остановленной УСО - для УПН «Заглядинская» и УПН «Красноярская» в рекомендуемых дозировках 600-700 г/т, а также в повышенной дозировке 1000 г/т нейтрализаторы сероводорода Десульфон-СНПХ-1100М, Десульфон-СНПХ-1405М, Десульфон-СНПХ-1300А дают увеличение «мнимых» хлористых солей, т.е. сернистые соединения, образованные в результате реакции сероводорода с компонентами реагента, при проведении анализа переходят из нефти в водную вытяжку и оттитровываются как хлористые соли, в связи с чем получаемое значение превышает истинную концентрацию хлористых солей.

Поэтому при дозировках реагентов 600-1000 г/т определение содержания хлористых солей должно производиться с добавлением перекиси водорода.

Нейтрализаторы Десульфон-СНПХ-1405М, Десульфон-СНПХ-1300А не оказывают влияния на остаточное содержание воды, а Десульфон-СНПХ-1100М оказывает незначительное влияние. Остаточное содержание воды остается в пределах нормируемых значений.

Дозировки и расходные коэффициенты нейтрализаторов сероводорода Десульфон- СНПХ-1100М, Десульфон-СНПХ-1405М, Десульфон-СНПХ-1300А для объектов УПН «Красноярская» и УПН «Заглядинская» с целью обеспечения качества подготовки товарной нефти по ГОСТ Р 51858-2002 и ТР ЕАЭС 045/2017 – содержание в нефти на СИКН №243 сероводорода менее 20 ppm и метил- и этилмеркаптанов менее 40 ppm представлены в табл.2, 3.

Таблица 2

Результаты испытаний нейтрализатора сероводорода при работающей УСО

Объект испытаний	Нейтрализатор сероводорода, Десульфон	Для обеспечения требований ТР ЕАЭС 045/2017	
		Дозировка, г/тн	Расходный коэффициент, г/г
УПН «Заглядинская»	СНПХ -1100 М	150	2,2
	СНПХ-1405М	180	2,7
	СНПХ -1300А	180	2,7
УПН «Красноярская»	СНПХ -1100 М	200	2,2
	СНПХ-1405М	250	2,7
	СНПХ -1300А	250	2,7

Таблица 3

Результаты испытаний нейтрализатора сероводорода при остановленной УСО

Объект испытаний	Нейтрализатор сероводорода, Десульфон	Для обеспечения требований ТР ЕАЭС 045/2017	
		Дозировка, г/тн	Расходный коэффициент, г/г
УПН «Заглядинская»	СНПХ -1100 М	600	2,9
	СНПХ-1405М	700	3,7
	СНПХ -1300А	700	3,7
УПН «Красноярская»	СНПХ -1100 М	600	2,0
	СНПХ-1405М	700	3,2
	СНПХ -1300А	700	3,2

Таким образом, исследованные реагенты могут быть применены на рассмотренных УПН.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
2. Рахматуллина Г., Володина Е., Мясоедова Н. Новые нейтрализаторы сероводорода и легких меркаптанов марки СНПХ / Технол. ТЭК, 2005. № 1. С. 101–103 // РЖХимия, 2005. 20П155.
3. Рахматуллина Г.М. Опыт применения нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов Десульфон-СНПХ-1200. Нефтяное хозяйство. 2010. № 12. С.120–123.
4. Фахриев Р.А. Промысловая очистка углеводородного сырья (нефтей и газоконденсатов) от низкомолекулярных меркаптанов и сероводорода /Дисс. канд. техн. наук. Казань. 1999. 141 с.
5. Чурикова, Л. А. Обзор методов борьбы с сероводородом при добыче нефти / Л. А. Чурикова, Д. Д. Уарисов. — Текст : непосредственный // Технические науки: проблемы и перспективы : материалы IV Междунар. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, июль 2016 г.). — Санкт-Петербург: Свое издательство, 2016. — С. 109-113.

**АНАЛИЗ ДОСТОВЕРНОСТИ ОБОСНОВАНИЯ ВЫБОРА
НЕЙТРАЛИЗАТОРА - ПОГЛОТИТЕЛЯ СЕРОВОДОРОДА И ЛЕГКИХ
МЕРКАПТАНОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО – ПРОМЫШЛЕННЫХ
ИСПЫТАНИЙ НА УПН ЗАГЛЯДИНСКАЯ И КРАСНОЯРСКАЯ**

Ю.П. Борисевич, Е.В. Алекина, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ

г. Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Проанализирована достоверность обоснования выбора нейтрализатора - поглотителя сероводорода и легких меркаптанов при проведении опытно промышленными испытаниями на УПН Заглядинская и Красноярская.

Ключевые слова: нейтрализатор, сероводород, испытания, нефть.

Действующий нормативный документ [1], строго ограничивает содержание в товарной нефти остаточного сероводорода и легких меркаптанов, особенно для продукции первой группы качества.

В то же время, промышленностью выпускается десятки марок нейтрализаторов – поглотителей, обладающих ярко выраженным селективным действием, т.е. способными отлично работать на одних нефтях, и показывающих посредственные результаты на других [2-5].

Ситуация усугубляется еще и тем, что надежной теории подбора соответствующих реагентов не разработано до сих пор. В результате, зачастую, приходится действовать методом подбора, тратя на это большие финансовые, временные и людские ресурсы.

Поэтому представляло интерес проанализировать достоверность обоснования выбора нейтрализатора - поглотителя сероводорода и легких меркаптанов при проведении опытно – промышленных испытаний (ОПИ) на УПН Заглядинская и Красноярская.

Прежде всего была проанализирована документация на испытываемые реагенты, в качестве которых были выбраны: Десульфон-СНПХ-1100М, Десульфон- СНПХ-1405М, Десульфон-СНПХ-1300А. Выбор марок обусловлен исключительно наличием данных реагентов на складах Компании.

Перечень проанализированных документов на испытываемые нейтрализаторы сероводорода на примере Десульфон-СНПХ-1100М представлен в табл.1.

Таким образом, предоставленная документация на нейтрализаторы сероводорода Десульфон-СНПХ-1100М, Десульфон- СНПХ-1405М, Десульфон-СНПХ-1300А соответствует требованиям Стандарта Общества «Система управления процессом применения реагентов нефтепромышленной химии» № 02/13/002.

Затем, были определены физико-химические свойства выбранных реагентов согласно ТУ и требованиям Стандарта Общества «Система управления процессом применения реагентов нефтепромышленной химии» № 02/13/002. Пример результатов определения физико-химических свойств реагента Десульфон-СНПХ-1100М представлен в табл.2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Физико-химические свойства нейтрализаторов сероводорода Десульфон-СНПХ-1100М, Десульфон-СНПХ-1405 М и Десульфон-СНПХ-1300А соответствуют установленным нормам собственных ТУ и требованиям Стандарта Общества «Система управления процессом применения реагентов нефтепромысловой химии» № 02/13/002.

Определение эффективной дозировки реагента по нейтрализующей способности сероводорода и меркаптанов проводилась при 40⁰С через 15 часов после начала подачи (при работающей установке сероочистки) и 18⁰С (при не работающей УСО).

Таблица 1

Техническая документация на отечественный реагент Десульфон-СНПХ-1100М (нейтрализатор сероводорода – бактерицид)

Нормативный документ	Номер документа	Дата выдачи	Дата окончания действия
Технические условия (для реагентов отечественного производства) - ГОСТ 2.114	ТУ 2458-293-05765670-2009	03.08.2021	Бессрочный
Сертификат соответствия системы, выдан «Органом по сертификации продукции «Нефтепромхим» (ТЭКСЕРТ ОС 03-19), АНО ГЦСС «Нефтепромхим»	№ ТЭКСЕРТ RU.03-19.H09518	06.04.2021	06.04.2024
Свидетельство о государственной регистрации либо письмо об отсутствие необходимости в оформлении Свидетельства о государственной регистрации на химический реагент	Не требуется. Письмо исх. № 0327	14.02.2017	-
Паспорт безопасности химической продукции (ГОСТ Р 58475-2019)	РПБ №05765670.20.58864	03.10.2019	03.10.2026
Инструкция по применению	Представлено		

Содержание сероводорода в нефти определялось методом экспресс - анализа с применением анализатора сероводорода в жидкости (АСЖ-2). Определение метил-, этилмеркаптанов проводилось экспресс-методом с помощью индикаторных трубок по МВИ 1.0-05765670-032-2021 АО «НИИнефтепромхим» «Определение эффективности нейтрализаторов (поглотителей) метил-, этилмеркаптанов в нефтепромысловой жидкости и газе».

Результаты испытаний при работающей УСО приведены в табл.3.

Эффективные дозировки и расходные коэффициенты НС/ПС для достижения значений содержания сероводорода и метил-, этилмеркаптанов в нефти по требованию ТР ЕАЭС 045/2017 при работающей УСО представлены в табл.4.

Результаты испытаний при не работающей УСО приведены в табл.5.

Эффективные дозировки и расходные коэффициенты НС/ПС для достижения значений содержания сероводорода и метил-, этилмеркаптанов в нефти по требованию ТР ЕАЭС 045/2017 при не работающей УСО представлены в табл.6.

Таким образом, достоверность выбора нейтрализатора – поглотителя сероводорода и легких меркаптанов при ОПИ на УПН Заглядинская и Красноярская сомнений не вызывают.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Таблица 2

**Физико-химические свойства нейтрализатора сероводорода - бактерицида
Десульффон-СНПХ-1100М ТУ 2458-293-05765670-2009 с изм.1-8 (партия № А96, дата изготовления 21.02.2022 г.)**

Наименование показателей	Ед. изм-ия	Требования ООО «ННК ОРЕНБУРГНЕФТЕГАЗ»	Норма по ТУ	По паспорту качества	Показатели	Методика испытаний
Срок хранения не менее	год	Не менее 1 года с момента изготовления партии	12 м-цев со дня изготовления	12 м-цев со дня изготовления	Изготовлено 21.02.2022г.	Наличие показателя в ТУ обязательно
Внешний вид		Реагент должен быть однородным, не расслаивающимся на фазы, без взвешенных и оседающих частиц.	Жидкость до темно-синего цвета	Соответствует	Однородная жидкость желтого цвета	Согласно ГОСТ 25336 и ГОСТ 3885.Наличие показателя в ТУ обязательно
Температура застывания	°С	Не допускается расслоения или осадка, допускается помутнение при выдерживании не менее суток при температуре не выше -40°С.	Не выше минус 40	Выдерживает минус 40	Выдерживает минус 40	Согласно ГОСТ 20287. Наличие показателя в ТУ обязательно
Кинематическая вязкость при +20 °С; при минус 40 °С	мм ² /с	Не более 20 Не более 500	Не более 20 Не более 500	5,35 172,78	5,35±0,026 172,78±1,046	Согласно ГОСТ 33.. Наличие показателя в ТУ обязательно
Плотность при + 20 °С,	г/см ³	Не нормируется. Допуск ± 5 %. От задекларированного значения	1010-1116	1092	1092±1,0	Согласно ГОСТ Р ИСО 3675, ГОСТ 18995.1.Наличие показателя в ТУ обязательно
Массовая доля активной основы	%	Не нормируется. Допуск для всех направлений ± 10 % от задекларированного значения	39,6-48,4	47,1	47,1±0,2	Согласно ТУ. Наличие показателя и методики в ТУ обязательно.
Коррозионная агрессивность товарной формы	г/(м ² *час)	Скорость коррозии Ст-3 при 20 °С в течение 24 часа: не более 0,125	не более 0,125	0,007	0,007±0,0006	Согласно ГОСТ Р 9.905, наличие показателя в ТУ обязательно
Содержание хлорорганических соединений	ppm	Отсутствие	0	не обнаружено	-	ГОСТ Р 52247-2004

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Таблица 3

Результаты нейтрализаторов сероводорода при работающей УСО

Объект	Дозировка, г/тн	Остаточное содержание сероводорода/ метил-, этилмеркаптанов при применении НС/ПС марки Десульфон, ppm		
		СНПХ- 1100М	СНПХ-1405М	СНПХ-1300А
УПН «Заглядинская»	0	83,5/30		
	100	25,6	27,3	22,7
	120	20,5	23,2	21,2
	150	16,6/30	20,7	19,8
	180	15,1	17,2/20	17,6/20
	200	10,6	16,6	12,1
	220	7,5	12,3	10,9
	250	5,3	10,3	7,2
	300	2,5	8,3	4,3
	400	0	4,5	0
	500	0	0	0
УПН «Красноярская»	0	107,8 / 40		
	150	22,6	27,4	26,4
	180	20,9	24,1	23,2
	200	17,1/30	19,8	19,7
	250	15,2	15,8/30	16,1/30
	300	10,6	14,7	15,3
	350	9,1	12,5	10,4
	400	4,5	7,2	5,6
	450	0	5,1	2,1
		500	0	1,2

Таблица 4

**Эффективные дозировки и расходные коэффициенты НС/ПС для достижения
требований по ТР ЕАЭС 045/2017 при работающей УСО**

Объект испытаний	Нейтрализатор сероводорода, Десульфон	По требованию ТР ЕАЭС 045/2017	
		Дозировка, г/тн	Расходный коэффициент, г/г
УПН «Заглядинская»	СНПХ -1100 М	150	2,2
	СНПХ-1405М	180	2,7
	СНПХ -1300А	180	2,7
УПН «Красноярская»	СНПХ -1100 М	200	2,2
	СНПХ-1405М	250	2,7
	СНПХ -1300А	250	2,7

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Таблица 5

Результаты нейтрализаторов сероводорода при не работающей УСО

Установка	Дозирование, г/т	Остаточное содержание сероводорода/ метил-, этилмеркаптанов при применении НС/ПС марки Десульфон, ppm		
		СНПХ-1100М	СНПХ- 1405М	СНПХ-1300А
УПН «Заглядинская»	0	исх. 227,8/ в т.ч. высших меркаптанов 900	исх. 204,9/ в т.ч. высших меркаптанов 900	
	100	101,2	106,1	108,1
	200	66,4/ 30	60,8/25	81,2/25
	300	50,7	64,6	69,8
	400	38,4	58,2	50,6
	500	20,8	35,1	32,9
	600	17,5/10	25,3	25,3
	700	14,7	18,2/10	14,1/10
	800	12,1	13,7	2,0
	900	6,7	10,2	0
1000	0	0	0	
УПН «Красноярская»	0	исх. 311,2/ 40	исх. 235,3/50	
	100	126,5	107,5	109,7
	200	84,1/30	83,9/30	82,8/ 30
	300	68,3/30	65,7	64,9
	400	51,2	50,6	49,7
	500	32,8	37,9	35,5
	600	17,7 / 20	27,8	26,5
	700	15,2	17,7/10	16,8 / 25
	800	10,1	10,9	3,1
	900	1,1	0	0
1000	0	0	0	

Таблица 6

**Эффективные дозировки и расходные коэффициенты НС/ПС для достижения
требований по ТР ЕАЭС 045/2017 при не работающей УСО**

Объект испытаний	Нейтрализатор сероводорода, Десульфон	По требованию ТР ЕАЭС 045/2017	
		Дозировка, г/т	Расходный коэффициент, г/г
УПН «Заглядинская»	СНПХ -1100 М	600	2,9
	СНПХ-1405М	700	3,7
	СНПХ -1300А	700	3,7

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Объект испытаний	Нейтрализатор сероводорода, Десульфон	По требованию ТР ЕАЭС 045/2017	
		Дозировка, г/т	Расходный коэффициент, г/г
УПН «Красноярская»	СНПХ -1100 М	600	2,0
	СНПХ-1405М	700	3,2
	СНПХ -1300А	700	3,2

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
2. Рахматуллина Г., Володина Е., Мясоедова Н. Новые нейтрализаторы сероводорода и легких меркаптанов марки СНПХ / Технол. ТЭК, 2005. № 1. С. 101–103 // РЖХимия, 2005. 20П155.
3. Рахматуллина Г.М. Опыт применения нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов Десульфон-СНПХ-1200. Нефтяное хозяйство. 2010. № 12. С.120–123.
4. Фахриев Р.А. Промысловая очистка углеводородного сырья (нефтей и газоконденсатов) от низкомолекулярных меркаптанов и сероводорода /Дисс. канд. техн. наук. Казань. 1999. 141 с.
5. Чурикова, Л. А. Обзор методов борьбы с сероводородом при добыче нефти / Л. А. Чурикова, Д. Д. Уарисов. — Текст : непосредственный // Технические науки: проблемы и перспективы : материалы IV Междунар. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, июль 2016 г.). — Санкт-Петербург: Свое издательство, 2016. — С. 109-113.

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПЛАНА ОБУСТРОЙСТВА МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич

СамГТУ

г. Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами в статье проанализированы особенности перспективного плана обустройства Мухановского месторождения и намечены пути его реализации.

Ключевые слова: план, обустройство, месторождение, сбор, продукция.

Крупное нефтяное Мухановское месторождение открыто в 1952 году. В 1954-1958 гг. месторождение введено сначала в пробную, а затем в промышленную эксплуатацию. Первоначально в разработку введены продуктивные пласты нижнего карбона, а с 1955 года верхнего и среднего девона.

Характеристики добываемых флюидов определены ЦНИЛом п/о

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1

Основные перспективные показатели разработки Мухановского месторождения по рекомендуемому варианту

Показатели	Всего по месторождению	
	Количество	Год достижения
Фонд скважин:		
- добывающих, шт.	209	2043
- нагнетательных, шт.	64	2043
Проектная добыча:		
- нефти, тыс. т/год	651,8	2043
- жидкости, тыс. т/год	5017,1	2025
- газа, млн. м ³ /год	75,4	2043
Закачка воды, млн. м ³ /год	2,3	2030

Для достижения намеченных показателей необходимо:

- Проектные добывающие скважины разместить в районах существующих скважин и отдельно стоящими.

- Сбор продукции новых скважин в соответствии с [3] рекомендуется осуществлять по сложившейся на промысле напорной герметизированной системе сбора нефти и газа с учетом максимально возможного использования существующих мощностей.

- Для сбора продукции новых скважин потребуется: обустройство устьев 105 скважин (в том числе нагнетательных с отработкой на нефть и переводимых в добычу из других категорий), строительство выкидных линий порядка 69,94 км диаметром 89 мм, нефтегазосборных трубопроводов 2,86 км диаметром 159 мм, кроме того, монтаж семи новых АГЗУ.

- Добытая продукция по отдельным трубопроводам отдельными потоками будет поступать на площадки:

УПСВ - СУ-3 (угленосный поток), где будет происходить разгазирование нефти до 0,65 МПа, сброс пластовой угленосной воды до 1% остаточного водосодержания и транспорт частично подготовленной нефти по напорному нефтепроводу на УКПН-2, а выделившегося попутного нефтяного газа по газопроводу на ОГПЗ;

УКПН-2 (угленосный и девонский потоки), где будет осуществляется подготовка нефти до товарной кондиции по [4-6].

Девонский поток части Восточно-Черновского поднятия будет поступать по существующим напорным нефтепроводам на УКПН-2, через установку СУ-12, которая на сегодняшний день выведена из эксплуатации.

Профиль-дизайны загрузок технологических установок УПСВ-СУ-3, СУ-12, УКПН-2д, УКПН-2у приведены на рис. 2 - 5.

- Предлагается продолжать закачку воды в продуктивные пласты С-I, С-II, С-III, С-IVа, С-VI, Д-I, Д-II, Д-III, Д-IV, Дк с расширением системы заводнения, а также организация системы заводнения в продуктивные пласты С-IVб, С-VI ВЕРХ, С-VI НИЗ, ДЗ-БУР, Д-III'.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С учетом геолого-физических характеристик продуктивных нефтяных пластов, составов и свойств пород и насыщающих их флюидов, давление нагнетания на устьях нагнетательных скважин принимается:

- на Мухановском поднятии - пласт С-I порядка 1,0МПа, пласты Д-I, Д-III порядка 3,0МПа, пласты Д-II, ДК порядка 6,0МПа, пласты Д-III, Д-IV – 11,0МПа, пласты С-II, С-III, С-IVA, С-IVБ, С-VI до 19,0МПа;
- на Восточно-Черновском поднятии - пласт Д-III порядка 6,0МПа, пласты Д-I, Д-III' до 12,5МПа;
- на Южно-Черновском поднятии - пласты Д-I, ДК порядка 5,0МПа, пласт Д-II до 19,0МПа, пласты Д-III, Д-IV до 13,0МПа, пласт С-III до 9,7МПа;
- на Крестовом поднятии - пласты ДЗБУР, Д-I, Д-II порядка 12,0МПа.

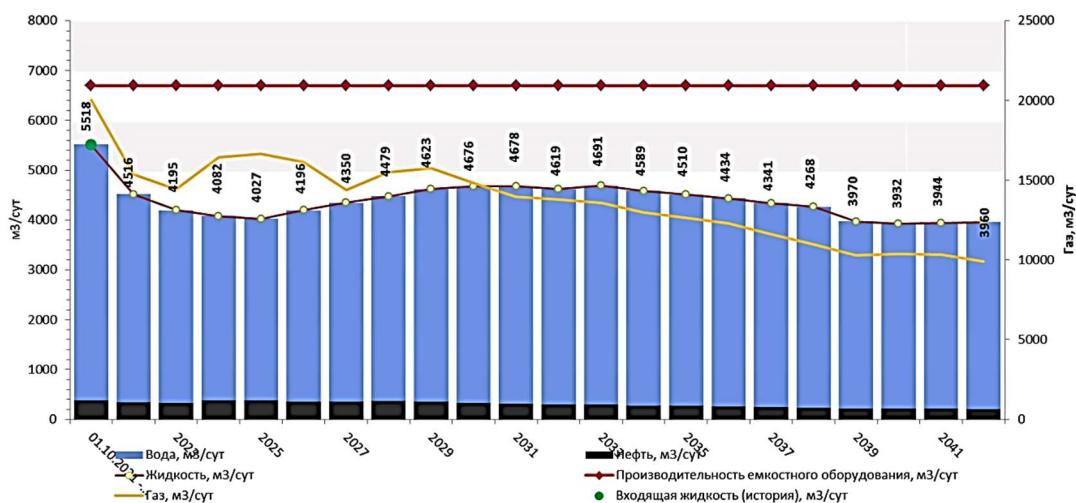


Рис.2. Профиль загрузки УПСВ – СУ-3

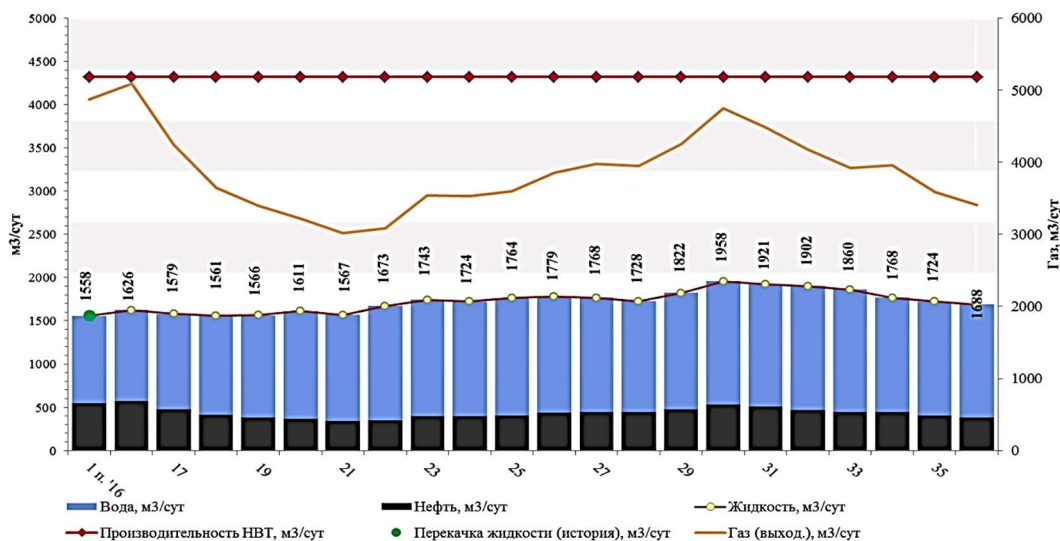


Рис.3. Профиль загрузки СУ-12

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В рассматриваемый период разработки в качестве источника водоснабжения для целей заводнения продуктивных пластов Мухановского месторождения предусматривается использование очищенных пластовых сточных вод, сбрасываемых с УПСВ-3 Мухановского месторождения, Отрадненского НСП.[2, 3].

В восточной части Мухановского месторождения для целей ППД продуктивных пластов предлагается использовать высокоминерализованные подземные воды бобриковского и радаевского водоносных комплексов с организацией внутрискважинной перекачки воды в новых нагнетательных скважинах.

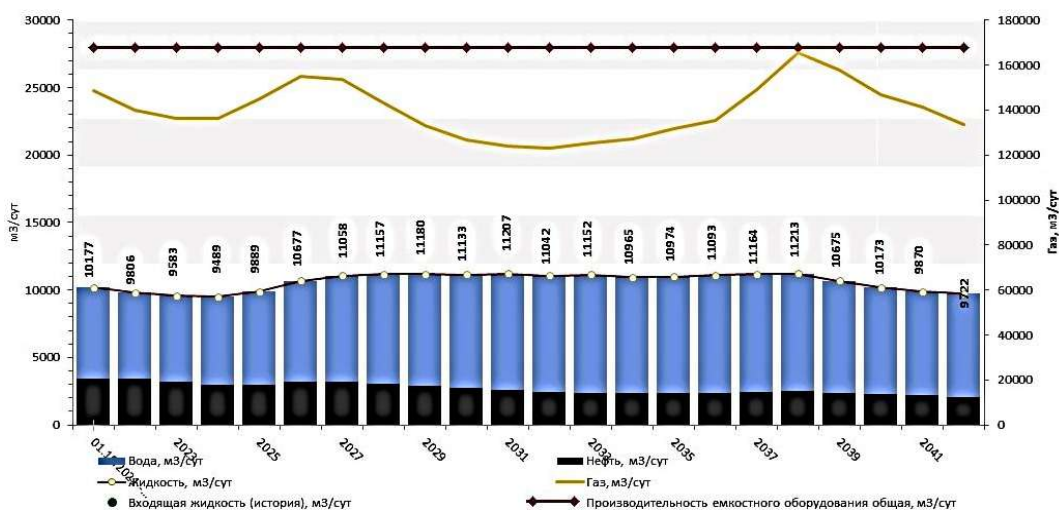


Рис.4. Профиль загрузки УКПН – 2д

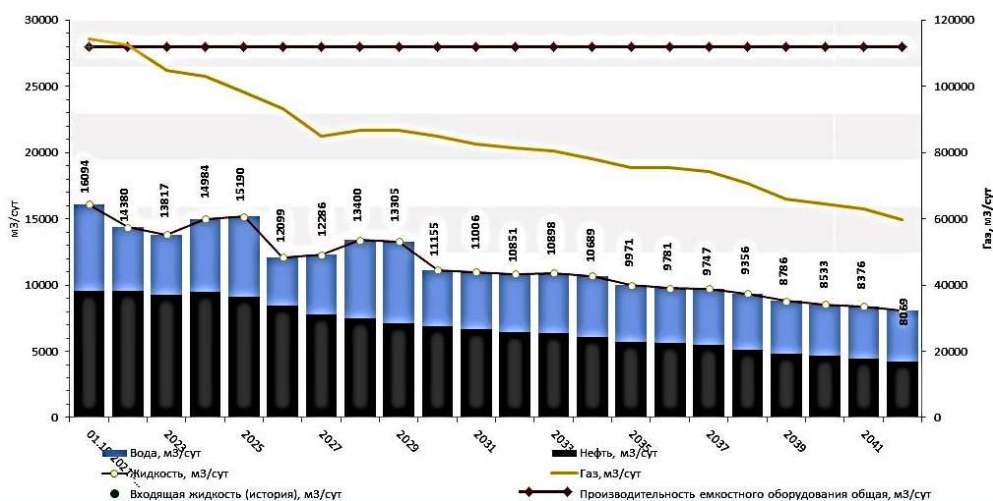


Рис.5. Профиль загрузки УКПН – 2у

При этом воду бобриковского водоносного комплекса предлагается использовать в действующих нагнетательных скважинах №№ 916, 3016 и в новых нагнетательных скважинах №№ 652, 3011, 6068, 480. Во всех скважинах

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

рекомендуется организовать внутрискважинный принудительный переток воды бобриковского водоносного горизонта с установкой перевернутых насосов марки типа ЭЦНАКИВ соответствующей производительности.

Воду радаевского водоносного горизонта предлагается использовать в действующей нагнетательной скважине №3006 и в новых нагнетательных скважинах №№160, 477, 693, 919, 2020, 2025, 2060, 2068, 3013, 3036, 3061, 3071, 3077, 3081, 3087, 3109, 5085. Во всех скважинах рекомендуется организовать внутрискважинный принудительный переток воды радаевского водоносного горизонта с установкой перевернутых насосов марки типа ЭЦНАКИВ соответствующей производительности.

В связи с намечаемой организацией одновременно-раздельной закачки в нагнетательных скважинах №№ 2025, 3006, 3087, 3102 в качестве источника заводнения также рекомендуется вода радаевского водоносного комплекса из следующих новых водозаборных скважин, рекомендуемых к бурению:

2029г. - №3в для нагнетательной скважины №3006;

2035г. - №1в для нагнетательных скважин №№ 2025, 3102;

2042г. - №2в для нагнетательной скважины №3087.

Такое предложение по источникам закачки воды обусловлено значительной удаленностью от установок сброса пластовой воды (более 14км), большой рассредоточенностью нагнетательных скважин на местности, а также относительно небольшими объемами закачки воды.

Планируемые объемы закачки воды с целью ППД на Мухановском месторождении, а также источники воды приведены в табл.2.

Таблица 2

Планируемые объемы закачки воды с целью ППД на Мухановском месторождении

Годы	Планируемый объем закачки воды, м ³ /сутки				
	Всего	В том числе по источникам воды			
		Подтоварная вода с УКПН-2 (Отраденский НСП), УПСВ-3	Подземная вода		
			Всего	Водоносные комплексы	
	Радаевский	Бобриковский			
2022	5233,4	4984,1	249,3	119,2	130,1
2023	5454,5	5146,3	308,2	172,3	135,9
2024	5487,9	5095,7	392,2	209,7	182,5
2025	5485,2	5029,5	455,7	228,3	227,4
2026	5459,7	4998,6	461,1	232,9	228,2
2027	5398,9	4937,0	461,9	233,2	228,8
2028	5755,1	5148,3	606,8	302,4	304,4
2029	6313,4	5534,1	779,4	402,6	376,7
2030	6546,6	5566,6	980,0	602,8	377,3
2031	6102,2	5076,9	1025,3	647,4	377,8
2032	5858,6	4765,1	1093,6	714,1	379,5
2033	5537,5	4346,2	1191,3	811,6	379,7
2034	5661,1	4358,2	1302,9	922,6	380,3
2035	5804,1	4447,5	1356,6	897,5	459,1

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Годы	Планируемый объем закачки воды, м ³ /сутки				
	Всего	В том числе по источникам воды			
		Подтоварная вода с УКПН-2 (Отраденнский НСП), УПСВ-3	Всего	Подземная вода	
				Водоносные комплексы	
			Радаевский	Бобриковский	
2036	5366,3	3933,2	1433,1	976,9	456,2
2037	5034,5	3612,7	1421,8	966,1	455,7
2038	5107,7	3669,5	1438,2	982,5	455,6
2039	5110,7	3673,3	1437,4	981,4	456,0
2040	5126,3	3672,2	1454,1	996,2	457,9
2041	5048,2	3672,1	1376,1	918,9	457,2
2042	5078,1	3700,4	1377,7	965,3	412,4

Необходимо отметить, что на Отраденском НСП кроме обработки продукции скважин собственно Мухановского месторождения в настоящее время проводится, и в перспективный период будет проводиться, дополнительная дготовка продукции скважин месторождений ЦДНГ-3, ЦДНГ-4, с Алакаевской УПН и некоторых месторождений ЦДНГ-7 (с Козловской УПСВ). Поэтому проблемы с обеспечением сточной водой системы ППД Мухановского месторождения не ожидается.

Недостаток пластовой воды собственно Мухановского месторождения на закачку продуктивных пластов с целью ППД рекомендуется восполнять пластовой водой, полученной на Отраденском НСП в результате отделения из нефтяной эмульсии грузопотоков поступающих с УПСВ-3 Мухановского месторождения, СУ-12, СУ-14 Михаловско-Коханского месторождения, СУ-17, СУ-27, УПСВ-10, Семеновской СУ-5, УПСВ-26, УПСВ-4, а также Алакаевской УПН и Козловской УПСВ, и собственно Мухановского месторождения.

В результате этого будут образовываться значительные объемы избыточных пластовых сточных вод на Отраденском НСП, которые потребуются утилизировать в системе поглощения Дмитриевского месторождения на Луганском полигоне.

Заводнение продуктивных горизонтов с целью ППД на Мухановском месторождении рекомендуется осуществлять по действующей схеме через имеющиеся и новые водораспределительные пункты (ВРП) и блоки-гребенки (БГ) по системе высоконапорных водоводов с подключением дополнительных водоводов к новым нагнетательным скважинам.

Планируемые объемы закачки воды в продуктивные пласты с целью ППД вполне могут обеспечить имеющиеся в наличие мощности насосов, которые установлены в районе УПСВ-3 Мухановского месторождения, КНС-6, КНС-9, КНС-10, а также БКНС-15А на Мухановском месторождении. Однако большие плечи высоконапорных водоводов предопределяют большие гидравлические потери в них, которые могут не позволить обеспечить устьевое давление по отдельным пластам и необходимую приемистость, поэтому рекомендуется увеличивать напор насосов путем установки необходимого количества рабочих колес.

Всего в период с 2024 по 2061гг. на Мухановском месторождении предлагается обустроить устье 1 новой нагнетательной скважины, построить

высоконапорные водоводы условным диаметром 80-150мм протяженностью порядка 22,59км. В 24 нагнетательных скважинах потребуется установить насосы внутрискважинной перекачки воды марки типа УЭЦНАКИВ соответствующей производительности.

Для защиты трубопроводов и оборудования системы заводнения от коррозионного воздействия пластовой воды необходимо предусмотреть антикоррозийную изоляцию водоводов, применение полимерно-металлических труб, ввод ингибитора коррозии.

Нагнетательный фонд скважин должны быть оснащены расходомерами.

Таким образом, перспективный план дальнейшего обустройства Мухановского месторождения вполне достижим в намеченные сроки с минимальным использованием нового оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дополнение к технологической схеме разработки Мухановского нефтяного месторождения в пределах лицензионного участка. 2017 – 460 с.
2. Регламент УПСВ Мухановского месторождения. 2017м – 74 с.
3. Производственная программа обустройства Мухановского 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.
6. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПОЛИМЕРНО – АРМИРОВАННОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ УКПН НА РУССКО- РЕЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ДО ПРИЕМО – СДАТОЧНОГО ПУНКТА НА ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ «PIPESIM»

Ю.П. Борисевич, Е.В. Алекина, Н.Ю. Хохлова

СамГТУ

Самара, Российская Федерация, [NataliX99@mail.r](mailto:NataliX99@mail.ru)

Аннотация. Авторами произведен гидравлический расчет полимерно – армированного нефтепровода от УКПН на Русско- Речинском месторождении до приемо – сдаточного пункта на Тагульском месторождении с помощью программы «PIPESIM».

Ключевые слова: нефтепровод, месторождение, расчет, гидравлика.

В работах [1-4] показано, что гидравлический расчет промысловых нефтепроводов является обязательным этапом проектирования системы обустройства углеводородных месторождений.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Однако, внедрение полимерно – армированных трубопроводов для транспортирования углеводородов внесло в стандартный расчет ряд специфических элементов еще не получивших официального утверждения [5]. Поэтому представляло интерес осуществить гидравлический расчет и проанализировать его результаты для подобной трубопроводной системы.

В качестве объекта исследования был выбран полимерно – армированный стальным каркасом нефтепровод от УМПН на Русско- Речинском месторождении до приемо – сдаточного пункта на Тагульском месторождении, проложенный надземно по эстакаде в районах с суровым климатом и вечной мерзлотой. Расчет производился с помощью стандартной программы «PIPESIM» [6, 7].

Схема гидравлического расчета приведена на рис.1.



Рис.1. Схема гидравлического расчета полимерно – армированного нефтепровода

Целью гидравлического расчета транспорта добываемой нефти являлись:

- определение оптимального диаметра трубопровода;
- определение скорости движения потока в трубопроводе.

Для гидравлического расчета использованы следующие исходные данные:

- внутренний диаметр нефтепровода – не менее 150 мм;
- наружный диаметр нефтепровода – не менее 200 мм;
- температура в начале нефтепровода – плюс 60°С;
- давление на входе в МПСР - 0,25 МПа (изб.);
- плотность нефти – 0,823 т/м³;
- коэффициент теплопроводности трубопровода без тепловой изоляции принят 3,58 Вт/(м·К) (согласно данным заводов-производителей);
- рассмотрен вариант с применением заводской теплоизоляции с коэффициентом теплопроводности равным 0,03 Вт/м°С;
- максимальный расход нефти – 2000 м³/сут.;
- минимальный расход нефти – 1200 м³/сут.;
- температура на приеме МПСР – не ниже 0 °С;
- толщина теплоизоляции – 80 мм.

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблицах 1-3.

Таблица 1

Исходные данные для гидравлического расчета

Участок		Длина, м	Разность отметок, м	Трубопровод		Расход, м ³ /сутки
Начало	Конец			Ø _{внутр} , мм	Ø _{внеш} , мм	
МУПН	МПСП	52000	-40,94	150	200	2000 1200

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2

Физико – химические свойства перекачиваемого продукта

Продукт	Плотность, кг/м ³		Обводненность % об.	ГФ. м ³ /м ³	Относительная плотность газа	Вязкость, сПз	
	Нефть	Вода				20 °С	50 °С
Нефть	823,0	1020,0	0,5	0,0	0,823	6,00	4,00

Таблица 3

Результаты гидравлического расчета

Участок		Q, м ³ /сут.	Р _{изб.} , МПа		ΔР, МПа	Температура, °С		ΔТ, °С	Скорость, м/с
Начало	Конец		Начало	Конец		Начало	Конец		
МУНП	МПСП	2000	6,42	0,25	6,17	60	22,0	38,0	1,338
		1200	3,05		2,80		1,2		

Результаты расчета показали, что максимальное давление в начале нефтепровода составляет 6,42 МПа (изб.) при максимальном расходе и 3,05 МПа (изб.) при минимальном расходе.

График падения давления при максимальном расходе 2000 м³/сут представлен на рис.2.

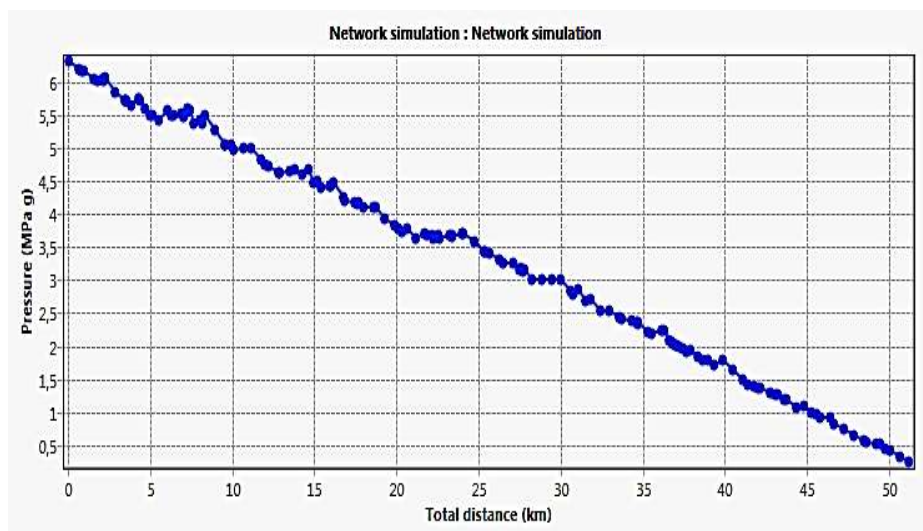


Рис.2. График падения давления при максимальном расходе

График падения давления при минимальном расходе 1200 м³/сут представлен на рис. 3.

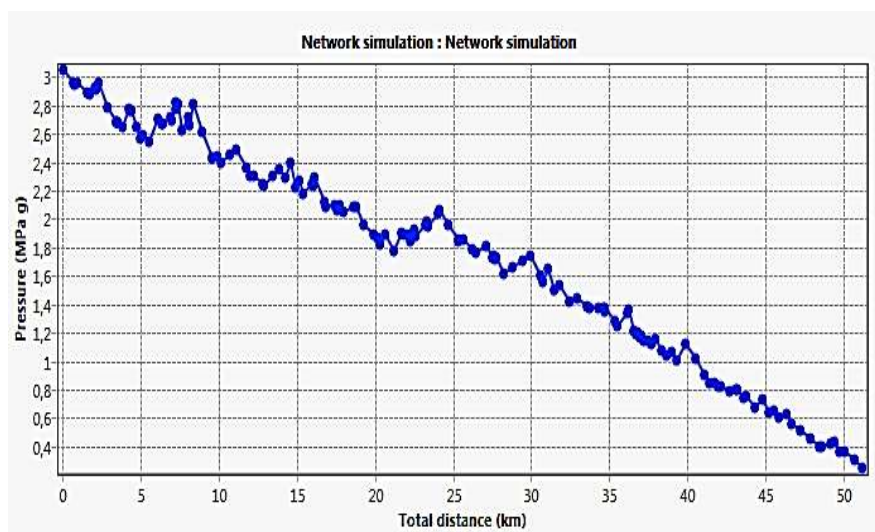


Рис.3. График падения давления при минимальном расходе

Осуществленный гидравлический расчет учитывает наличие на трубопроводе теплоизоляции, наносимой как на сам нефтепровод, так и на узлы СОД и арматуру. Конструкция теплоизоляции:

- для надземных трубопроводов, цилиндры из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2003 или маты прошивные из минеральной ваты в обкладке из стекловолоконной сетки с двух сторон по ГОСТ 21880-2011 «Маты прошивные из минеральной ваты теплоизоляционные. Технические условия»;

- для арматуры и деталей трубопроводов – маты прошивные из минеральной ваты в обкладке из стекловолоконной сетки с двух сторон по ГОСТ 21880-2011 «Маты прошивные из минеральной ваты теплоизоляционные. Технические условия».

В состав конструкции теплоизоляции надземных трубопроводов, в соответствии с требованиями п. 4.4 СП 61.13330.2012, входит:

- теплоизоляционный слой;
- покрывной слой;
- элементы крепления.

Для снижения теплопотерь, предусмотрена теплоизоляция камер пуска-приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики и арматуры, установленной на камерах.

Теплоизоляция фланцевых соединений предусматривается с помощью специальных теплоизолирующих коробов или при помощи цилиндров или матов прошивных из минеральной ваты.

Поставка теплоизоляционных материалов, покрывного слоя, крепежных изделий предусматривается заводской поставки вместе с изделиями (ГПАТ, узлы запорно-дренажных узлов, МКПУ, узел подключения к МПСР и узла индикатора-контроля ГПАТ). Монтаж теплоизоляционных материалов предусматривается в трассовых условиях.

Расхождения в результатах расчета и фактических замеров на любом участке при любом варианте работы трубопровода не превышают $\pm 5\%$, что позволяет утверждать о возможности применения рассмотренной методики расчета при проектировании полимерно – армированных систем и скорейшей необходимости внесения её в перечень стандартных расчетов трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
2. ГОСТ Р 59834-21 «Трубопроводы промышленные. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия»;
3. ГОСТ Р 70623-2023 Трубопроводы из гибких полимерных армированных труб. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации;
4. ГОСТ Р 70624-2023 Трубопроводы промышленные из труб полимерных, армированных металлическим каркасом. Правила проектирования, монтажа, эксплуатации;
5. Специальные технические условия на проектирование и строительство объекта «Проект развития Русско-Реченского месторождения. Нефтепровод от мобильной установки подготовки нефти (МУПН) Русско-Реченского месторождения до приемостадочного пункта (МПСП) на Тагульском месторождении» с изменением №1. – ООО «ПромЭкоКонсалтинг» - 2022;
6. Материалы инженерно-геодезических изысканий ООО «Уралгеопроект» 2022;
7. Технологическая схема разработки Русско-реченского месторождения. Тюмень. 2018г;

УДК 532

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА СБОРНОМ КОЛЛЕКТОРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.И. Абдуллина, К.И. Бабицкая

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: a.baykova.9@mail.ru, babitskayaki@gmail.com

Аннотация. В настоящей статье рассматривается разработка алгоритма по прогнозированию солеотложений на сборном коллекторе месторождения Западной Сибири. Алгоритм основан на применении экспериментально подтверждённых методик и уравнений, описывающих закономерности кинетики осаждения солей.

Ключевые слова: солеотложения, промышленный трубопровод, прогнозирование солеотложений, скорость отложения, алгоритм прогнозирования.

На сегодняшний день часть нефтяных месторождений Западной Сибири находится на завершающей стадии разработки, процесс добычи нефти сопровождается значительным увеличением обводненности добываемой продукции, что неизбежно приводит к образованию солеотложений в промысловых трубопроводах. Согласно данным, представленным уфимским технико-технологическим предприятием, осадения на стенках трубопроводов приводят к ряду проблем, среди которых можно выделить: снижение пропускной способности, преждевременный износ, ускорение интенсивной локальной коррозии металла, а также риск создания пожароопасной ситуации [1]. Опираясь также на статистические данные других источников, в частности, на статью Латыпова О.Р., Степанова Д.В, Бугай Д.Е, Ибрагимов Д.В в журнале «Нефтегазовое дело» [2], «слой солеотложений на трубах диаметром 150 мм толщиной 1,5 мм увеличивает энергопотребление при транспортировке нефти на 15%, а толщиной 13 мм – уже на 60%, что наглядно иллюстрирует уровень экономических потерь от рассматриваемого осложнения».

Совокупность рассмотренных факторов позволяет оценить масштаб негативного влияния кристаллизации солей и подтверждает необходимость создания прогнозных моделей, направленных на предотвращение осложнений.

В рамках исследования был сформирован общий универсальный алгоритм, применимый для гидравлических расчетов в различных вычислительных программах. Вследствие прямой зависимости проблемы солеобразования от физико-химического состава попутно-добываемых вод, каждый случай характеризуется уникальным набором факторов и подлежит самостоятельному рассмотрению. Подбор формул и методик для данного алгоритма определяется физико-химическим составом пластовых вод для каждого месторождения в отдельности. Полная унификация подходов к прогнозированию солеотложений на современном этапе не представляется возможной вследствие многообразия взаимовлияющих факторов.

Одним из проявлений данного многообразия является широкий спектр солей, выпадающих в осадок в промысловых трубопроводах. Среди наиболее распространенных солевых отложений в сборном коллекторе можно отметить карбонат кальция (CaCO_3), сульфат бария (BaSO_4), сульфат кальция (CaSO_4) и его различные гидратные формы. Для месторождений Западной Сибири особенно характерны хлоркальциевые и гидрокарбонатно-натриевые типы вод. [3].

Образование кристаллов солей на стенках трубопровода возникает вследствие нарушения термодинамического равновесия минерализованных пластовых вод при изменении термобарических условий (температуры, давления, сдвига pH), а также при смешении несовместимых друг с другом вод. Процесс формирования алгоритма по прогнозированию солеотложений в сборных коллекторах месторождений Западной Сибири невозможен без комплексного подхода, включающего в себя кинетические, термо- и гидродинамические расчеты в едином программном модуле. Общий упрощенный подход должен состоять из нескольких последовательных этапов (рис.1).

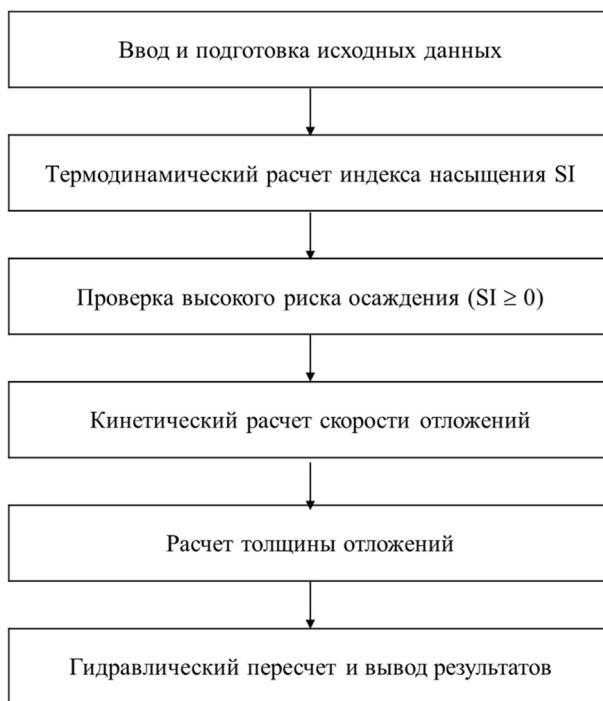


Рис.1. Блок-схема алгоритма прогнозирования

В составе разработанного гидравлического алгоритма выделены три основных расчётных блока, реализующих последовательную оценку склонности попутно-добываемой воды к солеобразованию. К ним относятся: расчёт индекса насыщения по методике Стиффа-Дэвиса (формула 1), определение скорости осаждения соли (формула 2), вычисление времени закупорки трубопровода (формула 3):

$$SI = \frac{[Kt^+] \cdot [An^-]}{L_{KtAn}} \quad (1)$$

где $[Kt^+] \cdot [An^-]$ – произведение фактических концентраций солеобразующих катионов и анионов;

L_{KtAn} – термобарически равновесное произведение растворимости [4].

$$\frac{dM}{dt} = k \cdot (C - C_s)^n, \quad (2)$$

где k – кинетическая константа скорости осаждения кг/(сут·(мг/л)ⁿ);

C – текущая концентрация солеобразующих ионов, мг/л;

C_s – равновесная концентрация насыщения, мг/л;

n – порядок реакции [5].

Для количественной оценки времени, по истечении которого произойдёт полное перекрытие трубопровода солевыми отложениями, используется следующая формула (формула 3):

$$dt = -\frac{\rho \cdot \pi \cdot L \cdot D}{2 \cdot k \cdot (C - C_s)^n} dD \quad (3)$$

где ρ – плотность соли, кг/м³;

L – длина трубопровода, м;

D – внутренний диаметр трубопровода, м.

Разработанная блок-схема алгоритма расчетного модуля может служить основой для создания интегрированной модели прогнозирования солеотложений на сборных коллекторах месторождений Западной Сибири. Представленный алгоритм обеспечивает прогнозирование солеотложений в сборном коллекторе с использованием упрощенного подхода. Интеграция данного алгоритма в вычислительные программы позволит в реальном времени оценивать риски образования отложений, рассчитывать оптимальные дозировки ингибитора и прогнозировать межочистной период работы сборного коллектора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Уфимское технологическое предприятие. Коррозионные среды. Причины и условия отложения неорганических солей [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://corrosion.su/the_reasons_and_conditions_of_adjournment_of_inorganic_salts.php.
2. Стенд для изменения электрохимических параметров технологических сред / О. Р. Латыпов, Д. В. Степанов, Д. Е. Бугай, И. Г. Ибрагимов // Нефтегазовое дело. — 2015. — т. 13. — № 1. — С. 119-124.
3. Выбор эффективного ингибитора солеотложения для группы месторождений Западной Сибири / Д. С. Полубоярцев, Е. В. Бешагина, Я. И. Чайкина, Д. А. Кузьмин // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2022. — № 2 (Февраль). — УДК 622.276.72. — URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/promyslovaya-khimiya/725872-vybor-effektivnogo-ingibitora-soleotlozheniya-dlya-gruppy-mestorozhdeniy-zapadnoy-sibiri/>.
4. Кашавцев В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. — Москва: Орбита-М, 2004. — 432 с.
5. Жирякова, М. В. Задачи практикума по физической химии. Кинетика реакций в растворах: методическая разработка для студентов IV курса / М. В. Жирякова, Л. А. Тифлова, Г. М. Русакова, Е. В. Скокан ; Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, Химический факультет. — Москва: МГУ, 2015. — 35 с.

**АНАЛИЗ ПРИЧИН И МЕТОДОВ БОРЬБЫ С
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ**

А.Э. Мишуткин, К.И. Бабицкая

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: a.mishutkin@bk.ru, babitskayaki@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрена проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) при эксплуатации технологических трубопроводов. Изучено влияние термобарических условий, химического состава транспортируемой среды и гидродинамических параметров потока на интенсивность формирования отложений. Выдвинуто предположение для направления совершенствования методов предупреждения АСПО.

Ключевые слова: АСПО, парафинистая нефть, кристаллизация, термобарические факторы, гидродинамика потока, методы предупреждения отложений, цифровое моделирование.

Трубопроводный транспорт является основополагающим в цепочке доставки сырья от месторождений до перерабатывающих мощностей. Однако его эксплуатационная надёжность постоянно подвергается рискам, связанным с физико-химическими процессами, протекающими в многофазном потоке. Основной проблемой остаётся образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности труб. АСПО представляют собой твёрдые углеводородные смеси, состоящие из высокомолекулярных парафинов, смол, асфальтенов, а также захваченных механических примесей и минеральных солей [1]. Их накопление приводит к сужению проходного сечения, росту гидравлического сопротивления, увеличению энергозатрат на перекачку и созданию условий для развития подплёночной коррозии [2].

Сам процесс формирования отложений проходит последовательно. Первоначально идет образование первичных зародышей кристаллов на механических примесях, продуктах коррозии или непосредственно в объёме пересыщенного раствора. Рост кристаллов, в ходе которого молекулы парафина адсорбируются на зародышах, образуя пластинчатые и игольчатые структуры. Позже асфальтены адсорбируются на поверхности кристаллов, выступая в роли связующего агента. Уже сформировавшиеся агрегаты переносятся потоком к стенке трубы и закрепляются на ней за счёт ван-дер-ваальсовых сил, электростатического взаимодействия и механического сцепления с шероховатостями. Одновременно в результате температурных колебаний в системе «поток – стена трубы» протекает рекристаллизация в ходе которой мелкие кристаллы растворяются, а крупные продолжают расти, что приводит к упрочнению слоя и увеличению его адгезионной прочности. При наличии в потоке пересыщенных растворов солей происходит их соосаждение в порах АСПО, что дополнительно упрочняет отложения и затрудняет их последующее удаление [1].

Образование отложений является результатом отклонения системы от термодинамического равновесия и основными действующими факторами являются:

Термобарические условия. Снижение температуры — основной фактор, инициирующий кристаллизацию парафинов в нефти. Формально процесс начинается при достижении температуры насыщения нефти парафином (ТНПН) — температуры, при которой из нефти начинают выпадать кристаллы парафинов. Однако на практике кристаллизация может начинаться и при температурах, незначительно превышающих ТНПН, благодаря эффекту переохлаждения и наличию микроскопических центров нуклеации [6]. Падение давления ниже давления насыщения приводит к дегазации потока, что снижает растворяющую способность жидкой фазы по отношению к тяжёлым компонентам.

Химический состав транспортируемой среды. Состав многофазного потока играет важную роль в образовании АСПО в трубопроводе. Основным действующим фактором, определяющим кристаллизацию и отложение на стенках, является содержание тяжёлых углеводородов (парафинов, смол, асфальтенов), а также механических примесей, газов и воды. При этом механические примеси выступают центрами кристаллизации и способствуют адгезии компонентов АСПО к внутренней поверхности трубы. В водной фазе могут содержаться ионы Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- , которые при соответствующих условиях образуют твёрдые минеральные отложения (кальцит, гипс), армирующие слой АСПО. Наличие газов не только влияет на растворимость парафинов, но и усиливает коррозионные процессы, создавая на поверхности трубы шероховатый слой продуктов коррозии, который служит идеальной подложкой для закрепления отложений. Аналогичная ситуация возникает при смешении нефтей разных горизонтов или изменении pH среды. Коллоидное равновесие нарушается, вызывая агрегацию асфальтенов, что также провоцирует отложение АСПО [2].

Гидродинамические параметры потока. Гидродинамический режим также играет роль: так, при скоростях ниже 0,5–1,0 м/с образуются застойные зоны, где теплоотдача от ядра потока к стенке минимальна, а касательное напряжение недостаточно для удаления зарождающихся кристаллов. В турбулентном режиме, напротив, усиливается массоперенос частиц к стенке, но одновременно возрастает и эрозионное воздействие потока.

Борьба с АСПО предполагает проведение работ по предупреждению образования отложений и их удалению (рисунок 1). Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО. Но многообразие месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода.



Рисунок 1 - Классификация методов борьбы с АСПО

К методам предупреждения относятся химические методы. Методы основаны на дозированном введении в поток добываемой продукции химических композиций, призванных минимизировать либо целиком исключить вероятность образования отложений. Работа ингибиторов парафиноотложений опирается на адсорбционные процессы, локализованные на границе раздела жидкой фазы и металлической поверхности трубы [7].

В зависимости от направленности действия, химреагенты выделяют на смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Смачивающие реагенты формируют гидрофильную пленку на металлической поверхности. Ее наличие нивелирует адгезию кристаллов парафина к трубам, позволяя потоку жидкости беспрепятственно выносить их из системы. К ним относятся полиакриламиды (ПАА), кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Назначение модификаторов вступать во взаимодействие с молекулами парафина с целью подавления роста и укрупнения кристаллов. Благодаря этому кристаллы сохраняют подвижность и удерживаются во взвешенном состоянии в ходе транспортировки среды. Такими качествами наделены атактический пропилен с молекулярной массой 2000-3000, - низкомолекулярный полиизобутилен с молекулярной массой 8000-12000, алифатические сополимеры, сополимеры этилена и сложного эфира с двойной связью, тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном, полимер с молекулярной массой 2500-3000.

Принцип работы депрессаторов реализуется через адсорбцию их молекул на поверхностях уже сформировавшихся кристаллических структур парафина. Подобное взаимодействие создает препятствия для протекания процессов агрегации и последующего выпадения осадка. Депрессаторы могут включать в себя полиолефины, сложные эфиры, высокомолекулярные кетоны, спирты, соли металлов, силикатно-сульфанольные растворы, сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС), полиметакрилаты, полициклические ароматические углеводороды и их производные. Диспергаторы представляют собой химреагенты, ответственные за перевод системы в тонкодисперсное состояние, которое гарантирует вынос кристаллов парафина нефтяным потоком без образования пристенных отложений. К ним относятся соли

металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанольные растворы, сульфатированный щелочной лигнин.

Применение химических методов борьбы с АСПО зачастую интегрируется с рядом смежных операций, а именно разрушением стойких водонефтяных эмульсий, мероприятиями по защите промышленного оборудования от коррозионного износа, предупреждением солеотложений, регулированием структуры газожидкостного потока для достижения оптимальных режимов течения.

Физические методы предотвращения АСПО объединяют воздействие на добываемую и транспортируемую нефть механическими, ультразвуковыми, вибрационными, электрическими, магнитными и электромагнитными методами. Их общая цель — деструкция ассоциатов, образованных смолами, асфальтенами и парафиновыми углеводородами (САВ), что улучшает низкотемпературные свойства нефти и препятствует выпадению парафинов.

Ультразвуковая обработка высоковязкого парафинистого сырья инициирует перестройку межмолекулярных взаимодействий смолисто-асфальтеновых веществ (САВ). Как следствие, фиксируется падение вязкости, трансформация реологических кривых течения при полной неизменности химического состава нефти [5].

Вибрационные методы генерируют ультразвуковые колебания непосредственно в зоне зарождения парафинов. Эти колебания вызывают микроперемещения формирующихся кристаллов, что не позволяет им оседать на внутренних поверхностях труб [5,10].

Магнитный метод базируется на магнитодинамическом эффекте: при движении жидкости, несущей заряженные частицы ионы, электроны. В стационарном магнитном поле происходит разрушение агрегатов субмикронных ферромагнитных частиц соединений железа. Концентрация таких частиц в нефти и попутной воде составляет 10–100 г/т, а каждый агрегат включает от сотен до тысяч микрочастиц. Их дробление увеличивает количество центров кристаллизации парафинов в 100–1000 раз и способствует образованию на поверхности феррочастиц микропузырьков газа. В результате парафины выпадают не в виде массивных отложений, а как тонкодисперсная объёмная взвесь, а скорость накопления кристаллов на стенках снижается пропорционально уменьшению их средних размеров совместно с соосаждающимися смолами и асфальтенами [3,4,11].

Так же к методам предупреждения относятся применение специальных защитных покрытий. Наличие макро- и микронеровностей, незначительные царапины способствует формированию и значительному росту отложений. Применение специальных защитных покрытий металла позволило добиться гладкой поверхности и повысить ее гидрофильность, что существенно снижает адгезию кристаллов парафина. В качестве таких покрытий используют лакокрасочные материалы (этилен и лаки, эпоксидные смолы), эмали, пластмассы и полимерные материалы.

Для прогнозирования и оценки объемов образования АСПО активно развивается направление цифрового информационного моделирования (ЦИМ): использование существующих цифровых двойников участков трубопровода позволяет на основе промысловых данных оценивать интенсивность отложений и проводить предиктивный анализ рисков без остановки перекачки. Однако достоверность таких моделей требует экспериментальной валидации сопоставлением

с внутритрубной профилометрией без этого их использование носит визуальную оценку без подтвержденных значений [8].

Уже сформированные АСПО удаляют с использованием тепловых, химических и механических методов. Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50°C и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется источник тепла, которым выступает сам нагретый поток.

Технология применения теплоносителя предусматривает, нагрев жидкости в специальных котельных установках передвижного типа и подачу ее в трубопровод способом прямой или обратной промывки. Обратная промывка более предпочтительна, так как при этом исключено образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке [10].

Применение растворителей для удаления уже образовавшихся отложений является одним из наиболее известных и распространенных интенсифицирующих методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти. Однако и здесь проблема подбора растворителя в конкретных условиях весьма далека от своего разрешения. Как правило, подбор растворителей АСПО осуществляется эмпирически. Это связано с недостатком информации об их структуре и свойствах и малой изученностью механизма взаимодействия нефтяных дисперсных систем с растворителями.

Механические методы удаления АСПО из промысловых трубопроводов и систем сбора и подготовки нефти включают в себя: различные инструменты и/или устройства, которые физически разрушают и удаляют отложения: Скребки, механические щётки и центраторы наиболее распространенные инструменты для механического удаления АСПО. Скребки могут иметь жесткие или гибкие элементы и щетки, которые используются для смягчения и удаления более мягких отложений. Механические методы удаления АСПО из систем сбора и подготовки нефти имеют свои преимущества и недостатки. Преимущество механических методов заключается в том, что скребки физически разрушают отложения и обеспечивают их удаление с поверхностей системы, также они применимы к различным типам АСПО. Также механическое удаление АСПО не всегда решает основную проблему образования отложений. Если причина образования не устранена, отложения могут повторно образовываться со временем, требуя регулярного удаления. Так регулярное удаление существенно повысит риск повреждения внутренней полости трубопровода [8].

Подводя итог образованию АСПО сложный многофакторный процесс, обусловленный термобарическими условиями, составом среды и гидродинамикой потока, где ключевым триггером выступает снижение температуры. Таким образом, комплексное решение проблемы АСПО должно основываться на объединении физико-химических методов воздействия и предиктивной аналитики. Что обеспечит переход от стратегии «удаления последствий» к стратегии «управления рисками».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Т.Л. Прогнозирование состава и свойств асфальтосмолопарафиновых отложений по результатам экспериментальных исследований / Т.Л. Гайфуллин // Нефтяное хозяйство. – 2026. – № 3. – С. 71–75.

2. Горбаченко В. С. Механизмы и факторы, определяющие процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности скважинного оборудования // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1. – С. 41–48.
3. Черемисин, Н.А. Влияние магнитного поля на интенсивность парафиновых отложений / Н.А. Черемисин, И.А. Стручков // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 4. – С. 60–65. – DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-60-65.
4. Злобин, А.А. О механизме магнитной активации нефти для защиты скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений / А.А. Злобин // Нефтяное хозяйство. – 2025. – С. 52–56.
5. Валиев, Д.З. Технологии волнового воздействия для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче, транспорте и хранении нефти / Д.З. Валиев, Д.Р. Семенов // Природные энергоносители и углеродные материалы & Natural energy sources and carbon materials. – 2023. – № 01.
6. Евдокимов, И. Возможность выявления истинных параметров фазового превращения парафинов в нефти / И. Евдокимов, А. Лосев, М. Могильниченко // Бурение и нефть
7. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего. - М.: Недра, 1986.- 240 с
8. Сальников, А. В. Верификация и валидация компьютерных моделей / А. В. Сальников, М. С. Французов, К. А. Виноградов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. — 2022. — № 9 (750). — С. 100–115. — DOI: 10.18698/0536-1044-2022-9-100-115.
9. Малышев А.Г., Черемисин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиноотложением // Нефтяное хозяйство. - 1997. - N 9. - С. 62.-69. 10.
10. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "НедраБизнесцентр", 2000.-653с.
11. Лесин В.И. Магнитные депарафинизаторы нового поколения /Изобретения и рациональные предложения в нефтегазовой промышленности. - 2001. - N 1. - С. 18-20
12. Применение насосно-компрессорных труб с защитным покрытием Бабицкая К.И., Колесников А.А. Ашировские Чтения. 2025. Т. 2. № 17. С. 564-566.
13. Мероприятия по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых пробок на внутренней поверхности насосно - компрессорных труб при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН Назметдинов Д.Х., Царьков И.В., Бабицкая К.И. Ашировские Чтения. 2023. Т. 1. № 1 (15). С. 316-319.
14. Применение покрытий внутренней поверхности нкт для защиты от отложений аспо на крюковском месторождении Рыгалов П.И., Бабицкая К.И. Ашировские Чтения. 2023. Т. 1. № 1 (15). С. 330-331.
15. Разработка растворителя аспо даниловского месторождения Лукашов Г.Ю., Соколов В.Ю., Склюев П.В., Царьков И.В. Ашировские Чтения. 2021. Т. 1. № 1 (13). С. 394-400.

УДК 622.276.6

**ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ДОСТОВЕРНОСТЬ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ДАННЫХ ХРОМАТО-ДЕСОРБЦИОННОГО МОНИТОРИНГА**

Е.В. Маринин, К.И. Бабицкая

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

Email: yegor.marinin.01@mail.ru

Аннотация. В работе проведен анализ ключевых технологических и физических факторов, ограничивающих достоверность интерпретации данных при мониторинге горизонтальных скважин с использованием хромато-десорбционных систем (ХДС). Детально рассмотрены два механизма выноса трассера - эрозийный и диффузионный, оценено их влияние на корреляцию концентрации аналита с дебитом интервалаа также выявлены преимущества и ограничения каждого подхода. Проанализирован фактор гравитационного расслоения многофазного потока в горизонтальных стволах и его влияние на селективный контакт маркеров с целевым флюидом. Описан и математически обоснован «эффект памяти» ствола скважины, заключающийся в накоплении аналитов в застойных зонах, за центраторами и в перфорационных каналах, что приводит к искажению временных профилей концентрации и создает иллюзию продолжающегося притока. На основе проведенного анализа предложены практические рекомендации для повышения достоверности количественной интерпретации данных ХДС на этапах проектирования, проведения мониторинга и лабораторного анализа. Результаты исследования позволяют сформировать методику контроля качества получаемой информации и повысить точность количественной оценки профиля притока.

Ключевые слова: трассерный мониторинг, горизонтальные скважины, механизм выноса трассера, хромато-десорбционные системы, достоверность интерпретации, трассеры, флюид, застойные зоны.

Введение. Технология мониторинга на основе хромато-десорбционных систем (ХДС) зарекомендовала себя как эффективный инструмент долгосрочного контроля профиля притока в горизонтальных скважинах. Она обладает рядом преимуществ, основными из которых являются - пассивность, возможность работы в скважинах с УЭЦН, селективность к фазовому составу, долгосрочность работы, экономический эффект.

Однако практическое применение выявило ряд физических и технологических факторов, способных существенно снизить достоверность интерпретации данных и привести к ошибочным выводам о распределении притока. Наиболее критичными из них являются: зависимость от механизма выноса трассера, расслоение многофазного потока и так называемый «эффект памяти» скважинного ствола.

Целью данного исследования является системный анализ факторов влияющих на достоверность интерпретации данных, оценка степени их влияния и разработка рекомендаций по повышению надежности интерпретации.

Основная часть. В результате взаимодействия трассерных веществ с потоком флюида часть анализов выносятся на поверхность, при этом существуют два механизма выделения трассера в пласте.

При эрозионном или конвективном механизме трассеры высвобождаются за счет физического контакта и эрозии полимерной матрицы потоком флюида. Скорость выделения при этом приближенно пропорциональна скорости потока в зоне установки кожуха-носителя и концентрации трассера в матрице. А также зависит от геометрии заканчивания, типа флюида, расхода и других факторов. Стоит заметить, что при реализации данного способа не требуется остановка скважины, а значит вести мониторинг можно в режиме реального времени. Продолжительность жизни системы зависит от расхода, температуры, воздействия агрессивных сред, наличия газа и мехпримесей. При всем этом вышеописанный механизм подходит только для качественной оценки притока, так как обладает рядом негативных факторов:

1. Неравномерность притока и его изменение во времени;
2. Прорывы газа, наличие мехпримесей усиливают разрушение матрицы;

3. Сильная зависимость скорости выделения от локальной скорости потока, которая в условиях горизонтального ствола может значительно варьироваться вдоль сечения, и изменяться во времени; [1]

Диффузионный механизм отличается тем, что выделение трассера происходит за счет диффузии молекул анализа через полимерную матрицу в практически статичный флюид. Этот процесс описывается первым законом Фика и зависит от температуры, градиента концентрации и свойств полимера, но не зависит от скорости потока. Скважина останавливается на 12-24 часов, в местах установки маркерных систем происходит контакт с целевым флюидом, затем накапливаются зоны с повышенной концентрацией (индикаторные облака), после запуска скважины в работу приступают к проведению исследований. Однако вследствие продолжительного простоя под действием гравитационных сил может происходить расслоение многофазных потоков из-за различия плотностей их компонентов. Это, в свою очередь, способно вызывать перетоки воды между различными интервалами и приводить к искажению результатов при интерпретации полученных данных. Особенности выноса трассера определяются тем, по какой зоне фильтрации пласта он продвигался к скважине. Ключевыми факторами здесь выступают: протяжённость данной зоны, её фильтрационно-ёмкостные свойства, степень извилистости фильтрационных каналов, а также минеральный состав пород. Преимуществом данной модели является стабильная и предсказуемая скорость выделения анализа, позволяющая упростить количественную оценку притока.

Для углублённого понимания процессов, протекающих внутри горизонтальных скважин, российские и зарубежные учёные прибегали к математическому и физическому моделированию многофазных потоков. В 1998 году на базе БашГУ был смонтирован и введён в действие уникальный гидродинамический стенд. Проведённые на нём исследования показали, что в горизонтальной части ствола наблюдается гравитационное расслоение многофазной среды. Определяющую роль в формировании данного явления играет траектория скважинного ствола. Любое изменение угла наклона скважины относительно горизонтальной плоскости влечёт за собой перераспределение фазосодержания и изменение локальных скоростей по сечению ствола при неизменном расходе. [2]

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Если скважина пробурена под углом от 85 до 95°, установлено, что вода движется вдоль нижней стенки ствола, тогда как нефть - вдоль верхней. При малых дебитах характер течения определяется углом наклона скважины. Наличие газа в потоке способно порождать до шести различных режимов течения жидкости. Кроме того, при фиксированном дебите профиль скоростей и соотношение фаз изменяются в зависимости от наклона.

Компания «Schlumberger» провела эксперименты с двухфазным потоком на стенде, где дебиты нефти и воды были равными. Результаты показали, что при угле наклона 90° фазовые скорости и объёмное соотношение воды и нефти практически не различаются (рисунок 1). Это объясняется тем, что более высокая вязкость нефти обуславливает её меньшую фазовую скорость, тогда как её процентное содержание в потоке было повышенным.

При изменении угла наклона скважины от 90° нефть и вода начинают двигаться с разными скоростями. Когда угол становится меньше 90°, скорость воды (как более тяжёлой фазы) снижается, а скорость нефти возрастает. При этом доля воды увеличивается, а доля нефти уменьшается. Если в потоке присутствует газ, он перемещается в виде пузырьков вдоль верхней стенки ствола.

При изменении угла наклона скважины более 90° поток приобретает расслоённый характер. Вода, обладающая большей плотностью, движется быстрее, однако её процентное содержание снижается, тогда как доля нефти увеличивается. [3]

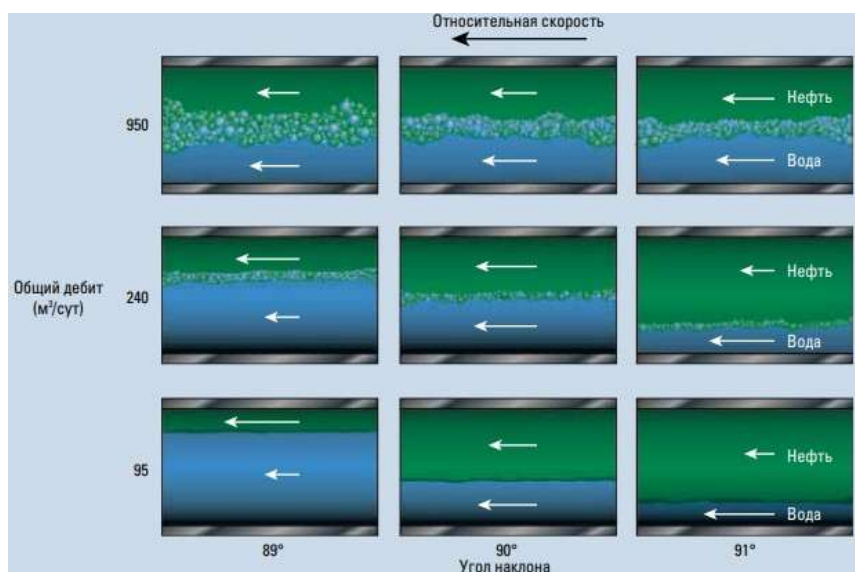


Рис. 1. Результаты опытов в установке с одинаковыми дебитами нефти и воды

Если говорить о проведении исследований с применением хромато-десорбционных систем, то можно сделать несколько выводов:

- Кожух, начиненный водными маркерами, расположенными в верхней части потока, может вовсе не контактировать с водной фазой, которая будет расположена внизу;
- Кожух с газовыми маркерами в нижней части сечения может не детектировать газовую фазу, что может привести к неверным результатам исследования;

В нашей ситуации кожухи-носители с хромато-десорбционными системами полностью охватывают сечение потока (расположены поочередно, по всей окружности трубы). Это решение позволяет полностью устранить ошибки, связанные с локальным контактом маркеров с различными фазами. Скорость выделения аналита становится функцией от усредненных параметров потока на данном интервале. Система становится эффективной при любом течении жидкости, так как проходит через конструкцию кожуха в любом случае. Но при этом есть некоторые факторы, которые могут сыграть негативное влияние на достоверность результатов исследований.

Установка секционных кожухов с распределенными по его окружности матрицами, содержащими аналиты, требует отдельного рассмотрения. Дело в том, что за центраторами или самими кожухами возникает риск образования застойных зон в которых будет происходить накопление аналитов («эффект памяти»). Рассмотрим физику «эффекта памяти» в перфорированном кожухе-носителе.

1. Аналит, выделившийся из полимерной матрицы проходит путь по порам материала к поверхности, при остановке скважины диффузия продолжается, тем самым накапливается облако аналита. При запуске скважины происходит его сброс.

2. Выделившийся аналит может временно адсорбироваться на внутренней поверхности трубы, создавая дополнительный буферный слой.

3. В микропорах или дефектах труб может возникнуть захват флюида, соответственно образуются ловушки.

4. Вода в результате длительных остановок скважины может подтягиваться и скапливаться в нижних отверстиях перфорации, создавая «карман» обводненного флюида. При запуске скважина будет отбирать этот флюид, что вызовет всплеск водных маркеров.

Исходя из вышеприведенных фактов, можно составить сценарий, по которому данные проведенных исследований могут быть искажены. Например: В результате прекращения контакта полимерной матрицы с целевым флюидом, если интервал обводнился или водный маркер перестал выделяться, сигнал на устье скважины может спадать очень медленно, за счет десорбции и вымывании аналита из зон, где он скопился. Этот эффект создаст иллюзию продолжающегося притока из этой зоны.

Разработчик технологии пытается учесть «эффект памяти» и накопление аналита в застойных зонах, так как используют экспоненциальный член $\exp\left(-\frac{Q_i}{V}t\right)$ в формуле 1, который как раз описывает вымывание аналита из некоего объема после остановки скважины:

$$C_i(t) = \frac{q}{Q_\Sigma} \left(1 + \left(\frac{Q_i t_0}{V} - 1 \right) \exp\left(-\frac{Q_i}{V}t\right) \right) \quad (1)$$

где V — объем области, м^3 ; q — скорость выделения маркера, мг/сут ; Q — приток флюида в данной области, $\text{м}^3/\text{сут}$; Q_Σ — суммарный приток флюида, $\text{м}^3/\text{сут}$; C_i — концентрация маркера « i » в основном потоке, нг/мл ; t_0 — время остановки скважины, сут . [4]

Основываясь на всю вышеперечисленную информацию можно сказать, что авторы технологии заложили «эффект памяти» в модель и результаты исследований можно считать достоверными.

Выводы. Достоверность количественной интерпретации данных мониторинга с применением хромато-десорбционных систем (ХДС) является многопараметрической задачей, на которую влияют технологические, гидродинамические и другие факторы. Наибольшей риск искажения информации несут расслоение потока жидкости, объемы смешивания, перетоки, так как невозможно точно предположить, что произойдет во время исследований.

Достоверность проводимых исследований можно повысить, перейдя от упрощенных моделей к комплексному анализу. Интеграция с другими данными, полученными в ходе других методов исследования скважин, использование калиброванных физико-химических параметров самих систем.

На самом деле, технология хромато-десорбционных систем является достаточно изученной. Отсутствуют какие-либо жесткие ограничения использования, помимо температуры 0-120 градусов и давления – до 30 МПа. Технология является надежной основой для обоснования геолого-технических мероприятий, вынося максимальный экономический эффект от их применения.

Если говорить про практические рекомендации, то на этапе проведения мониторинга и отбора проб необходимо внедрять программы отбора с учащенным графиком в периоды нестационарных процессов. Необходимо фиксировать все изменения в работе скважины, такие как остановки, изменения дебита или давления, работа соседних добывающих скважин, ведь они могут повлиять на значения концентрации.

На этапе лабораторного анализа и интерпретации данных исследований необходимо использовать комплексную интерпретацию, то есть интегрировать данные ХДС исследований с данными о дебитах, давлении, данными промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и геологической моделью. Неизбежен переход от простых экспоненциальных аппроксимаций к динамическим гидродинамическим моделям переноса трассерных веществ, калибруемых по реальным данным.

На этапе проектирования системы мониторинга необходимо правильно подбирать типы хромато-десорбционных систем (ХДС), учитывать данные по пласту: дебит, количество интервалов, пластовые условия, температура залегания. Для скважин с частыми остановками или риском обводнения предпочтительны эрозионные системы. Диффузионные же системы рекомендуется применять, анализируя траекторию ствола.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нухаев М. Т., Семикин Д. А. Мониторинг горизонтальных скважин [Текст] / Нухаев М. Т., Семикин Д. А. // Neftegaz.RU. — 2018. — № 7. — С. 1-5.
2. Валиуллин Р. А., Яруллин Р. К. Особенности геофизических исследований действующих горизонтальных скважин [Текст] / Валиуллин Р. А., Яруллин Р. К. // Вестник академии наук РБ. — 2014. — № 1. — С. 21-27.
3. Schlumberger Промысловый каротаж в горизонтальных скважинах с многофазным потоком / Schlumberger [Электронный ресурс] // Schlumberger : [сайт]. URL: https://www.slb.ru/upload/iblock/7e3/215x280_flow_scanner_1225upd.pdf (дата обращения: 07.02.2026).
4. Лютоев П. А., Кузнецов Д. В., Никишин И. А., Ефимов Г. Е., Минахметов Р. А., Платонов И. А. Использование хромато-десорбционных систем для оптимизации

положения скважины относительно границ контактов при разработке нефтяных оторочек [Текст] / Лютоев П. А., Кузнецов Д. В., Никишин И. А., Ефимов Г. Е., Минахметов Р. А., Платонов И. А. // 2021. — С. 1-10.

**ОБОСНОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ПОЛИМЕРНО –
АРМИРОВАННОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ УКПН НА РУССКО-
РЕЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ДО ПРИЕМО – СДАТОЧНОГО ПУНКТА
НА ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич

СамГТУ

Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами доказана надежность и устойчивость полимерно – армированного нефтепровода от УКПН на Русско- Речинском месторождении до приема – сдаточного пункта на Тагульском месторождении.

Ключевые слова: надежность, устойчивость, нефтепровод, проектирование.

Обоснование надежности и устойчивости промышленных нефтепроводов является обязательным этапом проектирования системы обустройства углеводородных месторождений [1-5]. Однако, внедрение полимерно – армированных трубопроводов для транспортирования углеводородов внесло в стандартный расчет ряд специфических элементов еще не получивших официального утверждения [6-8]. Поэтому представляло интерес обосновать надежность и устойчивость подобной трубопроводной системы [9, 10].

В качестве объекта исследования был выбран полимерно – армированный стальным каркасом нефтепровод от УКПН на Русско- Речинском месторождении до приема – сдаточного пункта на Тагульском месторождении, проложенный надземно по эстакаде в районах с суровым климатом и вечной мерзлотой [7, 8].

Исходные данные для расчета приведены в табл.1.

1. Расчет постоянных нагрузок.

Собственный вес 1 метра трубы равен: $q_{тр} = m_{тр} \cdot g \cdot K3_{тр} = 288,12 \text{ Н/м}$.

Вес теплоизоляции на 1 м трубы: $q_{ти} = m_{ти} \cdot g \cdot K3_{ти} = 75,94 \text{ Н/м}$.

Наружный диаметр трубы в теплоизоляции равен: $d_{ти} = d_{нар} + 2t_{ти} = 0,36 \text{ м}$.

Тогда, масса теплоизоляции равна:

$$m_{ти} = \left(\frac{\pi \cdot d_{ти}^2}{4} - \frac{\pi \cdot d_{нар}^2}{4} \right) \cdot \rho_{ти} = 7,04 \text{ кг/м.}$$

Вес защитного слоя теплоизоляции на 1 м трубы: $q_{зс} = m_{зс} \cdot g \cdot K3_{зс} = 16,5 \text{ Н/м}$.

Наружный диаметр трубы в теплоизоляции и защитном слое теплоизоляции равен: $d_{зс} = d_{ти} + 2t_{зс} = 0,361$

тогда, масса защитного слоя теплоизоляции равна:

$$m_{ти} = \left(\frac{\pi \cdot d_{зс}^2}{4} - \frac{\pi \cdot d_{ти}^2}{4} \right) \cdot \rho_{зс} = 1,53 \text{ кг/м.}$$

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вес трубы с учетом веса продукта, теплоизоляции, защитного слоя теплоизоляции равен: $q_T = q_{тр} + q_{п} + q_{ти} + q_{зс} = 523,16 \text{ Н/м}$.

Таблица 1.

Исходные данные

Обозначение	Наименование параметра	Величина	Обоснование
1	2	3	4
DN	Диаметр условный, м	0,15	-
$d_{вн}$	Диаметр внутренний, м	0,15	Условие по ТТ для закупки
$d_{нар}$	Диаметр наружный, м	0,20	Условие по ТТ для закупки
t	Толщина стенки, м	0,025	Условие по ТТ для закупки
$m_{тр}$	Масса 1 м трубы, кг	26,7	Условие по ТТ для закупки
$E_{пр}$	Модуль упругости прод-ный, МПа	877,5	Условие по ТТ для закупки
P	Рабочее макс. давление, МПа	6,42	Тех. условие
$P_{ном}$	Расчетное макс. давление, МПа	10,00	Условие по ТТ для закупки
g	Ускорение свободного падения, м/с^2	9,81	-
$t_{ти}$	Толщина теплоизоляции, м	0,08	-
$\rho_{ти}$	Плотность теплоизоляции, кг/м^3	100	-
$T_{зс}$	Толщина защитного слоя т.и-и, м	0,0005	-
$\rho_{зс}$	Плотность защитного слоя т.и-и, кг/м^3	2700	Для алюминия
$KZ_{тр}$	Коэффициент запаса на вес трубы	1,1	-
$KZ_{ти}$	Коэфф-т запаса на вес тепло-ции	1,1	-
$KZ_{зс}$	Коэфф-т запаса на вес защ. слоя	1,1	-
$\rho_{пр}$	Плотность продукта, кг/м^3	823	-
$KZ_{п}$	Коэфф-т запаса на вес продукта	1,0	-
S_g	Нормат-е знач-е давл. снега на 1 м^2	2500 Па	Для V снегового рай-на
C_v	Коэфф-т сноса снега ветром	0,4	СП 20.133300, п.10.7
C_t	Термический коэффициент	0,4	СП 20.133300, п.10.10
μ_f	Коэффициент формы	0,4	СП 20.133300, прил-ние Б
KZ_c	Коэфф-т запаса на снег-ю нагрузку	1,4	СП 20.133300, п.10.12
S_r	Толщина стенки гололеда, мм	5	Для II гололед-го района
ρ_r	Плотность льда, кг/м^3	900	Справочно
K_r	Коэфф-т изм-я толщины голол-да	0,8	СП 20.133300, табл.12.3
$\mu_{г2}$	Коэфф-т отн-я гол-а к общей пов-ти	1	-
KZ_r	Коэфф-т запаса на голол-ю нагр-ку	1,4	СП 20.133300, п.11
W_0	Норм-е значение давления ветра, Па	300	Для II ветрового района
k_{ze}	Высотный коэффициент	0,75	СП 20.133300, табл.11.2
c_y	Аэродинамический коэффициент	0,3	СП 20.133300, прил-е В
V_i	Коэфф-т пульс-го давления ветра	0,95	СП 20.133300, табл.11.6
S_{ze}	Коэфф-т пульсации ветра	0,85	СП 20.133300, табл.11.4
KZ_v	Коэфф-т запаса на ветер	1,3	СП 20.133300, п.11
f_2	Коэффициент безопасности	0,67	ГОСТ Р 59411
f_3	Коэфф-т на кратко-е осевые нагр-ки	0,9	ГОСТ Р 59411
$L_{св}$	Шаг трубопровода, м	4	ТЗ
L	Шаг по осям опор, м	5	ТЗ
$L_{тр-да}$	Длина трубопровода, м	52000	ТЗ

2. Расчет длительных временных нагрузок.

Вес продукта в 1 метре трубы: $q_n = m_n \cdot g \cdot K_{3n} = 142,67 \text{ Н/м}$,

где объём продукта в 1 метре трубы равен: $V_n = \pi \cdot \frac{d_{вн}^2}{4} = 0,0177 \text{ м}^3$,

тогда, масса продукта в 1 метре трубы равна: $m_n = V_n \cdot \rho_n = 14,54 \text{ кг/м}$.

3. Нагрузка от веса льда:

$$q_r = S_r \cdot s_r \cdot \rho_r \cdot K_r \cdot \mu_{r2} \cdot g \cdot K_{3r}/1000 = 53,51 \text{ Н/м.}$$

где диаметр трубы в ледовой корке равен: $d_r = d_{3c} + 2 c_r/1000 = 0,371 \text{ м}$,

тогда, площадь льда на 1 метр трубы равна: $S_r = \pi \cdot d_r = 1,166 \text{ м}^2$.

4. Нагрузка от веса снегового покрова

рассчитывается по ГОСТ Р 5990-2014:

Площадь 1 метра трубы в плане равна: $S_{сн} = d_{3c} \cdot l = 0,361 \text{ м}^2$.

Тогда, нагрузка от веса снегового покрова равна:

$$q_c = S_{сн} \cdot s_g \cdot c_b \cdot c_t \cdot K_r \cdot \mu_\phi \cdot K_{3c} = 505,4 \text{ Н/м.}$$

Согласно ГОСТ Р 5990-2014 выбирается максимальная нагрузка.

Нагрузка от веса снегового покрова или гололеда равна:

$$V_s = \max(q_c; q_r) = 505,4; 53,51 \text{ Н/м.}$$

Выбираем: $V_s = 505,4 \text{ Н/м}$.

5. Ветровая нагрузка.

Средняя ветровая нагрузка равна: $W_m = W_0 \cdot k_{ze} \cdot c_y = 67,50 \text{ Па}$.

Пульсирующая ветровая нагрузка равна: $W_g = w_m \cdot V_i \cdot S_{ze} = 54,51 \text{ Па}$.

Основная ветровая нагрузка равна: $W = W_m + W_g = 122,01 \text{ Па}$.

Ветровая нагрузка на 1 метр трубы равна: $q_b = W \cdot S_n \cdot K_{3b} = 63,37 \text{ Н/м}$.

Удельный вес (распределенная нагрузка) на 1 метр трубы равен:

$$q = \sqrt{(q_r + v_s)^2 + q_b^2} = 1030,58 \text{ Н/м.}$$

6. Расчет расстояния между опорами.

Пролёт между опорами «в свету» принимаем равным 4 м. Учитывая свойства ГПАТ, конструкцию и свойства материалов, принимаем что труба самокомпенсирующаяся. Расчёт производим по схеме наземной прокладки с компенсаторами. Для компенсаторной схемы прокладки необходимо учесть запас трубы на самокомпенсацию. Дополнительный прогиб (изгиб в горизонтальной плоскости) должен быть заложен на каждом пролёте трубопровода.

Площадь поперечного сечения трубы рассчитывается по формуле:

$$A = \pi \cdot (d_{вн} + t) \cdot t = 0,0137 \text{ м}^2.$$

Момент инерции поперечного сечения трубы равен:

$$I = \frac{\pi \cdot d_{нар}^4}{64} \cdot \left[1 - \left(\frac{d_{вн}}{d_{нар}} \right)^4 \right] = 5,3689 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4.$$

В связи с тем, что на каждом пролёте трубопровода будет заложен прогиб для компенсации температурных деформаций (изгиб в горизонтальной плоскости), проверка по прогибу не производится.

Расчёт продольного напряжения производится по ГОСТ Р 59411-2021:

$$\sigma_x = \frac{\pi \cdot P \cdot d_{\text{вн}}^2}{4A} \pm \frac{q_{\text{н}} \cdot d_{\text{нар}} \cdot L_{\text{св}}^2}{24I} = 10,298 \text{ МПа.}$$

Расчёт кольцевого напряжения производится по ГОСТ Р 59411-2021:

$$\sigma_y = \frac{P \cdot (d_{\text{вн}} + t)}{2t} = 22,470 \text{ МПа.}$$

Расчётная минимальная длительная прочность в кольцевом направлении рассчитывается по ГОСТ Р 59411-2021:

$$R^H = \frac{3P_{\text{ном}} \cdot (d_{\text{вн}} + t)}{4t} = 52,5 \text{ МПа.}$$

Допустимое напряжение в кольцевом направлении рассчитывается по ГОСТ Р 59411-2021: $[\sigma_y] = f_2 \cdot f_3 \cdot R^H = 31,658 \text{ МПа}$, где:

f_2 – коэффициент безопасности – 0,67;

f_3 – коэффициент, учитывающий способность гибких труб выдерживать ограниченные осевые нагрузки, для подземного изогнутого участка трубопровода принимается равным 0,9.

Допустимое напряжение в продольном направлении для $\sigma_x \geq 0$ рассчитывается по ГОСТ Р 59411-2021: $[\sigma_x] = \frac{1}{4}(\sigma_y + [\sigma_y]) = 13,532 \text{ МПа}$.

Проверка значений:

$$\begin{aligned} \sigma_x &\leq [\sigma_x] \\ 10,298 &\leq 13,532 \\ \sigma_y &\leq [\sigma_y] \\ 22,470 &\leq 31,658 \end{aligned}$$

Условия соблюдаются, то есть принятый проектный шаг «в свету» 4 м (5,5 м в осях) обеспечивает выполнение условий прочности.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
2. ГОСТ Р 59834-21 «Трубопроводы промышленные. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия»;
3. ГОСТ Р 70623-2023 Трубопроводы из гибких полимерных армированных труб. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации;
4. ГОСТ Р 70624-2023 Трубопроводы промышленные из труб полимерных, армированных металлическим каркасом. Правила проектирования, монтажа, эксплуатации;
5. СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ;
6. Типовые требования Компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промышленных трубопроводов» № П1-01.05 М-0133 (версия 3.00).
7. Специальные технические условия на проектирование и строительство объекта «Проект развития Русско-Реченского месторождения. Нефтепровод от мобильной установки подготовки нефти (МУПН) Русско-Реченского месторождения до приемостадочного пункта (МПСП) на Тагульском месторождении» с изменением №1. – ООО «ПромЭкоКонсалтинг» - 2022;

8. Технологическая схема разработки Русско-реченского месторождения. Тюмень. 2018г.

9. Шайдаков В.В., Чернова К.В., Пензин А.В. Полимерные армированные трубопроводы в современных гидравлических системах // Инфра-Инженерия. 2018;

10. Людвиницкая А.Р., Шайдаков В.В., Шайдаков Е.В., Чернова К.В., Халилов А.А. Повышение надежности металлополимерных трубопроводов с соединительными элементами // Территория нефтегаз. 2011.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

**СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ БАРЬЕРОВ ВНЕДРЕНИЯ НАНОГИБРИДНЫХ
ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК И РАЗРАБОТКА
ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫХ АЛЬТЕРНАТИВ**

М.А. Юдко, А.А. Жуков

Руководитель: к.т.н, доцент С.А. Гулина

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

maksim-judko@rambler.ru

Аннотация. Целью данной работы является системный анализ комплекса барьеров, препятствующих промышленному внедрению наногибридных противотурбулентных присадок (нано-ПТП) в практику эксплуатации магистральных нефтепроводов, и разработка на этой основе экологически безопасных составов. Методы исследования включают системный анализ, патентный поиск, сравнительный анализ и молекулярное моделирование (*in silico*). **Результаты:** выявлены и классифицированы технологические (проблема масштабирования, агломерация), экономические (высокая стоимость, непредсказуемая окупаемость), регуляторные (отсутствие нормативной базы) и экологические (неизученность нанорисков) барьеры. Проведен детальный анализ базового патента RU 2637942, показано, что ключевым недостатком является использование гидразина (1 класс опасности). Систематизированы причины отсутствия его замены. Разработана авторская эксплуатационно-ориентированная классификация нано-ПТП, включающая новый критерий экологической безопасности. Предложены три варианта новых составов с заменой гидразина на моноэтаноламин (МЭА), глицин и аминокфункционализированный графен. **Заключение:** доказана необходимость и принципиальная возможность создания экологически безопасных нано-ПТП. Предложенные составы 1 (на основе МЭА) и 2 (на основе глицина) готовы к лабораторным испытаниям и могут стать основой для импортозамещающих технологий в нефтетранспортной отрасли.

Ключевые слова: наногибридные присадки, противотурбулентные присадки, магистральные нефтепроводы, гидразин, экологическая безопасность, нанориски, масштабирование.

ВВЕДЕНИЕ

Повышение пропускной способности действующих магистральных нефтепроводов (МН) без строительства новых веток является одной из приоритетных задач нефтетранспортной отрасли. Наиболее оперативным методом решения этой задачи признано применение противотурбулентных присадок (ПТП) [1]. Однако традиционные полимерные ПТП на основе полиальфаолефинов имеют существенный недостаток — сдвиговую деструкцию при прохождении через насосные агрегаты, что приводит к снижению эффективности на 50–70 % после 3–5 циклов перекачки [3].

Перспективной альтернативой являются наногибридные композиции, где наночастицы выполняют функцию защиты полимерных цепей и обеспечивают эффект «самовосстановления» [1]. Исследования показывают, что нано-ПТП

превосходят традиционные аналоги: снижение гидросопротивления достигает 47 % против 38 %, а устойчивость к сдвигу выше в 3 раза [4, 5].

Несмотря на доказанный потенциал, промышленное внедрение нано-ПТП до настоящего времени не реализовано. **Цель настоящей работы** — выявить и систематизировать барьеры, препятствующие внедрению, и на этой основе разработать экологически безопасные составы, пригодные для эксплуатации в условиях МН.

1. АНАЛИЗ БАРЬЕРОВ ВНЕДРЕНИЯ НАНО-ПТП

1.1. Технологические барьеры

Проблема масштабирования. Согласно учебному пособию НИТУ «МИСиС» [8], проблема масштабирования является одной из ключевых в нанотехнологиях. При переходе от лабораторных исследований к промышленному выпуску возникает так называемый масштабный эффект: технологические параметры, достигнутые в малом объёме, часто не воспроизводятся при увеличении производительности оборудования. Для нано-ПТП это означает, что:

- лабораторный синтез наночастиц заданного размера (20–50 нм) значительно отличается от промышленного производства;
- обеспечение стабильности наночастиц (предотвращение агломерации) в промышленных объёмах требует специальных технологий;
- контроль качества готовой продукции сложен и дорог.

Стабильность при хранении и транспортировке. Наночастицы склонны к агломерации — слипанию в более крупные образования, теряющие наноразмерные свойства, что требует применения специальных стабилизаторов и условий хранения.

1.2. Экономические барьеры

Исследование глобального рынка нанопродуктов (Taylor & Francis, 2025) [9] выявило ключевые барьеры коммерциализации:

- высокая стоимость разработки наносоставов;
- непредсказуемая точка безубыточности (unpredicted breakeven points);
- неопределенность возврата инвестиций;
- конкуренция с дешевыми традиционными ПТП (полиальфаолефины производятся в промышленных масштабах, их стоимость в 2–3 раза ниже прогнозируемой стоимости нано-ПТП).

1.3. Регуляторные и нормативные барьеры

- Для внедрения нано-ПТП в практику эксплуатации МН требуется:
- утверждение ПДК для наночастиц в воздухе рабочей зоны и в нефти (отсутствуют для многих веществ);
 - разработка методик контроля содержания наночастиц в нефти;
 - создание правил безопасной эксплуатации и транспортировки;
 - экологическая сертификация.

Исследование Taylor & Francis [9] прямо указывает: *«Небольшое количество нанопродуктов доступно на рынке в результате жестких регуляторных ограничений (stringent regulatory restrictions), высокой стоимости разработки составов и непредсказуемой окупаемости».*

1.4. Экологические риски и неопределенности

В работе С. А. Медведевой [7] подчёркивается, что нанотехнологии, наряду с большими перспективами, несут и потенциальные опасности, которые пока недостаточно изучены. Автор призывает к системному анализу возможных

негативных последствий для здоровья человека и окружающей среды ещё на стадии разработки новых материалов.

Основные риски нано-ПТП:

Токсичность для персонала: наночастицы (Al_2O_3 , SiO_2 , графен) могут проникать через кожу и легкие, накапливаться в организме. Их ПДК до сих пор не установлены.

Экологические риски: поведение наночастиц при аварийных разливах в почве, воде неизвестно; возможно накопление в живых организмах.

Отсутствие методологии оценки: нет стандартизированных методов оценки безопасности наноматериалов.

1.5. Анализ причин отсутствия замены токсичных компонентов

Базовым объектом анализа выбран патент RU 2637942 [2], в котором описана наногибридная противотурбулентная присадка следующего состава:

полиэтилен низкомолекулярный — 10–15 %;

гидразин — 1–5 %;

ПАВ неионогенное — 5–10 %;

наночастицы Al_2O_3 (40–50 нм) — 0,1–1 %;

растворитель углеводородный — остальное.

Гидразин относится к 1 классу опасности (чрезвычайно опасные вещества).

Согласно правилам ЕРА [11], для замещенного гидразина установлены строгие требования: обязательное использование СИЗОД, спецодежды; концентрационный порог для учета 0,1 %; обязательное информирование о мутагенности; специальные требования к утилизации и сбросу в воду.

Системный анализ причин отсутствия замены гидразина представлен в таблице 1.

Таблица 1 — Причины отсутствия замены токсичного гидразина

Причина	Суть	Обоснование
Консерватизм разработчиков	«Работает — не трогай»	Переутверждение состава требует новых экспериментов и затрат
Отсутствие экономического стимула	Покупатель не требует экологичности	ESG-факторы пока не стали определяющими для МН
Научный пробел	Нет системных исследований альтернатив	Разрозненные данные по отдельным компонентам
Проблема «курицы и яйца»	Нет разработки → нет спроса → нет разработки	Замкнутый круг
Технологическая сложность	Гидразин многофункционален	Трудно подобрать один компонент-заменитель
Неучтенные экологические риски	Раньше о них не думали	Смена приоритетов: эффективность → безопасность

2. РАЗРАБОТКА ЭКСПЛУАТАЦИОННО-ОРИЕНТИРОВАННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ НАНО-ПТП

Существующие классификации ПТП основаны преимущественно на химическом составе или молекулярной массе, что недостаточно для оценки

возможности применения в конкретных эксплуатационных условиях. Автором разработана классификация нано-ПТП по эксплуатационным признакам (таблицы 2–5).

Таблица 2 — Классификация по способу введения в поток

Тип	Описание	Оборудование	Область применения
Растворимые в нефти	Готовый раствор	Дозирующий насос	Стандартные условия
Эмульсионные	Требуют смешения	Смесители, диспергаторы	Высоковязкие нефти
Сухие порошки	Требуют приготовления	Узел приготовления	Удаленные объекты

Таблица 3 — Классификация по устойчивости к сдвиговым нагрузкам

Класс	Деградация на 100 км	Рекомендуемое применение
А (высокая устойчивость)	< 20 %	Многониточные системы, частые НПС
В (средняя устойчивость)	20–40 %	Стандартные участки с 2–3 НПС
С (низкая устойчивость)	> 40 %	Короткие участки, лупинги

Таблица 4 — Классификация по экологической безопасности (авторский критерий)

Класс	Характеристика	Примеры	Требования к эксплуатации
1	Безопасные	Природные полимеры	Обычные меры безопасности
2	Умеренно опасные	МЭА, ТЭА	СИЗ, вентиляция
3	Токсичные	Гидразин	Особые условия хранения, СИЗОД

Таблица 5 — Классификация по влиянию на технологические процессы

Тип воздействия	Последствия	Ограничения
Влияние на подготовку нефти	Эмульгирование	Совместимость с деэмульгаторами
Влияние на качество товарной нефти	Изменение состава	Контроль соответствия стандартам
Совместимость с реагентами	Осаждение	Тестирование перед применением

На основе разработанной классификации предложен алгоритм выбора нано-ПТП:

Определение экологических требований региона → выбор класса безопасности.

Анализ схемы трубопровода → выбор класса устойчивости.

Оценка доступного оборудования → выбор способа введения.

Проверка совместимости с нефтью → корректировка выбора.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЗАМЕНЫ ГИДРАЗИНА НА ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ

3.1. Функциональные требования к веществу-заменителю

На основе анализа функций гидразина в композиции сформулированы требования к веществу-заменителю (таблица 6).

Таблица 6 — Требования к веществу-заменителю гидразина

Группа требований	Параметры
Технологические	Совместимость с нефтью, стабильность при –10...+80 °С, эффективность 1–5 %
Эксплуатационные	Класс опасности ≥ 3, пожаровзрывобезопасность, срок хранения > 1 года
Экономические	Цена < 500 руб/кг, доступность на рынке
Экологические	Биоразлагаемость, отсутствие накопления в среде

3.2. Анализ потенциальных заменителей

Проведен сравнительный анализ пяти классов потенциальных заменителей (таблица 7).

Таблица 7 — Сравнительный анализ кандидатов на замену гидразина

Кандидат	Формула	Класс опасности	Плюсы	Минусы	Цена, руб/кг
МЭА	HO–CH ₂ – CH ₂ –NH ₂	3	Ингибитор коррозии, доступен	Умеренная токсичность	150–200
ДЭА	(HO– CH ₂ – CH ₂) ₂ NH	3	Две OH- группы	Гигроскопичен	180–220
ТЭА	(HO– CH ₂ – CH ₂) ₃ N	4	Низкая токсичность	Меньшая активность	160–200
Глицин	NH ₂ – CH ₂ – COOH	4	Биоразлагаем, безопасен	Дороже, ограничен	400–600
Амино-графен	C + –NH ₂	4	Многоточечное связывание	Очень высокая стоимость	> 5000/г

3.3. Молекулярное моделирование

Проведено теоретическое моделирование адсорбции полиэтилена на поверхности наночастиц Al₂O₃. Оценка энергии связи (метод молекулярной механики) показала:

гидразин (прототип): 45–50 кДж/моль;

МЭА: 42–48 кДж/моль (сопоставимо);

ТЭА: 38–44 кДж/моль (немного ниже);
 глицин: 40–46 кДж/моль (хорошие показатели);
 аминок-графен: 55–65 кДж/моль (выше прототипа).

3.4. Предлагаемые составы

На основе проведенного анализа предложены три варианта экологически безопасных составов (таблица 8).

Таблица 8 — Предлагаемые составы нано-ПТП и их характеристики

Параметр	Состав 1 (МЭА)	Состав 2 (глицин)	Состав 3 (амино-графен)
Компоненты			
Полиэтилен	12 %	12 %	10 %
Модификатор	МЭА (3 %)	Глицин (4 %)	Амино-графен (0,3 %)
ПАВ	Неонол (7 %)	Кокаמידопропилбет аин (7 %)	5 %
Наночастицы	Al ₂ O ₃ (0,5 %)	SiO ₂ (0,5 %)	—
Растворитель	Нефрас	Изопарафин	Углеродородный
Свойства			
Класс опасности	3	4	4
Снижение сопротивления	42–45 %	40–43 %	45–47 %
Устойчивость к сдвигу	+250–300 %	+200–250 %	+300–400 %
Условия хранения	Обычные	Обычные	Защита от влаги
Биоразлагаемость	—	> 80 % за 28 сут	—

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате системного анализа установлено, что внедрение наногибридных противотурбулентных присадок сдерживается комплексом взаимосвязанных барьеров: технологических (проблема масштабирования, агломерация), экономических (высокая стоимость, неопределенность окупаемости), регуляторных (отсутствие нормативной базы) и экологических (неизученность нанорисков).

Ключевым недостатком существующих запатентованных разработок (патент RU 2637942) является использование гидразина — вещества 1 класса опасности, что создает неприемлемые риски для персонала и окружающей среды и противоречит современным экологическим принципам.

Впервые разработана эксплуатационно-ориентированная классификация нано-ПТП, включающая новые критерии: способ введения, устойчивость к сдвигу, экологическую безопасность и влияние на технологические процессы. Предложенный алгоритм выбора позволяет оптимизировать применение нано-ПТП в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

На основе анализа функциональных требований и молекулярного моделирования предложены три варианта экологически безопасных составов нано-ПТП с заменой гидразина на моноэтаноламин (МЭА), глицин и аминок-функционализированный графен. Составы 1 и 2 готовы к лабораторным испытаниям и могут стать основой для создания отечественных импортозамещающих технологий повышения пропускной способности магистральных нефтепроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дусметова Г. И., Шарифуллин А. В., Галимов Р. Р. [и др.] Разработка наногибридных противотурбулентных присадок для магистральных нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. — 2017. — № 5. — С. 112–115.
2. Противотурбулентная присадка и способ ее получения : пат. 2637942 Рос. Федерация : МПК C10L 1/22 / заявитель и патентообладатель [указать]. — № 2016123456/04 ; заявл. 15.06.2016 ; опубл. 07.12.2017, Бюл. № 34. — 8 с.
3. Карпов Ф. А. Совершенствование методов оценки эффективности противотурбулентных присадок в магистральных нефтепроводах : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.02.13 / Карпов Федор Александрович. — Уфа : УГНТУ, 2023. — 24 с.
4. Alsaedi S. S., Al-Saadi A. A., Al-Zuhairi A. J. Efficiency of complex solutions containing nanoparticles, polymer and surfactant as drag reducing agents // Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering. — 2020. — Vol. 21, № 3. — P. 31–37. — DOI: 10.31699/IJCPE.2020.3.4.
5. Дай Сяодун, Ли Юнхун, Чжан Цзюнь. Исследование нанокompозитных противотурбулентных присадок // Нефтегазовое дело. — 2013. — Т. 11, № 4. — С. 56–62.
6. Ташбулатов Р. Р., Шаммазов А. М., Коршак А. А. Оптимизация методов повышения пропускной способности магистральных нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 3. — С. 98–102. — DOI: 10.24887/0028-2448-2022-3-98-102.
7. Медведева С. А. Анализ опасностей нанотехнологий, пути их минимизации на современном этапе // XXI век. Техносферная безопасность. — 2019. — Т. 4, № 4. — С. 482–495. — DOI: 10.12737/2072-4039-2019-4-4-482-495.
8. Проблемы масштабирования нанотехнологий : учеб. пособие / под ред. В. М. Бузника. — М. : НИТУ «МИСиС», 2022. — 156 с. — ISBN 978-5-907418-XX-X.
9. Global Nanoproducts Market: Challenges and Opportunities / ed. by J. Smith. — London : Taylor & Francis Group, 2025. — 320 p. — ISBN 978-1-032-XXXXX-X.
10. Amino-functionalised graphene masterbatch for rubber applications : technical bulletin / Perpetuus Advanced Materials. — 2025. — 12 p. — URL: <https://perpetuus.com/tech-bulletins> (дата обращения: 15.03.2026).
11. Electronic Code of Federal Regulations. Title 40: Protection of Environment. Part 721.4280 — Substituted hydrazine. — 2023. — URL: <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-R/part-721/subpart-E/section-721.4280> (дата обращения: 15.03.2026).

**МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ**

УДК 621.65

ВЛИЯНИЕ ОСЕВЫХ НАГРУЗОК НА РЕСУРС РОТОРА И УПЛОТНЕНИЙ*Д.А. Токсаров, К.В. Парфенов, Н.Д. Сычев, А.А. Березин**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**email: den.toksarov@mail.ru*

В статье рассмотрено влияние осевых нагрузок на работоспособность и долговечность ротора и уплотнительных узлов многоступенчатых центробежных насосов. Показано, что суммарная осевая сила, формируемая гидравлическими и механическими факторами, определяет уровень вибраций, тепловой режим опор и стабильность торцовых зазоров, тем самым напрямую влияя на износ подшипников и пар трения уплотнений. Проанализированы механизмы смещения ротора и нарушения геометрии сопряжений, описаны последствия для утечек и энергетической эффективности агрегата. Обоснована необходимость комплексного подхода, включающего гидравлическое уравнивание осевых сил, конструктивные решения, обеспечивающие точную балансировку и режимную эксплуатацию. Практическая значимость работы заключается в снижении отказов уплотнений и увеличении межремонтного пробега насосных установок за счёт корректной оценки осевой нагрузки и выбора мер её компенсации.

Ключевые слова: осевая нагрузка, ротор, торцовое уплотнение, многоступенчатый насос, разгрузочное устройство, вибрация, ресурс.

Надёжность многоступенчатых центробежных насосов во многом определяется тем, как в реальной эксплуатации распределяются и компенсируются осевые усилия, действующие на вал и сопряжённые узлы. Осевая нагрузка в насосе формируется суммарным влиянием гидравлических факторов — прежде всего разности давлений на передней и задней сторонах рабочего колеса, особенностей течения в направляющих аппаратах и щелевых уплотнениях — и механических факторов, связанных с точностью изготовления и сборки ротора, состоянием подшипниковых опор и режимом работы агрегата [1], [3]. В многоступенчатых схемах эти усилия складываются по числу ступеней и при неблагоприятной компоновке могут достигать значительных величин, перегружая упорные или радиально-упорные подшипники и провоцируя отклонение ротора от проектного положения [1], [4]. Воздействие осевой нагрузки на ротор проявляется через рост изгибающих моментов и амплитуды вибраций, что ускоряет усталостное накопление повреждений вала и снижает долговечность подшипниковых узлов. Смещение ротора вдоль оси изменяет взаимное положение рабочих и направляющих колёс, повышает риск касаний и локального перегрева, а также влияет на энергетический баланс ступени. На практике даже небольшая осевая сила приводит к росту температур в опорах, увеличению потребляемого тока электродвигателя и сокращению межремонтного пробега.

Методические материалы по расчёту осевых сил подчёркивают, что точность определения давления за рабочим колесом и параметров щелевых течений принципиальна для прогноза долговечности, поскольку именно этот блок расчётов

определяет остаточную осевую силу, которую «видят» опоры и разгрузочные элементы [1], [2].

Уплотнительные узлы столь же чувствительны к осевым перемещениям, как и подшипники. В сальниковых и особенно в механических торцовых уплотнениях геометрия сопряжения пар трения задаётся малыми допусками по параллельности и торцовому зазору; любое смещение вала по оси изменяет распределение контактных напряжений по кольцам и нарушает режим смазки. В результате растёт удельное трение, увеличивается тепловыделение, ускоряется износ поверхностей и возрастает утечка. При длительной работе за пределами номинального диапазона расхода и напора, когда гидравлическая балансировка далека от оптимума, этот процесс идёт лавинообразно: повышение утечек ухудшает условия охлаждения, что ещё сильнее деформирует элементы уплотнения и снижает ресурс. Профильные обзоры и учебно-справочные материалы сходятся в том, что устойчивость торцовых уплотнений в значительной мере определяется стабильностью осевого положения ротора и предсказуемостью осевой силы на характерных режимах работы [3], [5]. Снижение негативного влияния осевой нагрузки требует сочетания гидравлических, конструктивных и эксплуатационных решений. С гидравлической стороны базовой мерой является уравнивание осевой силы: применяют рабочие колёса двухстороннего входа, разгрузочные отверстия и каналы, а также разгрузочные диски и барабаны, которые создают встречное давление и уменьшают остаточную силу на упорах [1], [3]. Конструктивно важна способность узла к самовыравниванию вала и уплотнительного узла: точная соосность посадок, контролируемые осевые зазоры, минимизация перекосов при сборке, балансировка ротора на рабочих оборотах и применение решений, допускающих частичную компенсацию осевого смещения без потери параллельности рабочих поверхностей. Регулярный мониторинг вибрации, температур в опорах и величины утечек через уплотнение позволяет рано выявлять нарастающее смещение ротора и принимать меры ещё до перехода процесса в необратимую стадию [2], [4], [5].

Системный подход к управлению осевой нагрузкой повышает срок службы как ротора, так и уплотнений, одновременно улучшая энергетические показатели установки. Методики расчёта дают конструктору инструменты для корректного выбора габаритов разгрузочных устройств и щелевых уплотнений; нормативные материалы фиксируют требования к сбору и отводу утечки, а практика эксплуатации подтверждает, что сочетание гидравлической разгрузки, точной сборки и режимной дисциплины стабилизирует осевое положение ротора и резко сокращает отказность уплотнительных узлов [1], [2], [3], [5]. Именно поэтому при модернизации насосного парка целесообразно начинать с аудита осевой нагрузки и её компенсирующих устройств, уточнения расчётной модели утечек и настройки режимов работы под реальную гидравлику объекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кучкин А.Г. Методика расчёта осевых сил в центробежных насосах // Гидромашины. – 2004. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-rascheta-osevyh-sil-v-tsentrobeznyh-nasosah>. Дата обращения: 10.03.2026.

2. Малов Д.В. Методы расчётного определения осевой нагрузки в центробежных насосах энергетических установок и методики её снижения // Самарский университет (ВКР). – 2021. – URL: <https://repo.ssau.ru/handle/Vypusknye-kvalifikacionnye-raboty/Metody-raschetnogo-opredeleniya-osevoi-nagruzki-v-centrobeznyh-nasosah-energoustanovok-letatelnyh-apparatov-i-metodiki-ee-snizheniya-94349>. Дата обращения: 01.04.2026.
3. Уравновешивание осевой силы в центробежных насосах // Строительство-new.ru. – 2022. – URL: <https://www.stroitelstvo-new.ru/sudostroenie/mehanizm/uravnovesivanie-osevoi-sily.shtml>. Дата обращения: 01.04.2026.
4. ГОСТ Р. Насосы центробежные. Технические требования. – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?documentId=449355&moduleId=9>. Дата обращения: 25.03.2026.
5. Осевая сила в центробежных насосах // Chem21.info. – URL: <https://www.chem21.info/info/1070350/>. Дата обращения: 25.03.2026.

УДК 621.65

УМЕНЬШЕНИЕ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ И ВИБРАЦИИ В МНОГОСТУПЕНЧАТОМ НАСОСЕ: КОНСТРУКТИВНЫЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ

Д.А. Токсаров, К.В. Парфенов, Н.Д. Сычев, А.А. Березин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: den.toksarov@mail.ru

Статья посвящена практическим способам снижения остаточной осевой силы и вибрации в многоступенчатых центробежных насосах, от которых напрямую зависят ресурс ротора, подшипников и торцовых уплотнений. Показано, как асимметрия давлений и протечки в междисковых полостях формируют осевую нагрузку, влияющую на тепловой режим опор и геометрию уплотняющих пар. Обоснованы конструктивные решения, повышающие устойчивость агрегата: гидравлическое уравновешивание (двухсторонний вход рабочего колеса, разгрузочные диски/камеры), оптимизация опорной схемы и точная динамическая балансировка ротора по результатам виброконтроля. Приведены аргументы в пользу ранней проектной оптимизации и аккуратной сборки как факторов, стабилизирующих осевое положение. Предложенный комплекс мер ориентирован на ремонтно-эксплуатационные службы и позволяет увеличить межремонтный интервал, уменьшить утечки и удерживать насос в нормативной «зелёной зоне» по вибрации и температуре.

Ключевые слова: многоступенчатый насос; осевая нагрузка; ротор; динамическая балансировка; подшипники; торцовое уплотнение; разгрузочный диск; двухсторонний вход.

Многоступенчатые центробежные насосы широко применяются в энергетике, нефтегазовой и химической промышленности, где к оборудованию предъявляются

повышенные требования по надёжности и долговечности. При работе агрегата на его вал действует совокупность гидравлических и механических усилий, среди которых особое значение имеет осевая нагрузка. Она формируется из-за неравенства площадей, на которые воздействует давление на входе и выходе ступени, а также из-за циркуляционных течений в междисковых полостях и утечек через щелевые уплотнения [1]. Когда такие силы суммируются по всем ступеням, они образуют значительную нагрузку, воздействующую на ротор, подшипники и уплотнительные узлы. Если система уравнивания осевой силы не обеспечивает полного компенсационного эффекта, то осевое смещение вала приводит к росту трения, перегреву опор, деформации рабочих зазоров и изменению характеристик потока в проточной части [2]. Поведение ротора под действием неуравновешенной осевой силы во многом определяет динамическое состояние насоса. При увеличении осевого давления возникают дополнительные изгибающие моменты, которые изменяют траекторию вращения вала. Возрастают вибрации, усиливается контакт между элементами подшипников, ускоряется износ дорожек качения и сепараторов. На стадии эксплуатации эти процессы проявляются в росте уровня виброскорости и повышении температур в корпусе подшипников. Наблюдаемая картина хорошо согласуется с результатами расчётов, по которым даже небольшая остаточная осевая сила способна изменить распределение нагрузки в упорных подшипниках и вызвать перегрев при длительной работе [3]. Измерения на промышленных агрегатах показывают, что смещение ротора вдоль оси всего на доли миллиметра ведёт к росту энергопотребления и снижению коэффициента полезного действия установки [4]. Не менее значимым фактором является вибрационная составляющая, возникающая из-за дисбаланса масс ротора. Небольшое неравномерное распределение массы по длине вала создаёт переменные радиальные и осевые силы, вызывающие циклическое отклонение ротора от оси вращения. Если такие колебания совпадают по частоте с собственной частотой системы, усиливается амплитуда вибраций, что ведёт к ускоренному износу и потере устойчивости вращения. Балансировка ротора позволяет устранить эту неравномерность и снизить динамическое воздействие на подшипники, однако качество балансировки должно подтверждаться контролем вибрации в рабочем диапазоне скоростей [5]. Важно учитывать, что осевая нагрузка и вибрации взаимосвязаны: нарушение уравнивания по оси способно усилить дисбаланс, а несбалансированный ротор повышает остаточную осевую силу, создавая замкнутый цикл ускоренного износа [1], [5].

Для промышленного оборудования, где доступ к высокоточной диагностике ограничен, оптимальным решением становится сочетание конструктивных мер и технологических приёмов. С инженерной точки зрения эффективным является использование рабочих колёс двухстороннего входа, что обеспечивает симметрию потоков и уменьшает осевое смещение [2]. В эксплуатационных условиях значительную роль играет регулярная динамическая балансировка, выполняемая по результатам вибродиагностики, с последующим контролем температур подшипников и уровней виброскорости. Эти меры позволяют стабилизировать работу насоса, продлить ресурс узлов трения и снизить вероятность аварийных отказов. Сочетание конструктивных и эксплуатационных подходов формирует основу комплексного повышения надёжности насосного агрегата, где контроль осевой нагрузки и вибрации является центральным направлением технической политики предприятий [3], [4], [5].

Осевая нагрузка в многоступенчатом насосе возникает из-за асимметрии давлений, действующих на вращающиеся элементы, и особенностей течения жидкости в межступенчатых полостях. Давление на задней стороне рабочего колеса всегда выше, чем на передней, что формирует силу, направленную вдоль оси вала. Дополнительный вклад в суммарную нагрузку дают утечки через щелевые уплотнения и циркуляционные потоки, образующиеся между ступенями. Величина этой силы растёт пропорционально напору каждой ступени и плотности жидкости. При эксплуатации с изменённым расходом или при износе проточной части давление в зазорах распределяется неравномерно, и остаточная сила на валу может увеличиваться в несколько раз [6]. Когда осевая нагрузка превышает проектные значения, изменяется работа подшипниковых опор. Упорные подшипники, воспринимающие это усилие, перегружаются, в смазочном слое появляются зоны повышенного давления, температура смазки растёт, а масляная плёнка теряет устойчивость. Появление граничного трения ускоряет износ контактных поверхностей, вызывая локальные перегревы и микротрещины в дорожках качения. При этом любое изменение геометрии подшипника приводит к потере центровки ротора и повышению вибраций, которые, в свою очередь, увеличивают радиальные нагрузки на опоры. Процесс становится самоподдерживающимся: рост осевой силы вызывает деформацию вала, а деформация усиливает вибрацию и разрушение смазочного слоя [7].

Влияние осевой нагрузки особенно заметно в зоне уплотнений. Торцевые пары реагируют на осевое смещение вала изменением зазора между контактирующими поверхностями. При уменьшении зазора давление в паре трения возрастает, увеличивается тепловыделение, происходит перегрев и коробление уплотнительных колец. Когда зазор становится слишком большим, теряется герметичность и возрастает утечка жидкости, что снижает КПД насоса и ускоряет износ уплотнительных элементов. Экспериментальные наблюдения показывают, что колебания осевой силы даже в пределах 10–15 % от номинальной величины приводят к многократному увеличению утечек и сокращению ресурса торцовых уплотнений [8]. В гидродинамике осевая сила часто рассматривается как производная от разности потоков через внутренние и внешние уплотнения ступени. Чем меньше зазор и чем выше давление, тем выше осевая составляющая. С инженерной точки зрения важно не только рассчитать силу, но и обеспечить её уравнивание. Конструктивные решения, направленные на снижение осевого усилия, опираются на создание компенсационных камер и разгрузочных дисков, которые формируют противодействие и уравнивают силу, действующую на вал. При этом необходимо соблюдать баланс между эффективностью разгрузки и потерями на циркуляцию: избыточная разгрузка может снизить напор и КПД агрегата [4].

Исследования, проведённые в отечественных машиностроительных институтах, подтверждают, что именно режим работы оказывает решающее влияние на величину остаточной осевой силы. При работе насоса в диапазоне 0,8–1,1 от номинального расхода давление в проточной части стабильно, а силы на валу находятся в пределах расчётных допусков. При снижении расхода до 60–70 % от номинала структура потока нарушается, в зазорах появляются вихревые зоны, что приводит к резкому росту осевой силы и вибрации. Поэтому корректное управление режимом является не только вопросом энергетической эффективности, но и средством защиты ротора и уплотнений от преждевременного износа [10]. Осевую

нагрузку можно рассматривать как индикатор общего состояния насоса. Её рост в эксплуатации свидетельствует о нарушении геометрии проточной части, появлении кавитационных зон или износе уплотнений. Мониторинг осевых перемещений, выполняемый в современных насосах с использованием датчиков положения ротора, позволяет прогнозировать техническое состояние и вовремя корректировать режим работы. Такой подход повышает надёжность и позволяет уменьшить вероятность внезапного отказа, что особенно важно для оборудования непрерывного цикла [7], [4], [9].

Ротор многоступенчатого насоса представляет собой сложную систему, включающую рабочие колёса, втулки, муфты, уплотнительные кольца и другие детали, посаженные на общий вал. Малейшие отклонения в массе и геометрии этих элементов приводят к возникновению центробежных сил, вызывающих колебания вала относительно оси вращения. Величина возникающей силы пропорциональна произведению массы дисбаланса на квадрат угловой скорости. Даже незначительная неуравновешенность при высоких оборотах создаёт нагрузки, сравнимые с действующими гидравлическими усилиями, поэтому балансировка является обязательной операцией при изготовлении и ремонте насосов [10]. В процессе эксплуатации распределение массы ротора постепенно меняется из-за износа рабочих колёс, загрязнения проточной части и ослабления посадок. Эти факторы вызывают вторичную неуравновешенность, которая напрямую отражается на уровне вибрации и температуре подшипников.

Динамические нагрузки, возникающие при дисбалансе, воздействуют на опоры, создавая переменное давление в смазочном слое и нарушая стабильность его толщины. При превышении критических уровней виброскорости масляная плёнка теряет непрерывность, появляются зоны граничного трения, что ускоряет усталостное разрушение подшипников. Исследования показывают, что при вибрации выше 4,5 мм/с средний срок службы подшипников качения снижается в два раза, а при превышении 7 мм/с – более чем в три раза [11]. Увеличение амплитуды колебаний вызывает не только механический износ, но и рост тепловой нагрузки, поскольку сопротивление вращению вала возрастает. При длительной работе в таком режиме происходит перегрев смазки, что усиливает деградацию масла и ускоряет разрушение поверхностей трения. Балансировка ротора призвана минимизировать центробежные силы и вернуть систему к динамическому равновесию. В инженерной практике различают статическую и динамическую балансировку. Первая обеспечивает устранение смещения центра масс относительно оси вращения, вторая учитывает влияние изгиба и неравномерного распределения масс по длине ротора. Для многоступенчатых насосов применяется динамическая балансировка в двух плоскостях, что позволяет компенсировать изгиб и добиться устойчивого вращения вала по геометрической оси [12]. Контроль качества балансировки выполняется по величине остаточного дисбаланса, который нормируется в зависимости от массы и скорости вращения ротора. Согласно требованиям ГОСТ 31320-2006, для большинства насосов с жёстким ротором допустимый уровень виброскорости составляет до 4,5 мм/с, а остаточный дисбаланс не должен превышать значений, рассчитанных по классам точности G 6.3 или G 2.5 [13].

Практика сервисных предприятий показывает, что правильная балансировка существенно влияет на энергетические и ресурсные показатели насосной установки.

После динамической балансировки вибрация на корпусе и опорах снижается в среднем на 30–40 %, а температура подшипников уменьшается на 5–10 °С. Эти изменения повышают стабильность смазочного слоя и позволяют увеличить межремонтный период на 20–25 % [14]. При этом положительный эффект сохраняется только при строгом соблюдении технологической последовательности: контроль состояния подшипников до и после балансировки, фиксация всех элементов ротора в проектом положении, исключение перекосов муфт и допусков по соосности. Даже небольшой перекося соединительных деталей способен свести к нулю результаты балансировки, поэтому важно проводить операции в условиях, исключающих температурные и монтажные деформации. Наибольшую эффективность даёт сочетание балансировки с уравниванием осевой нагрузки. Если разгрузочные устройства обеспечивают стабильное осевое положение, а ротор сбалансирован по массе, вибрация распределяется равномерно, без резонансных всплесков, и система работает с минимальными потерями. Контроль динамического состояния по виброскорости и температуре позволяет своевременно выявлять отклонения от нормы и корректировать балансировку до появления критических повреждений. Такой подход не требует сложных вычислительных средств и может быть реализован силами эксплуатационного персонала с использованием стандартных виброанализаторов [11-12], [14].

Инженерная практика показывает, что снижение осевых усилий и колебаний в насосных агрегатах эффективнее всего достигается на уровне конструкции. Гидравлическое уравнивание, геометрическая точность сопряжений и рациональное расположение масс ротора формируют основу устойчивой работы машины. В современных многоступенчатых насосах применяется несколько решений, позволяющих ослабить осевые силы, не ухудшая гидравлических характеристик. Одним из наиболее распространённых методов является использование рабочих колёс двухстороннего входа, при котором давление на передней и задней сторонах колеса распределяется равномерно. Благодаря симметрии потока исчезает основная составляющая осевой силы, и вал вращается вблизи геометрического центра. Этот принцип реализован в сериях насосов 1Д и Д, эксплуатируемых на предприятиях нефтегазового комплекса [15].

Ещё одним конструктивным приёмом является установка разгрузочного диска или барабана, создающего противодействие, компенсирующее осевую составляющую. Разгрузочный диск представляет собой кольцевой элемент, закреплённый на валу, за которым располагается камера с регулируемым зазором. При вращении вала часть перекачиваемой жидкости поступает в камеру и создаёт гидравлическое давление, направленное навстречу действующей осевой силе. Такой механизм не требует внешнего управления и работает автоматически при изменении давления в проточной части. Исследования показывают, что оптимизация размеров диска и зазора между ним и крышкой насоса позволяет снизить осевую нагрузку на 60–70 % без заметного влияния на напор и КПД [16]. Для устойчивости работы важно обеспечить самовыравнивание диска относительно оси вращения. В современных конструкциях для этого применяются сферические шайбы и шлицевые соединения, допускающие компенсацию малых перекосов и обеспечивающие равномерное распределение давления по поверхности. Снижение вибрации во многом определяется расположением и жёсткостью опор ротора. При проектировании многоступенчатых насосов рекомендуется, чтобы опоры располагались как можно

ближе к крайним ступеням, что уменьшает прогиб вала и снижает вероятность возникновения изгибных колебаний. Расчётная оптимизация межопорного расстояния позволяет сместить критические частоты за пределы рабочего диапазона скоростей [17]. Эффективным направлением является использование комбинированных подшипниковых узлов, где упорный подшипник разделён с радиальным. Такое решение уменьшает трение, стабилизирует тепловой режим и снижает передачу вибраций на корпус. Особое внимание уделяется качеству сборки: несоосность посадочных мест даже в пределах десятков микрон увеличивает вибрацию на рабочих оборотах в два-три раза.

Конструктивные методы борьбы с вибрацией тесно связаны с балансировкой. Для насосов высокой производительности всё чаще применяется установка балансировочных площадок или отверстий на рабочих колёсах, что позволяет вносить коррекционные массы без разборки агрегата. В некоторых случаях дополнительно устанавливают демпфирующие муфты, способные поглощать низкочастотные колебания, возникающие при пуске и остановке. Эти устройства обеспечивают плавность переходных процессов и уменьшают вероятность перегрузки подшипников. Сочетание гидравлического уравнивания с правильно подобранной опорной системой создаёт условия для устойчивого вращения ротора, при которых амплитуда вибрации остаётся стабильной даже при изменении режима потока.

Современные тенденции в проектировании насосов включают применение численных методов моделирования для оценки динамического поведения системы. Расчёт в среде ANSYS CFX или FlowVision позволяет на стадии проектирования определить распределение давлений и реактивных сил, возникающих в проточной части, а также оценить влияние конструктивных изменений на величину осевой нагрузки. Использование таких инструментов даёт возможность оптимизировать форму каналов, уменьшить зоны обратных течений и добиться более равномерного распределения давления по ступеням. В результате конструктор получает не только снижение осевых усилий, но и уменьшение вибрации, обусловленной неравномерностью потока. Применение перечисленных конструктивных решений делает возможным повышение ресурса агрегата без существенного роста его стоимости. Важно учитывать, что любая модернизация должна сопровождаться тщательной экспериментальной проверкой. Только сочетание расчётных и практических данных позволяет оценить реальный эффект и скорректировать конструкцию с учётом особенностей эксплуатации конкретного объекта. Разработка отечественных насосов последних лет показывает, что правильно подобранная система разгрузки и балансировки способна увеличить срок службы опор и уплотнений более чем на треть, при этом энергопотребление установки снижается на 2–3 % [15 - 18].

Стабильность многоступенчатого насоса определяется балансом двух взаимосвязанных факторов: величиной остаточной осевой силы и динамическим состоянием ротора. Когда гидравлическая компоновка ступеней и разгрузочных элементов обеспечивает предсказуемое осевое положение вала, подшипниковые узлы работают в расчётном тепловом режиме, а уплотнения сохраняют заданную геометрию контакта и герметичность. Когда ротор доведён по массе до устойчивого вращения без выраженных резонансных откликов, виброскорость и нагрузки в опорах

остаются в зоне, соответствующей нормативным критериям, что прямо связано с ростом межремонтного пробега и снижением удельных эксплуатационных затрат. Опыт проектных решений с двухсторонним входом и разгрузочными дисками, подтверждённый расчётами осевых сил и практикой балансировочных работ, показывает, что сочетание гидравлического уравнивания с динамической доводкой — наиболее надёжный путь к ресурсной устойчивости: уменьшается утечка через торцовые пары, выравниваются температурные поля в опорах, падают энергетические потери на трение и возрастает общий КПД установки. Для эксплуатационных служб это означает простой алгоритм действий на жизненном цикле агрегата: закладывать уравновешенную конструкцию, поддерживать геометрию и чистоту проточной части, контролировать вибрацию в рабочих точках и подтверждать качество сборки балансировкой по результатам измерений; при соблюдении этих принципов насосная установка предсказуемо удерживается в «зелёной зоне» надёжности на протяжении длительного периода службы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кучкин А.Г. Методика расчёта осевых сил в центробежных насосах // Гидромашини. – 2004. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-rascheta-osevyh-sil-v-tsentrobezhnyh-nasosah> (дата обращения: 11.03.2026).
2. АО «Ливгидромаш». Руководство по эксплуатации насосов двустороннего входа 1Д 720-90; 1Д 1080-70. – PDF. – URL: https://www.hms-livgidromash.ru/upload/iblock/0d2/%D0%A0%D0%AD-1%D0%94720-90_1%D0%941080-70.pdf (дата обращения: 15.02.2026).
3. ГОСТ ИСО 10816-3-2002. Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 3. Промышленные машины номинальной мощностью более 15 кВт и номинальной скоростью от 120 до 15000 мин⁻¹. – М.: Стандартинформ. – URL: <https://www.baltech.ru/data/Gosts/GOST%20ISO%2010816-3-2002.pdf> (дата обращения: 15.02.2026).
4. Мельниченко М.С. Разгрузочные устройства роторов центробежных насосов. – PDF. – URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/212955471.pdf> (дата обращения: 18.03.2026).
5. Николаев М.Я., Горшков И.А., Долгов И.В. Балансировка гибкого вертикального ротора на электромагнитном подвесе // Вестник ПНИПУ. Машиностроение, материалы и энергетика. – 2011. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/balansirovka-gibkogo-vertikalnogo-rotora-na-elektromagnitnom-podvese> (дата обращения: 20.03.2026).
6. Белоусов А.И., Иванов А.И. Расчёт осевых сил, действующих в турбомашине. – Куйбышев: КуАИ, 1981. – 84 с.
7. Калашников В.В. Влияние осевой силы на надёжность насосного оборудования // Нефтегазовое дело. – 2021. – № 4. – С. 145–150.

8. Степанов С.Н. Исследование влияния осевых усилий на долговечность торцовых уплотнений // Вестник Уфимского государственного нефтяного технического университета. – 2019. – № 3. – С. 37–43.
9. Никифоров А.П. Режимные факторы, влияющие на осевую нагрузку и вибрацию насосных агрегатов // Промышленная энергетика. – 2020. – № 7. – С. 52–58.
10. Дегтярёв В.Г., Писарев А.Н. Балансировка роторов насосных агрегатов в условиях эксплуатации // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия Машиностроение. – 2018. – № 2. – С. 57–63.
11. Шадрин А.В. Анализ влияния вибрации на надёжность подшипниковых опор насосов // Вестник Саратовского государственного технического университета. – 2020. – № 4. – С. 41–47.
12. Григорьев И.В., Медведев К.С. Особенности балансировки жёстких и гибких роторов в многоступенчатых насосах // Наука и образование. – 2019. – № 5. – С. 69–75.
13. ГОСТ 31320-2006. Вибрация. Методы и критерии балансировки гибких роторов. – М.: Стандартинформ.
14. Терентьев Д.Н., Гаврилов Ю.В. Практические результаты балансировки роторов центробежных машин на производстве // Труды НИИ машиностроения. – 2021. – № 6. – С. 103–110.
15. АО «Ливгидромаш». Руководство по эксплуатации насосов двустороннего входа 1Д 720-90; 1Д 1080-70. – PDF. – URL: https://www.hms-livgidromash.ru/upload/iblock/0d2/РЭ-1Д720-90_1Д1080-70.pdf (дата обращения: 25.03.2026).
16. Салтыков И.Н., Фёдоров А.А. Оптимизация расположения опор в многоступенчатых насосах высокого давления // Наука и образование. – 2021. – № 3. – С. 57–64.
17. Колесников Д.А. Повышение устойчивости работы насосных агрегатов за счёт демпфирующих элементов // Промышленная энергетика. – 2020. – № 8. – С. 72–77.
18. Журавлёв С.В., Сеничев П.Г. Численное моделирование гидродинамических нагрузок в многоступенчатых насосах // Инженерный вестник. – 2022. – № 6. – С. 89–96.

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И
АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ**

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ: ОТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДО ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

Научный руководитель: доцент, к.т.н. Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена внедрению технологий цифровых двойников на объектах нефтеперерабатывающей промышленности. Рассмотрены этапы создания виртуальных копий технологических установок, их роль в моделировании аварийных сценариев, тестировании новых режимов работы без остановки производства и сокращении сроков вывода объектов на проектную мощность. Обоснована экономическая и технологическая целесообразность перехода к цифровому инжинирингу.

Ключевые слова: цифровой двойник, нефтепереработка, математическое моделирование, виртуальный пусконаладочный режим, оптимизация эксплуатации, снижение простоев, цифровая трансформация.

Создание цифровых двойников технологических установок НПЗ представляет собой фундаментальный сдвиг в подходе к проектированию и эксплуатации нефтеперерабатывающих комплексов. Виртуальная копия, объединяющая детальные физические, химические и теплогидравлические модели, позволяет воспроизводить поведение реального объекта на всех этапах его жизненного цикла. Использование цифровых двойников на стадии проектирования минимизирует риски конструкторских ошибок и снижает капитальные затраты на модернизацию. [1]

Одним из ключевых преимуществ технологии является возможность моделирования аварийных ситуаций в безопасной виртуальной среде. Инженеры могут обрабатывать сценарии разгерметизации, скачков давления, отказа систем автоматики и оценивать эффективность аварийных протоколов без угрозы для персонала и оборудования. Это существенно повышает уровень промышленной безопасности и снижает вероятность реализации катастрофических сценариев на реальной установке. [2]

Тестирование новых технологических режимов без остановки производства становится возможным благодаря синхронизации цифрового двойника с данными SCADA-систем в реальном времени. Операторы могут виртуально изменять параметры сырья, температурные профили и расходы реагентов, оценивая влияние на выход целевых фракций и нагрузку на оборудование. Такой подход исключает необходимость проведения рискованных натуральных экспериментов и сокращает время на адаптацию к новым сортам нефти. [3]

Важным аспектом внедрения выступает организация непрерывного потока данных с датчиков и полевых контроллеров. Для обеспечения точности виртуальной копии требуется высокопроизводительная шина обмена данными, способная обрабатывать тысячи телеметрических параметров с минимальной задержкой. Интеграция исторических баз данных с оперативными потоками позволяет калибровать математические модели в автоматическом режиме, компенсируя дрейф

характеристик оборудования в процессе эксплуатации. Жизненный цикл цифрового двойника охватывает не только фазу проектирования, но и строительство, пусконаладку, плановые ремонты и даже вывод установки из эксплуатации.

На этапе строительства виртуальная модель используется для верификации проектных решений, контроля качества монтажных работ и оптимизации логистики поставки оборудования. В период эксплуатации двойник становится центром принятия решений, где инженеры планируют замены узлов, тестируют новые катализаторы и оценивают остаточный ресурс критических элементов. Практика внедрения демонстрирует, что использование цифровых двойников позволяет сократить время на вывод новых или модернизированных установок на проектную мощность на 30–40%.

Виртуальная отладка систем управления, предварительный подбор оптимальных уставок регуляторов и обучение персонала в имитационной среде значительно снижают пусковые расходы. Экономический эффект подтверждается снижением операционных затрат на 12–18% в течение первых трех лет эксплуатации за счет минимизации простоев и оптимизации расходных материалов. [4]

Перспективным направлением развития является интеграция цифровых двойников с системами предиктивной аналитики и алгоритмами машинного обучения для создания самонастраивающихся производственных контуров. Гибридные архитектуры, сочетающие детерминированные физико-химические модели с нейросетевыми предикторами, обеспечивают высокую точность прогнозов даже при работе с нестандартным сырьем. В будущем ожидается переход к полностью автономным системам управления, где цифровой двойник будет самостоятельно формировать управляющие воздействия с соблюдением заданных технологических и экологических ограничений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гладков А.С., Лебедев Д.В. Цифровые двойники в нефтегазовой отрасли: концепция и практическое применение // Автоматизация в промышленности. – 2021. – № 7. – С. 12-18.
2. Козлов М.И., Новиков А.А. Моделирование аварийных режимов на технологических установках НПЗ с использованием виртуальных копий // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 11. – С. 45-50.
3. Федеральный центр компетенций в сфере цифровой экономики. Методические рекомендации по внедрению цифровых двойников на производственных объектах. – М.: Изд-во ФЦК, 2022. – 84 с.
4. Шаповалов Е.Н. Оптимизация пусконаладочных работ при реконструкции установок первичной переработки нефти // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 2. – С. 78-83.
5. Петров В.И., Соколов А.М. Цифровизация нефтепереработки: от концепции к внедрению. – М.: Издательство «Недра», 2022. – 245 с.

ПРЕДИКТИВНАЯ АНАЛИТИКА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются современные подходы к организации технического обслуживания и ремонта (ТОиР) насосного оборудования на нефтяных объектах. Проанализированы преимущества внедрения систем непрерывного вибрационного мониторинга и предиктивной аналитики для прогнозирования износа электроцентробежных насосов и компрессоров. Обоснована экономическая эффективность перехода от планово-предупредительных ремонтов к стратегии обслуживания по фактическому состоянию.

Ключевые слова: предиктивная аналитика, ТОиР, вибрационный мониторинг, электроцентробежные насосы, ремонт по состоянию, промышленная надежность, снижение операционных затрат.

Традиционная система планово-предупредительных ремонтов (ППР) на нефтепромыслах часто приводит к избыточным затратам и не предотвращает внезапные отказы оборудования. Внедрение предиктивной аналитики позволяет перейти к стратегии ремонта по фактическому техническому состоянию, что требует непрерывного сбора и обработки диагностических данных. Ключевым инструментом выступают системы вибрационного мониторинга, фиксирующие спектральные характеристики работы роторных механизмов в реальном времени. [1]

Анализ вибрационных сигналов, дополненный данными по температуре подшипников, току двигателя и давлению на входе/выходе, формирует многомерную модель износа электроцентробежных насосов (ЭЦН) и компрессоров. Машинные алгоритмы выявляют ранние признаки дисбаланса, расцентровки, кавитации и усталостных трещин задолго до критического разрушения. Это позволяет планировать замену узлов в технологические окна, избегая незапланированных остановок добычи. [2]

Экономический эффект от перехода к предиктивному ТОиР обусловлен сокращением фонда простоев, оптимизацией складских запасов запчастей и увеличением межремонтного периода. По данным отраслевых исследований, внедрение систем мониторинга снижает количество внеплановых отказов насосного оборудования на 40–60%, а совокупные затраты на обслуживание уменьшаются на 20–30%. [3]

Развертывание сенсорных сетей требует тщательного проектирования архитектуры передачи данных, особенно в удаленных кустах скважин. Применение беспроводных протоколов с низким энергопотреблением и технологий граничных вычислений позволяет проводить первичную фильтрацию и агрегацию сигналов непосредственно на датчике. Это снижает нагрузку на каналы связи и обеспечивает стабильную работу мониторинговых комплексов в условиях нестабильного электроснабжения.

Интеграция предиктивных модулей с цифровыми двойниками насосных агрегатов создает комплексную платформу управления жизненным циклом

оборудования. Виртуальные модели позволяют симулировать последствия различных сценариев нагружения, прогнозировать остаточный ресурс уплотнений и подшипниковых узлов, а также автоматически формировать рекомендации по выбору оптимальных режимов работы. Такой подход трансформирует ТОиР из реактивной функции в стратегический инструмент управления активами.

Успешное внедрение предиктивных систем невозможно без трансформации организационной культуры и переобучения технического персонала. Инженеры и механики переходят от рутинных осмотров к анализу диагностических отчетов и управлению рисками. Корпоративные программы обучения, включающие работу с аналитическими дашбордами и тренажерами, сокращают период адаптации сотрудников и повышают качество принимаемых решений по обслуживанию оборудования.

Автоматизация процессов ТОиР предполагает интеграцию диагностических платформ с корпоративными ERP-системами для автоматического формирования заявок, расчета трудозатрат и оптимизации логистики ремонтных бригад. Дальнейшее развитие направления связано с созданием самообучающихся моделей, адаптирующихся к изменению характеристик пластовой жидкости и режимов эксплуатации скважин, а также с унификацией стандартов обмена данными между системами разных вендоров. [4]

ЛИТЕРАТУРА

1. Соколов П.Р., Иванов К.Л. Вибрационная диагностика роторного оборудования в нефтедобыче // Промышленная энергетика. – 2020. – № 5. – С. 22-29.
2. Кузнецов А.В. Предиктивное обслуживание ЭЦН: алгоритмы анализа данных и практические кейсы // Нефть и газ. – 2021. – № 3. – С. 56-62.
3. Ассоциация нефтегазового машиностроения. Руководство по внедрению стратегий обслуживания по состоянию. – М.: АНМ, 2022. – 110 с.
4. Лебедев С.Н., Тарасов М.О. Цифровизация ТОиР на объектах добычи углеводородов // Автоматизация и управление в технических системах. – 2023. – № 1. – С. 88-94.
5. Федоров А.И. Диагностика и мониторинг нефтепромыслового оборудования. – М.: Издательство «Техносфера», 2021. – 198 с.

КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ АСУ ТП НА НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТАХ: УГРОЗЫ И МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ

С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

Научный руководитель: доцент, к.т.н. Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу угроз информационной безопасности автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) на объектах нефтедобычи и транспортировки. Рассмотрены принципы сегментации промышленных сетей, требования российских стандартов и особенности внедрения отечественных решений импортозамещения. Особое внимание уделено защите от целевых хакерских атак и минимизации последствий киберинцидентов.

Ключевые слова: кибербезопасность, АСУ ТП, промышленные сети, импортозамещение, сегментация сетей, защита от атак, нефтегазовый комплекс.

Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли расширяет периметр кибератак на критическую инфраструктуру. АСУ ТП, ранее изолированные от корпоративных сетей, сегодня интегрируются с системами удаленного мониторинга и облачными платформами, что создает новые векторы угроз. Целевые атаки на контроллеры, программируемые логические устройства и серверы SCADA способны привести к технологическим авариям, экологическому ущербу и остановке добычи. [1]

Базовым методом защиты является строгая сегментация промышленных сетей с использованием демилитаризованных зон, межсетевых экранов промышленного класса и систем обнаружения вторжений. Разделение контуров управления, диагностики и корпоративного доступа предотвращает латеральное перемещение злоумышленников внутри инфраструктуры. Архитектура строится по принципу нулевого доверия с обязательной многофакторной аутентификацией операторов. [2]

Нормативное регулирование кибербезопасности промышленных систем в Российской Федерации осуществляется в рамках законодательства о критической информационной инфраструктуре. Требования уполномоченных органов устанавливают обязательные меры по категорированию объектов, оценке уязвимостей, организации системного мониторинга и реагирования на инциденты. Соответствие этим требованиям позволяет формализовать процессы защиты и обеспечить единый уровень безопасности на всех объектах компании. [3]

Организация центров мониторинга безопасности для промышленных сетей требует специализированных компетенций и инструментов, адаптированных к протоколам ОТ-среды. Системы корреляции событий анализируют трафик в реальном времени, выявляя аномальные команды, несанкционированные подключения и отклонения от штатных сценариев работы. Интеграция с системами управления инцидентами обеспечивает автоматизированное оповещение и запуск процедур локализации угроз.

Особое внимание уделяется защите удаленного доступа к технологическим объектам, расположенным в труднодоступных районах. Внедрение программно-аппаратных комплексов безопасного удаленного администрирования с

криптографической защитой каналов связи и временными токенами доступа минимизирует риски перехвата управления. Архитектура дополняется механизмами микросегментации, ограничивающими права каждого пользователя и устройства строго необходимым минимумом для выполнения задач.

В условиях санкционных ограничений приоритетным направлением становится импортозамещение средств защиты. Отечественные разработки включают программно-аппаратные комплексы межсетевого экранирования, криптографические шлюзы и системы мониторинга целостности программного обеспечения ПЛК. Интеграция этих решений в существующую инфраструктуру требует адаптации протоколов обмена и обучения персонала, однако обеспечивает технологический суверенитет и снижение зависимости от зарубежных вендоров. [4]

Регулярное проведение киберучений и тестирование на проникновение с использованием специализированных полигонов позволяют оценить готовность персонала к отражению реальных атак. Симуляции инцидентов, включающих сценарии компрометации НМИ-станций, подмены данных телеметрии и блокировки систем управления, выявляют уязвимости в организационных процедурах и технических контурах. Результаты учений ложатся в основу актуализации планов реагирования и непрерывного совершенствования архитектуры защиты.

Комплексный подход к обеспечению кибербезопасности АСУ ТП на нефтяных объектах невозможен без формирования культуры информационной безопасности на всех уровнях управления. Инвестиции в современные средства защиты должны сопровождаться системной подготовкой кадров, развитием отечественных компетенций и созданием отраслевых центров обмена опытом по отражению киберугроз. Только сочетание технологических решений, нормативного регулирования и человеческого фактора способно обеспечить устойчивое функционирование критической инфраструктуры нефтегазового сектора в условиях нарастающих цифровых вызовов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические рекомендации ФСТЭК России по обеспечению безопасности АСУ ТП значимых объектов критической информационной инфраструктуры. – М.: ФСТЭК, 2021. – 68 с.
2. Новиков Д.А., Белов С.С. Импортозамещение средств защиты АСУ ТП в РФ: состояние и перспективы // Проблемы информационной безопасности. – 2022. – № 2. – С. 15-22.
3. Орлов К.Н. Сегментация промышленных сетей: практическое руководство по проектированию. – М.: Издательство «Техносфера», 2020. – 215 с.
4. Петров С.В. Защита промышленных систем управления: российские практики и подходы. – М.: Издательство «БИНОМ», 2022. – 189 с.
5. Федоров А.И., Смирнов В.Г. Киберугрозы критической инфраструктуре нефтегазового сектора // Информационная безопасность. – 2021. – № 4. – С. 33-40.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье проведен сравнительный анализ методов обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах: гидравлического, волнового и спутникового мониторинга. Оценена роль автоматизации в сокращении времени реакции аварийно-восстановительных служб и минимизации экологического ущерба. Сформулированы требования к интеграции АСОУ в единые диспетчерские центры транспортировки нефти.

Ключевые слова: АСОУ, магистральный нефтепровод, обнаружение утечек, гидравлический метод, волновой метод, спутниковый мониторинг, экологическая безопасность, автоматизация.

Своевременное выявление и локализация утечек нефти является критическим фактором экологической и экономической безопасности трубопроводного транспорта. Автоматизированные системы обнаружения утечек (АСОУ) функционируют на основе непрерывного анализа параметров потока, давления, температуры и акустических сигналов. Выбор оптимального метода мониторинга определяется протяженностью трассы, рельефом местности и требуемой чувствительностью. [1]

Гидравлические методы основываются на балансовых расчетах массового расхода на входах и выходах участка, а также анализе волновых процессов давления. Они обеспечивают высокую достоверность при крупных порывах, но могут иметь задержку срабатывания при малых утечках. Волновые (акустические) системы фиксируют характерные звуковые сигнатуры разгерметизации, позволяя локализовать место повреждения с точностью до ± 100 м, однако чувствительны к фоновому шуму насосных станций. [2]

Спутниковый мониторинг и аэрофотосъемка с использованием мультиспектральных камер применяются для периодического контроля трасс в труднодоступных районах. Комбинирование спутниковых данных с наземными датчиками создает многоуровневую систему контроля, снижающую количество ложных срабатываний. Автоматизация обработки сигналов и интеграция АСОУ с системами телемеханики позволяет диспетчеру получать верифицированные оповещения в режиме реального времени. [3]

Современные подходы предполагают применение алгоритмов слияния данных, объединяющих показания различных типов сенсоров в единую аналитическую модель. Нейросетевые классификаторы анализируют корреляции между падениями давления, акустическими всплесками и изменениями температурного поля, что позволяет достоверно идентифицировать утечки даже на фоне гидравлических ударов или переключений режимов перекачки.

Ключевой задачей при эксплуатации АСОУ остается минимизация ложных тревог, которые приводят к неоправданным остановкам трубопроводов и отвлечению ремонтных бригад. Алгоритмы машинного обучения непрерывно адаптируются к

сезонным изменениям вязкости продукта, суточным колебаниям давления и фоновому шуму инфраструктуры. Пороговые значения срабатывания динамически пересчитываются на основе исторических данных, что повышает специфичность системы без снижения чувствительности.

Интеграция АСОУ с геоинформационными системами (ГИС) и логистическими платформами обеспечивает автоматическое построение маршрутов следования аварийных бригад, расчет необходимого объема сорбентов и прогнозирование зон распространения загрязнения. Диспетчерские центры получают визуализированные карты инцидентов с наложенными слоями гидрографии, населенных пунктов и особо охраняемых природных территорий, что ускоряет принятие решений по локализации.

Внедрение современных АСОУ сокращает время обнаружения утечки с нескольких часов до 1–3 минут, что критически важно для минимизации площади загрязнения почв и водоемов. Автоматические алгоритмы инициируют протоколы аварийного отключения, перекачки остатков в резервные емкости и оповещения экологических служб. Перспективным направлением является внедрение алгоритмов машинного обучения для адаптивной калибровки порогов срабатывания с учетом сезонных изменений вязкости нефти. [4]

ЛИТЕРАТУРА

1. Ассоциация трубопроводного транспорта России. Руководство по выбору систем обнаружения утечек. – М.: АТТР, 2022. – 95 с.
2. Григорьев А.С., Васильев П.Н. Методы контроля целостности магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт. – 2020. – № 6. – С. 44-51.
3. Куликов В.М. Акустические системы обнаружения утечек: принципы работы и ограничения применения // Автоматизация и телемеханизация. – 2021. – № 2. – С. 67-73.
4. Панасенко В.И. Экологическая безопасность и анализ рисков объектов магистральных трубопроводов. – СПб.: Издательство «Недра», 2018. – 278 с.
5. Сидоров К.Л. Интеграция АСОУ в диспетчерские системы транспортировки нефти // Нефтегазовое дело. – 2023. – № 1. – С. 112-118.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ УСТАНОВОК КРЕКИНГА И ДИСТИЛЛЯЦИИ

Д.А. Мельникова, С.Р. Газова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются возможности применения алгоритмов искусственного интеллекта и нейронных сетей для оптимизации технологических режимов установок каталитического крекинга и атмосферно-вакуумной дистилляции. Описаны механизмы анализа исторических данных технологического процесса, прогнозирования оптимальных значений температуры и давления, а также их влияние на максимизацию выхода светлых нефтепродуктов.

Ключевые слова: искусственный интеллект, нейронные сети, каталитический крекинг, дистилляция, оптимизация режимов, светлые нефтепродукты, машинное обучение, технологический процесс.

Традиционные системы автоматического регулирования на установках крекинга и дистилляции опираются на PID-контроллеры и детерминированные модели, которые не всегда способны адаптироваться к изменчивому составу сырья и динамике внешних возмущений. Внедрение искусственного интеллекта (ИИ) позволяет перейти к адаптивному управлению, основанному на анализе больших массивов исторических данных и выявлении скрытых нелинейных зависимостей между параметрами процесса. [1]

Нейросетевые модели, обученные на данных датчиков температуры, давления, расходов и хроматографического анализа фракций, прогнозируют оптимальные уставки для каждого технологического узла. Алгоритмы учитывают деградацию катализатора, сезонные колебания свойств нефти и тепловую инерцию колонн, предлагая оператору скорректированные режимы, минимизирующие энергозатраты и максимизирующие выход бензиновых и дизельных фракций. [2]

Практическое внедрение ИИ-контроллеров демонстрирует повышение глубины переработки нефти на 2–4% и снижение удельного расхода топлива на печах на 5–7%. Системы работают в режиме реального времени, непрерывно обновляя веса моделей на основе обратной связи от лабораторных анализов и онлайн-анализаторов. Это снижает зависимость качества продукции от человеческого фактора и субъективных решений диспетчеров. [3]

Качество работы алгоритмов ИИ напрямую зависит от полноты и достоверности исходных данных. Создание конвейеров предобработки информации включает фильтрацию выбросов, компенсацию задержек датчиков, синхронизацию временных рядов и импутацию пропущенных значений. Интеграция с системами управления качеством данных гарантирует, что модели обучаются на репрезентативных выборках, отражающих все допустимые режимы эксплуатации установки.

Гибридное моделирование, сочетающее фундаментальные уравнения массо- и теплообмена с нейросетевыми корректорами, позволяет сохранить физическую интерпретируемость прогнозов. Детерминированная часть модели описывает базовую динамику реакторов и ректификационных колонн, тогда как ИИ-компонент компенсирует отклонения, вызванные нелинейными эффектами, старением оборудования и изменением реологии сырья. Такой подход повышает устойчивость рекомендаций при выходе процесса за рамки тренировочных данных.

Интерфейсы взаимодействия оператора с ИИ-системами проектируются с учетом принципов человеко-машинной эргономики. Визуализация включает не только текущие уставки, но и вероятностные диапазоны выхода продукции, оценку рисков отклонения от нормы и сценарное моделирование. Оператор сохраняет право вето и может вручную корректировать рекомендации, а система фиксирует эти действия для дообучения моделей в режиме обратной связи.

Ключевым вызовом остается обеспечение интерпретируемости рекомендаций нейросетей и интеграция ИИ-блоков в существующие контуры безопасности АСУ ТП. Современные подходы предполагают использование гибридных архитектур, где

ИИ выступает в роли советника оператора или верхнего уровня оптимизации, а критические функции остаются за сертифицированными регуляторами. Развитие направления связано с созданием цифровых двойников установок, синхронизированных с ИИ-моделями для безопасного тестирования сценариев. [4]

Внедрение ИИ-решений в нефтепереработке требует поэтапного подхода, начинающегося с пилотных проектов на отдельных узлах установок с последующим масштабированием на всю технологическую цепочку. Ключевым фактором успеха становится создание кросс-функциональных команд, объединяющих технологов, data-сайентистов и специалистов по кибербезопасности, что обеспечивает не только высокую точность алгоритмов, но и их устойчивость к реальным производственным возмущениям. В долгосрочной перспективе интеграция искусственного интеллекта в управление крекингом и дистилляцией станет отраслевым стандартом, способствуя росту экономической эффективности, снижению углеродного следа и переходу к ресурсосберегающим моделям переработки углеводородного сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев С.П., Козлов И.М. Машинное обучение в управлении нефтеперерабатывающими процессами // Автоматизация и современные технологии. – 2020. – № 8. – С. 25-31.
2. Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти. Руководство по применению ИИ в процессах дистилляции. – М.: ВНИИ НП, 2022. – 76 с.
3. Петров А.Г. Нейросетевая оптимизация установок каталитического крекинга // Нефтехимия. – 2021. – № 4. – С. 301-308.
4. Романов Т.С. Искусственный интеллект в нефтепереработке: методы и приложения. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2023. – 184 с.
5. Смирнов В.А., Орлова Н.С. Гибридные системы управления на НПЗ: от теории к внедрению // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2023. – № 3. – С. 18-24.

РОБОТИЗАЦИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ИНСПЕКЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье анализируются современные роботизированные комплексы, применяемые для диагностики трубопроводов, резервуаров и технологических эстакад. Рассмотрены методы автоматической обработки термографических данных и облаков точек лидаров для выявления коррозии, нарушений изоляции и несанкционированных врезок. Обоснована эффективность внедрения дронов в циклы технического обслуживания.

Ключевые слова: роботизация, инспекция трубопроводов, термография, лидар, автоматическая обработка данных, коррозия, несанкционированные врезки.

Традиционные методы визуального и инструментального контроля на протяженных нефтегазовых объектах требуют значительных трудозатрат, длительных остановок оборудования и сопряжены с рисками для персонала. Внедрение беспилотных авиационных систем и специализированных ползающих роботов позволяет проводить инспекцию в труднодоступных зонах без нарушения технологического процесса. [1]

БПЛА, оснащенные тепловизорами и мультиспектральными камерами, фиксируют аномалии температурного поля, свидетельствующие о дефектах изоляции, утечках газа или перегреве опорных конструкций. Ползающие роботы с магнитным или вакуумным сцеплением обследуют внутренние и наружные поверхности резервуаров, выявляющие коррозии и трещины сварных швов. Данные передаются на станцию обработки в режиме онлайн. [2]

Автоматическая обработка термограмм и облаков точек, полученных с лидаров, осуществляется с помощью алгоритмов компьютерного зрения. Нейросети сегментируют изображения, классифицируют дефекты по степени опасности и генерируют 3D-модели поврежденных участков. Это исключает субъективность ручного анализа и позволяет точно планировать объемы ремонтных работ. [3]

Автономная навигация роботов и дронов в условиях ограниченной видимости, задымленности и сложного рельефа реализуется на базе технологий одновременной локализации и построения карт. Интеграция инерциальных измерительных модулей, стереокамер и ультразвуковых дальномеров обеспечивает стабильное удержание траектории и обход препятствий без вмешательства оператора. Алгоритмы планирования пути учитывают зоны повышенной опасности и ограничения по грузоподъемности аппаратов.

Энергообеспечение мобильных инспекционных комплексов остается критическим фактором, определяющим продолжительность миссий. Внедрение высокоплотных литий-полимерных и твердотельных аккумуляторов в сочетании с системами рекуперации энергии при торможении и спуске увеличивает автономность работы на 30–45%. Для удаленных объектов разрабатываются модульные зарядные станции на солнечных панелях, обеспечивающие циклическую работу дронов без возврата на базовую площадку.

Передача больших объемов диагностических данных из удаленных локаций требует применения гибридных каналов связи. В зонах покрытия используются сети 4G/5G и Wi-Fi, тогда как в труднодоступных районах данные кэшируются на борту и передаются через спутниковые терминалы или выгружаются при полете аппарата к пункту сбора. Протоколы сжатия с сохранением метаданных и тревожных событий минимизируют задержки и потери информации.

Особое значение приобретает применение дронов для мониторинга трасс магистральных трубопроводов с целью обнаружения несанкционированных врезок. Системы распознавания изменений ландшафта и тепловых следов деятельности сторонних лиц интегрируются с охранными периметрами, формируя ранние оповещения. Комплексная роботизация инспекционных процессов сокращает затраты на диагностику на 35–50% и повышает частоту мониторинга критических узлов. [4]

Переход к массовому применению роботизированных и беспилотных комплексов требует не только технологического совершенствования, но и формирования соответствующей нормативно-методической базы, а также подготовки

инженерных кадров нового профиля. Интеграция данных инспекций в единые цифровые платформы управления активами позволит перейти от эпизодического контроля к непрерывному мониторингу состояния инфраструктуры на протяжении всего жизненного цикла объектов.

В перспективе развитие автономных систем, оснащенных бортовым искусственным интеллектом и способных к самоорганизации в групповые операции, обеспечит формирование полностью автоматизированных контуров технической диагностики. Это создаст фундамент для перехода нефтегазовой отрасли к концепции «безлюдных» промыслов, где ключевые решения по обслуживанию инфраструктуры будут приниматься на основе объективных цифровых данных, что в долгосрочной перспективе гарантирует устойчивое развитие отрасли при существенном повышении уровня промышленной и экологической безопасности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев К.П. Термографическая диагностика промышленного оборудования: методы и практика применения. – М.: Издательство «Техносфера», 2021. – 176 с.
2. Козлов В.И., Соколов А.П. Беспилотные системы для диагностики промышленных объектов // Промышленная диагностика и мониторинг. – 2020. – № 5. – С. 40-46.
3. Лебедев М.С. Роботизированные комплексы для внутритрубной инспекции нефтепроводов // Трубопроводный транспорт. – 2021. – № 7. – С. 55-61.
4. Новиков П.А. Автоматизация анализа данных при инспекции нефтегазовых объектов с помощью БПЛА // Автоматизация в промышленности. – 2022. – № 9. – С. 28-33.
5. Федорова О.Л. Робототехнические системы для мониторинга промышленных объектов. – М.: Издательство «Техносфера», 2023. – 156 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ: АЛГОРИТМЫ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАКАЧКИ

Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена автоматизированному управлению системами поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях. Рассмотрены принципы работы АСУ ТП кустовых насосных станций, распределение агента по нагнетательным скважинам и применение адаптивных регуляторов. Обоснована эффективность использования гидродинамических моделей пласта для балансировки закачки в реальном времени и повышения коэффициента охвата.

Ключевые слова: система ППД, кустовая насосная станция, адаптивное регулирование, гидродинамическое моделирование, коэффициент охвата, балансировка закачки, нефтедобыча, автоматизация.

Поддержание пластового давления является ключевым фактором обеспечения стабильной добычи и повышения конечной нефтеотдачи. Традиционное ручное или полуавтоматическое управление закачкой воды или газа часто приводит к неравномерному охвату пласта, прорывам агента и преждевременному обводнению добывающих скважин. Автоматизация систем ППД позволяет динамически корректировать параметры работы в соответствии с изменяющимися фильтрационно-емкостными свойствами коллектора. [1]

АСУ ТП кустовых насосных станций интегрирует данные с датчиков давления, расхода и температуры на устьях нагнетательных скважин, формируя единый контур управления. Адаптивные регуляторы автоматически изменяют частоту вращения приводов и положение регулирующих клапанов, компенсируя гидравлические потери и колебания вязкости агента. Это обеспечивает стабильный заданный режим работы каждого ствола в составе куста. [2]

Интеграция АСУ ППД с гидродинамическими моделями пласта позволяет реализовать прогнозирующее управление. Алгоритмы в реальном времени сопоставляют фактические показатели закачки с расчетными картами давления, выявляя зоны недостаточного или избыточного воздействия. Система автоматически перераспределяет потоки, балансируя фронт вытеснения и повышая коэффициент охвата пласта на 5–12%. [3]

Телеметрическая архитектура современных систем ППД строится на основе отказоустойчивых шин данных с резервированием каналов связи. Контроллеры верхнего уровня агрегируют информацию со скважинных датчиков, обрабатывают ее с учетом поправок на геодезический перепад высот и температурную коррекцию расхода, а затем транслируют команды на частотные преобразователи насосных агрегатов. Такая структура обеспечивает минимальное время отклика при гидравлических ударах или аварийных отключениях.

Работа с неоднородными пластами требует учета геологической неопределенности и пространственной изменчивости проницаемости. Алгоритмы стохастического моделирования генерируют ансамбль сценариев развития пластового давления, а система управления выбирает стратегию закачки, оптимизирующую математическое ожидание нефтеотдачи при заданных ограничениях по давлению. Байесовские методы обновляют апостериорные распределения параметров коллектора по мере поступления новых данных мониторинга.

Экономическая эффективность автоматизированных систем ППД проявляется в снижении затрат на подготовку и закачку агента, уменьшении объема попутно добываемой воды и продлении рентабельного периода эксплуатации месторождения. Оптимизация профилей закачки сокращает потребление электроэнергии на перекачку, минимизирует износ насосного оборудования и снижает экологическую нагрузку за счет рационального использования водных ресурсов.

Внедрение алгоритмов оптимизации снижает удельные энергозатраты на закачку, минимизирует риски гидроразрыва пласта и продлевает межремонтный период насосного оборудования. Перспективным направлением является переход к полностью автономным контурам управления с использованием машинного обучения для предсказания прорывов агента и автоматической коррекции профилей приемистости скважин. [4]

Реализация автоматизированных систем ППД требует не только технологической модернизации, но и перестройки организационных процессов на промыслах. Ключевым фактором успеха становится подготовка инженерно-технического персонала, способного работать с гибридными моделями, интерпретировать результаты предиктивной аналитики и оперативно вносить корректировки в алгоритмы управления.[5] Интеграция систем ППД в единые цифровые платформы управления месторождением позволит синхронизировать процессы закачки с режимами работы добывающих скважин, формируя замкнутый контур оптимизации всего пласта. В долгосрочной перспективе развитие автономных алгоритмов, дополненных технологиями цифровых двойников и адаптивного машинного обучения, обеспечит переход к интеллектуальным месторождениям нового поколения, где поддержание пластового давления будет осуществляться с минимальным вмешательством человека, максимальной энергоэффективностью и строгим соблюдением экологических нормативов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Всероссийский научно-исследовательский институт нефти и газа. Оптимизация систем заводнения с использованием моделей реального времени. – М.: ВНИИНефть, 2022. – 104 с.
2. Иванов В.П. Автоматизированные системы управления в нефтедобыче. – М.: Издательство «Недра», 2021. – 267 с.
3. Кузнецов А.И. Адаптивные регуляторы в управлении кустовыми насосными станциями // Автоматизация и телемеханизация. – 2021. – № 4. – С. 33-39
4. Лебедев Н.С., Морозов Д.А. Прогнозирующее управление закачкой агента в неоднородные пласты // Нефтегазовое дело. – 2023. – № 2. – С. 45-51.
5. Сидоров В.Г., Петров К.Л. Автоматизация систем поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 6. – С. 88-93.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ: ОТ ЧАСТОТНЫХ ПРИВОДОВ К МИКРОСЕТЯМ

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются комплексные подходы к оптимизации энергопотребления на нефтепромысловых объектах. Проанализирована роль преобразователей частоты, систем рекуперации энергии и накопителей при интеграции в единую автоматизированную схему. Обосновано применение алгоритмов прогнозной аналитики для оптимизации графиков работы насосного и компрессорного оборудования с целью сокращения операционных расходов.

Ключевые слова: энергоменеджмент, частотные приводы, рекуперация энергии, микросети, прогнозная аналитика, оптимизация графиков, операционные расходы, нефтепромысел.

Энергоемкость процессов добычи и подготовки нефти составляет значительную долю операционных затрат нефтедобывающих компаний. Традиционные схемы электроснабжения с прямым пуском двигателей и отсутствием систем балансировки нагрузки приводят к перерасходу электроэнергии и повышенным пиковым нагрузкам на сеть. Интеллектуальное управление энергопотреблением позволяет трансформировать пассивные потребители в гибкие узлы оптимизированной энергосистемы. [1]

Широкое внедрение преобразователей частоты на электронасосных установках и компрессорах обеспечивает точное регулирование производительности в соответствии с фактическими потребностями процесса. Интеграция ПЧ с системами рекуперации энергии позволяет возвращать в сеть кинетическую энергию при торможении роторов или снижении давления. Накопители энергии (БАТ) сглаживают пики потребления и обеспечивают резервирование при кратковременных отключениях. [2] Алгоритмы прогнозной аналитики анализируют исторические данные добычи, прогнозы погоды, тарифные графики и техническое состояние оборудования для формирования оптимальных режимов работы. Системы автоматически смещают энергоемкие операции на периоды низких тарифов, синхронизируют работу параллельных агрегатов и минимизируют холостой ход. Это снижает удельное энергопотребление на тонну добываемой нефти на 15–25%. [3]

Качество электроэнергии в промышленных сетях требует постоянного мониторинга и коррекции. Внедрение активных фильтров компенсации гармоник и устройств динамической компенсации реактивной мощности предотвращает перегрев кабельных линий, снижает потери в трансформаторах и повышает срок службы чувствительного измерительного оборудования. Автоматизированные системы управления качеством электроэнергии работают в непрерывном цикле, адаптируясь к изменению профиля нагрузки.

Интеграция возобновляемых источников энергии в изолированных промышленных районах формирует основу для гибридных микросетей. Солнечные фотоэлектрические станции и ветрогенераторы малой мощности дополняют дизель-генераторные установки, снижая расход топлива и выбросы парниковых газов. Интеллектуальные контроллеры микросетей балансируют генерацию и потребление, управляя переключением между источниками в зависимости от доступности ВИЭ и состояния накопителей.

Управление углеродным следом становится неотъемлемой частью энергетических стратегий нефтяных компаний. Автоматизированные платформы учета энергопотребления формируют верифицированные отчеты по выбросам CO₂-эквивалента, интегрируются с системами мониторинга и поддерживают выполнение климатических обязательств. Прозрачность данных способствует привлечению «зеленого» финансирования и повышению инвестиционной привлекательности активов. Переход к концепции промышленных микросетей предполагает объединение распределенной генерации, накопителей и управляемых нагрузок в единый цифровой контур с автоматическим диспетчированием. Интеллектуальные контроллеры обеспечивают автономное переключение между источниками, балансировку фаз. Дальнейшее развитие направления связано с созданием самооптимизирующихся энергетических кластеров. [4]

Реализация проектов интеллектуального энергоменеджмента требует поэтапного подхода, начинающегося с аудита текущих энергобалансов и пилотного внедрения на отдельных кустах скважин с последующим масштабированием до уровня комплексных промышленных микросетей.[5] Успешная интеграция возможна только при условии формирования кросс-функциональных команд, объединяющих энергетиков, технологов добычи и специалистов по цифровой трансформации, что гарантирует достижение баланса между технологической надежностью и экономической эффективностью. В долгосрочной перспективе переход к автономным энергетическим экосистемам на базе возобновляемых источников и накопителей позволит нефтяным компаниям не только снизить операционные затраты и углеродный след, но и обеспечить энергетическую независимость удаленных месторождений, создав устойчивую основу для развития отрасли в условиях глобальной энергопереходной трансформации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Козлов Д.С. Преобразователи частоты и системы рекуперации в нефтяной отрасли // Автоматизация и современные технологии. – 2021. – № 6. – С. 44-50.
2. Министерство энергетики Российской Федерации. Методические рекомендации по оптимизации энергопотребления в нефтегазовом секторе. – М.: Минэнерго России, 2022. – 120 с.
3. Новиков И.В., Волков Е.А. Микросети на промыслах: архитектура и алгоритмы управления // Электротехника и электромеханика. – 2023. – № 1. – С. 22-28.
4. Николаев С.Г. Интеллектуальные системы энергоменеджмента на промышленных объектах. – М.: Издательство «Энергоатомиздат», 2023. – 203 с.
5. Федоров В.П., Сидоров А.М. Энергоэффективность нефтепромысловых объектов: методы и технологии // Промышленная энергетика. – 2020. – № 9. – С. 12-19.

АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ СТАБИЛИЗАЦИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ: ПРОГРАММНЫЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ДВУХФАЗНЫМИ ПОТОКАМИ

К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

Научный руководитель: доцент, к. т.н. Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются программные методы подавления гидродинамических пульсаций и формирования пробок в системах сбора и подготовки нефти и газа. Проанализирована эффективность применения каскадных регуляторов и предиктивных алгоритмов, построенных на математических моделях двухфазных потоков. Обоснована возможность стабилизации давления и предотвращения ложных срабатываний аварийной отсечной арматуры без капитальной модернизации аппаратной части АСУ ТП.

Ключевые слова: гидродинамические пробки, двухфазные потоки, каскадное регулирование, предиктивная стабилизация, АСУ ТП, УКПГ.

Проблема гидродинамической неустойчивости в системах сбора углеводородов традиционно решается за счет расширения емкостного парка и модернизации механических узлов, что сопряжено с высокими капитальными затратами и вынужденными простоями. Переход к программно-алгоритмическим методам компенсации пульсаций двухфазных сред позволяет устранять колебания давления и расхода непосредственно на уровне программируемых логических контроллеров. Основу решений составляют нелинейные математические модели, учитывающие фазовое проскальзывание, инерционность трубопроводных участков и динамику изменения плотности смеси. [1]

Реализация каскадных регуляторов, где внешний контур отвечает за стабилизацию давления в сепараторах, а внутренний управляет частотой вращения насосного оборудования или положением регулирующих заслонок, обеспечивает плавное гашение волн до формирования стабильных пробок. Предиктивные алгоритмы дополнительно рассчитывают оптимальные уставки с учетом транспортного лага и прогнозируемого притока флюида, что существенно снижает риск ложных срабатываний систем аварийной отсечки. Динамические фильтры валидации сигналов четко отделяют технологические флуктуации от реальных разгерметизаций, предотвращая необоснованные остановки компрессорных станций. [2]

Практические результаты пилотных проектов демонстрируют сокращение внеплановых остановок на 35–50 процентов и значительное продление ресурса запорной арматуры за счет исключения ударных гидравлических нагрузок. Внедрение подобных комплексов требует предварительной онлайн-идентификации параметров промысла для автоматической подстройки коэффициентов регуляторов при изменении обводненности или газосодержания продукции. Интеграция предиктивных контуров с виртуальными копиями трубопроводных сетей формирует замкнутую систему оптимизации, где моделирование пусконаладочных процедур и оценка устойчивости режимов выполняются в реальном времени.

Адаптивные контуры настройки автоматически калибруются на основе потоков телеметрии, поступающих с датчиков давления, расхода и фазового состава, что исключает необходимость остановки технологической линии для проведения настроечных испытаний. Виртуальные копии непрерывно сверяют расчетные гидродинамические профили с фактическими показаниями, оперативно внося коррективы в математическую модель при отклонениях, вызванных изменением проницаемости пласта или деградацией трубопроводной арматуры.

Подобная архитектура обеспечивает возможность заблаговременного тестирования критических сценариев, таких как резкое изменение дебита скважин или переключение резервных линий, без риска нарушения технологического регламента. Накопленные массивы данных о поведении системы при различных режимах эксплуатации формируют основу для последующего обучения нейросетевых компенсаторов, способных прогнозировать возникновение нестабильных режимов на несколько часов вперед. [3]

Управление гидродинамикой переходит от ситуативного реагирования к заблаговременному прогнозированию.[5] Для эффективной эксплуатации необходимо адаптировать производственные регламенты и подготовить персонал к работе с предиктивными интерфейсами, где операторы анализируют коэффициенты устойчивости и прогнозы MPC вместо ручного регулирования задвижек. Подобная трансформация требует поэтапной миграции унаследованных систем, что гарантирует сохранение непрерывности технологических циклов на всех этапах внедрения новых алгоритмов.

Параллельное развитие отечественных библиотек математических моделей и средств разработки обеспечит технологический суверенитет отрасли, исключая критическую зависимость от зарубежных программно-аппаратных комплексов. Дальнейшее развитие направления предполагает внедрение нейросетевых компенсаторов нелинейностей и стандартизацию программных модулей под отечественные платформы АСУ ТП. [4]

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецов В.А. Предиктивное управление многофазными потоками в магистральных трубопроводах // Автоматизация в промышленности. – 2022. – № 4. – С. 18-25.
2. Соловьев И.П., Борисов Д.Н. Каскадное регулирование давления в системах подготовки нефти // Нефтегазовое дело. – 2021. – № 7. – С. 88-94.
3. Российское научное общество по автоматике. Методические указания по настройке алгоритмов стабилизации гидродинамических режимов. – СПб.: РНОА, 2023. – 76 с.
4. Громов А.С. Цифровые двойники трубопроводных систем: от моделирования к управлению // Вестник машиностроения. – 2024. – № 2. – С. 55-61.
5. Федоров В.И. Динамика многофазных потоков и методы их стабилизации. – М.: Издательство «Нефть и газ», 2021. – 210 с.

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ: АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕСТИРОВАНИЯ И ВЕРИФИКАЦИИ ЛОГИКИ СИСТЕМ АВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ

С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

Научный руководитель: доцент, к.т.н. Д.А. Мельникова

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье анализируются подходы к автоматизации онлайн-тестирования систем аварийной защиты без остановки технологических процессов. Исследованы методики частичного хода запорной арматуры, автоматической верификации логики контроллеров и расчета вероятности отказа. Подтверждена эффективность интеграции диагностических модулей с системами управления техническим обслуживанием для подтверждения уровня полноты безопасности.

Ключевые слова: функциональная безопасность, онлайн-тестирование, верификация логики, технологические процессы, вероятность отказа, частичный ход арматуры.

Классические процедуры проверки контуров аварийной защиты предполагают полную остановку технологических линий, что неизбежно ведет к экономическим потерям и дополнительным рискам при повторном запуске оборудования. Переход к непрерывному мониторингу работоспособности систем безопасности стал возможен благодаря внедрению методик частичного хода запорной арматуры и автоматической верификации логики программируемых контроллеров. Устройства частичного хода обеспечивают проверку подвижности исполнительных механизмов без полного перекрытия технологического потока, сохраняя непрерывность производства. [1]

Алгоритмы верификации сопоставляют фактические состояния входов и выходов с эталонными схемами, заложенными на проектной стадии, отслеживая задержки срабатывания, токи приводов и положения запорных элементов. Формирование цифровых паспортов каждого канала позволяет своевременно выявлять скрытые дефекты и поддерживать актуальность расчетных показателей вероятности отказа на протяжении всего жизненного цикла. Экономическая целесообразность онлайн-диагностики подтверждается сокращением длительности плановых остановок на 40–60 процентов и снижением частоты ложных срабатываний. [2]

Отраслевые аудиты показывают, что автоматизация верификационных процедур повышает общую готовность систем безопасности без необходимости дополнительного аппаратного резервирования. Интеграция диагностических платформ с программами управления техническим обслуживанием обеспечивает автоматическое планирование регламентных работ при приближении расчетных показателей к критическим порогам.

Дополнительные компенсационные алгоритмы учитывают температурные расширения материалов и влияние коррозионных сред, автоматически корректируя уставки срабатывания без вмешательства персонала. Накопленная статистика циклов частичного хода используется для пересмотра графиков капитальных ремонтов и актуализации расчетов вероятности опасных отказов в соответствии с требованиями отечественных стандартов. Подобный подход исключает субъективные ошибки при ручных замерах и гарантирует соответствие фактических характеристик защитных контуров заявленным уровням полноты безопасности на всем протяжении жизненного цикла [3, 5].

Применение интеллектуальных позиционеров со встроенными модулями диагностики позволяет агрегировать данные о трении штока, утечках пневмоприводов и износе уплотнительных элементов непосредственно на уровне полевого оборудования, что минимизирует нагрузку на промышленные шины. Передача этих потоков в локальные вычислительные узлы обеспечивает их предварительную фильтрацию и конвертацию в стандартизированные форматы, исключая задержки в контурах реального времени. Связка модулей функциональной безопасности с виртуальными моделями технологических установок формирует единую среду управления рисками, где симуляция аварийных сценариев и прогноз остаточного ресурса компонентов выполняются в автоматическом режиме.

На основе непрерывного потока диагностической информации система динамически актуализирует расчеты коэффициента готовности и вероятности опасных отказов, гарантируя постоянное соответствие заявленным уровням полноты безопасности без остановки технологических линий. Интеграция полученных прогнозов с планировщиком технического обслуживания позволяет формировать заявки на замену элементов строго по фактическому состоянию, заменяя регламентные вмешательства обоснованными корректирующими действиями.

Эффективность внедрения напрямую зависит от пересмотра внутренних регламентов и подготовки инженеров КИПиА к работе с аналитическими отчетами и матрицами соответствия. Корпоративные учебные программы по эксплуатации верификационных систем сокращают период адаптации специалистов и повышают обоснованность решений о выводе оборудования в ремонт. Перспективы развития отрасли связаны с созданием адаптивных алгоритмов, учитывающих изменения физико-химических свойств рабочих сред, и разработкой единых протоколов обмена диагностическими данными для оборудования отечественных производителей. [4]

ЛИТЕРАТУРА

1. Волков А.Н. Онлайн-диагностика систем аварийного отключения в химической промышленности // Промышленная безопасность. – 2021. – № 5. – С. 12-19.
2. Лебедев С.И. Автоматическая верификация логики контроллеров безопасности: практические аспекты // Контроль и диагностика. – 2022. – № 8. – С. 34-41.
3. Национальный институт стандартизации. Требования к системам функциональной безопасности в нефтегазовом секторе. – М.: НИС, 2023. – 132 с.
4. Тарасов П.В. Интеграция диагностических платформ с системами управления ремонтами // Автоматизация и управление. – 2024. – № 1. – С. 28-35.
5. Кузнецов В.А., Лебедев И.С. Методы онлайн-калибровки и диагностики запорной арматуры в системах функциональной безопасности // Промышленная автоматизация и контроль. – 2024. – № 4. – С. 33-40.

ПРОМЫШЛЕННАЯ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ: СЕГМЕНТАЦИЯ СЕТЕЙ И ДЕТЕКТИРОВАНИЕ АНОМАЛИЙ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОТОКОЛАХ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. Рассматриваются архитектурные и программные решения для защиты контуров управления АСУ ТП от несанкционированного доступа и манипуляций. Проанализированы методы реализации изоляции сегментов, глубокого анализа промышленных протоколов и поведенческого мониторинга операторов. Обоснована необходимость отказа от облачных зависимостей в критической инфраструктуре и внедрения локальных систем детектирования аномалий.

Ключевые слова: промышленная кибербезопасность, сегментация сетей, анализ протоколов, аномальное поведение, воздушный зазор.

Стандартные ИТ-решения по защите информации демонстрируют низкую эффективность в промышленных сетях, где безусловным приоритетом остается непрерывность технологических циклов и доступность управляющих контуров. Для минимизации векторов несанкционированного доступа применяется программно-аппаратная сегментация, изолирующая критические системы управления от корпоративных сегментов и внешних каналов связи. Основу защиты составляют промышленные межсетевые экраны, поддерживающие глубокий анализ пакетов на уровне специфичных протоколов автоматизации.

Подобные устройства настраиваются на парсинг как устаревших полевых шин, так и современных промышленных стандартов, выявляя некорректные команды или несанкционированные коды функций, которые обычные сетевые фильтры пропускают без анализа. За счет внедрения детализированных списков контроля доступа и микросегментации на уровне отдельных технологических ячеек удается локализовать потенциальные инциденты внутри замкнутых зон, не прерывая работу смежных производственных линий. Данная архитектура гарантирует, что даже при компрометации корпоративного рабочего узла горизонтальное перемещение злоумышленников к программируемым логическим контроллерам или системам аварийной защиты становится технически невыполнимым. [1]

Поведенческий мониторинг операторских команд и телеметрических потоков дополняет пакетную фильтрацию, позволяя алгоритмам машинного обучения фиксировать аномальные паттерны: несанкционированную модификацию уставок, циклические запросы к программируемым логическим контроллерам, скрытые диагностические сессии и отклонения в синхронизации временных меток. Подобный подход обеспечивает раннее обнаружение логических атак и внутренних угроз до момента нарушения технологических регламентов или повреждения оборудования. Практическая реализация локальных систем детектирования снижает вероятность успешных компрометаций управляющих контуров на 60–75 процентов, а затраты на ликвидацию последствий инцидентов уменьшаются на 30–40 процентов. [2]

Организация физического разрыва каналов передачи данных и использование однонаправленных оптических диодов гарантируют изоляцию критических сегментов при сохранении возможности мониторинга. Проектирование сетевой архитектуры требует детальной проработки зон доверия и политик контроля доступа, особенно на распределенных производственных объектах. Размещение агентов сбора событий на промышленных шлюзах позволяет выполнять корреляцию угроз непосредственно в периметре цеха, что исключает зависимость от внешних вычислительных ресурсов и обеспечивает стабильную работу защитных комплексов при отсутствии подключения к корпоративной сети. [3]

Связка модулей информационной безопасности с виртуальными копиями технологических процессов формирует централизованную среду реагирования на инциденты, где моделирование последствий сетевых вторжений и прогнозирование каскадных отказов выполняются автоматически. Киберзащита переходит от ситуативного устранения уязвимостей к стратегическому инструменту обеспечения производственной непрерывности. Успешная эксплуатация подобных систем невозможна без изменения корпоративной культуры безопасности и переподготовки специалистов ИТ-отделов и служб КИПиА. Разрабатываются автоматизированные сценарии реагирования, которые при фиксации аномальной активности

мгновенно изолируют скомпрометированные узлы и перенаправляют управляющие команды через резервные каналы без прерывания основного технологического цикла.

Внедрение метрик киберустойчивости в систему ключевых показателей эффективности предприятия обеспечивает объективную оценку зрелости защитных контуров и обоснование целевых бюджетов на их развитие. Дальнейшая эволюция направления предполагает переход к архитектуре нулевого доверия в операционных технологиях, где каждый запрос к оборудованию проходит многофакторную проверку и поведенческий анализ в реальном времени [5].

Инженеры переходят от использования базовых антивирусных средств к анализу сетевой телеметрии и управлению векторами потенциальных атак. Внутренние учебные программы с применением аналитических консолей и тренажеров моделирования киберинцидентов ускоряют реакцию персонала на угрозы и повышают устойчивость к методам социальной инженерии. Перспективы развития направления включают создание адаптивных моделей, реагирующих на изменения сетевой топологии, и разработку отечественных стандартов обмена телеметрией безопасности для промышленного оборудования. [4]

ЛИТЕРАТУРА

1. Морозов И.В. Глубокий анализ промышленных протоколов в защищенных контурах АСУ ТП // Информационная безопасность. – 2022. – № 3. – С. 40-47.
2. Калинин П.А. Поведенческий мониторинг и выявление аномалий в автоматизированных системах // Системы безопасности. – 2023. – № 5. – С. 52-59.
3. Ассоциация специалистов по защите критической информации. Руководство по сегментации промышленных сетей. – М.: АЗКИ, 2023. – 110 с.
4. Волков С.Н. Моделирование кибератак на объекты инфраструктуры с применением виртуальных сред // Автоматизация и управление. – 2024. – № 4. – С. 65-72.
5. Кузнецов В.А., Морозова Е.С. Архитектура нулевого доверия в операционных технологиях: принципы построения и практическая реализация // Информационная безопасность России. – 2024. – № 2. – С. 33-41.

АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ МЕТОДАМИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ: АДАПТИВНОЕ ДОЗИРОВАНИЕ И ТЕРМОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Д.А. Мельникова, С.Р. Гаязова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В работе исследуются автоматизированные комплексы прецизионного управления закачкой реагентов, полимеров и теплоносителей в пласт. Проанализированы адаптивные алгоритмы дозирования на основе экспресс-анализа состава флюида и моделирования прогресса призабойной зоны. Показана

эффективность синхронизации нагнетательных и добывающих скважин в едином контуре регулирования для максимизации коэффициента извлечения нефти.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, адаптивное дозирование, термогазовое воздействие, синхронизация скважин, АСУТП, коэффициент извлечения нефти.

Управление закачкой химических реагентов и пара в традиционном исполнении часто опирается на фиксированные графики и ручные корректировки параметров, что неизбежно приводит к перерасходу дорогостоящих составов и неравномерному тепловому воздействию на продуктивный пласт. Переход к прецизионному управлению методами увеличения нефтеотдачи требует непрерывного сбора данных о физико-химических свойствах добываемой продукции и термодинамических характеристиках призабойной зоны. Основу современных решений составляют адаптивные дозирующие комплексы, оснащенные высокоточными расходомерами и датчиками вязкости. [1]

Анализ мгновенного состава флюида в сочетании с измерениями температуры, давления на устье и текущего дебита скважин позволяет строить многомерные модели фильтрационно-емкостных свойств пласта. Алгоритмы машинного обучения корректируют концентрации полимеров и поверхностно-активных веществ в реальном времени, компенсируя изменения минерализации и обводненности. При реализации термогазового воздействия автоматизированные системы регулируют паропроизводительность и оптимальное соотношение газ-вода, предотвращая термическое разрушение оборудования и обеспечивая равномерный прогрев пласта. [2]

Экономическая эффективность прецизионного управления подтверждается снижением расхода химических реагентов на 25–40 процентов, сокращением энергозатрат на генерацию пара и увеличением дебита добывающих скважин. Отраслевые исследования показывают, что внедрение адаптивных контуров повышает коэффициент извлечения нефти на 8–12 процентов, а совокупные операционные затраты на подготовку и закачку рабочих агентов уменьшаются на 18–25 процентов. Развертывание сенсорных сетей и дозирующего оборудования на удаленных месторождениях требует продуманной архитектуры передачи данных. [3]

Использование беспроводных протоколов с низким энергопотреблением и технологий граничных вычислений обеспечивает первичную обработку сигналов и агрегацию телеметрии непосредственно на скважинных контроллерах. Такой подход минимизирует нагрузку на спутниковые каналы связи и гарантирует стабильную работу мониторинговых систем при нестабильном электроснабжении. Интеграция предиктивных модулей с виртуальными пластовыми моделями создает единую платформу управления циклом разработки месторождения, где симуляция различных сценариев закачки, прогноз выноса реагентов и формирование рекомендаций по синхронизации работы нагнетательных и добывающих скважин выполняются автоматически.

Управление методами увеличения нефтеотдачи переходит от локальных задач к стратегическому инструменту оптимизации добычи. Реализация подобных систем требует пересмотра организационных процессов и подготовки геолого-технологического персонала. Специалисты переходят от ручного подбора концентраций к анализу диагностических отчетов и управлению пластовыми

процессами в режиме реального времени. Корпоративные учебные программы, включающие работу с аналитическими панелями и симуляторами закачки, ускоряют адаптацию сотрудников и повышают точность принимаемых технологических решений.

Автоматизация логистических процессов предполагает связь диагностических платформ с корпоративными системами планирования ресурсов для автоматического формирования заявок на поставку реагентов, расчета трудозатрат и оптимизации транспортных маршрутов. Подобная интеграция обеспечивает синхронизацию складских остатков с текущими потребностями промысла, исключая риски дефицита химических составов или их избыточного накопления. Алгоритмы предиктивного планирования учитывают сезонные ограничения, погодные условия и пропускную способность подъездных путей, формируя адаптивные графики поставок. При этом внедрение отечественных криптографических стандартов гарантирует защищенность каналов передачи коммерческой и технологической информации. Дальнейшее развитие направления связано с созданием самообучающихся моделей, учитывающих динамику характеристик пластовой жидкости, и унификацией стандартов обмена данными для отечественных систем автоматизации. [4, 5]

ЛИТЕРАТУРА

1. Петров В.Н. Прецизионное управление закачкой реагентов в системах увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 6. – С. 30-37.
2. Сидоров А.И. Адаптивные алгоритмы дозирования при термогазовом воздействии на пласт // Автоматизация и современные технологии. – 2023. – № 2. – С. 15-22.
3. Всероссийский научно-исследовательский институт нефтегазовой промышленности. Методические рекомендации по синхронизации работы нагнетательных и добывающих скважин. – М.: ВНИИ нефть, 2023. – 95 с.
4. Кузнецов Д.П. Граничные вычисления в управлении удаленными промыслами // Электротехника и электромеханика. – 2024. – № 3. – С. 48-55.
5. Морозов И.П., Лебедев Д.А. Цифровые цепочки поставок химических реагентов для методов увеличения нефтеотдачи // Автоматизация в промышленности. – 2024. – № 3. – С. 58-64.

КОГНИТИВНАЯ ЭРГОНОМИКА АРМ ОПЕРАТОРА: СНИЖЕНИЕ НАГРУЗКИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКИХ ОШИБОК В ЦЕНТРАХ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ

Д.А. Мельникова, К.С. Ерохина, С.Р. Гаязова

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена оптимизации человеко-машинного интерфейса в Центрах управления добычей. Рассмотрены системы динамической приоритизации алармов, адаптивные мнемосхемы и алгоритмы фильтрации второстепенных параметров. Проанализировано влияние эргономичного дизайна на скорость реакции операторов при аварийных ситуациях и снижение когнитивной нагрузки в стрессовых условиях.

Ключевые слова: когнитивная эргономика, АРМ оператора, динамическая приоритизация алармов, адаптивные мнемосхемы, человеческий фактор, ЦУД.

Стандартные интерфейсы автоматизированных систем управления технологическими процессами часто перегружены избыточной телеметрией, что провоцирует массовые срабатывания сигнализации и повышает вероятность ошибочных действий диспетчеров в критических ситуациях. Применение принципов когнитивной эргономики позволяет изменить способ подачи информации от сплошного потока данных к контекстно-зависимому отображению. Основой решений выступают системы динамической приоритизации уведомлений, которые автоматически ранжируют сообщения по степени угрозы и допустимому времени реакции. [1]

Анализ поведения операторов при работе с интерфейсом дополняется алгоритмами адаптивного скрывания второстепенных параметров. Мнемосхемы перестраиваются при переходе технологического процесса в нештатный режим: критически важные узлы выносятся на передний план, фоновые тренды сворачиваются, а цветовая палитра усиливает восприятие направления отклонений. Подобная организация визуального пространства снижает когнитивную нагрузку, сокращает время поиска необходимой информации и предотвращает ошибки, вызванные информационной перегрузкой. Практические результаты внедрения эргономичных рабочих мест демонстрируют ускорение принятия решений на 30–50 процентов и существенное снижение количества инцидентов, связанных с человеческим фактором. [2]

Отраслевые исследования подтверждают, что оптимизация интерфейсов в центрах управления добычей уменьшает частоту ошибочных переключений на 40–60 процентов, а затраты на обучение и адаптацию нового персонала снижаются на 20–30 процентов. Проектирование адаптивных систем требует детальной проработки пользовательских сценариев с учетом многозадачности диспетчеров. Использование технологий отслеживания взгляда и анализа микровзаимодействий позволяет калибровать интерфейсы под индивидуальные особенности восприятия конкретных специалистов. Такой подход минимизирует профессиональную утомляемость и обеспечивает стабильную работу мониторинговых комплексов в условиях длительных смен и переменного психофизиологического состояния персонала. [3]

Связка эргономических модулей с виртуальными моделями технологических процессов формирует комплексную среду поддержки принятия решений, где симуляция стрессовых сценариев, прогноз реакций оператора и автоматическая генерация подсказок по оптимальным действиям выполняются в реальном времени. Подобная архитектура позволяет системе автоматически фильтровать информационный шум, предлагая диспетчеру только те управляющие воздействия, которые действительно требуют его вмешательства в конкретный момент времени. Цифровые ассистенты анализируют психофизиологические маркеры утомления и динамически упрощают интерфейс при признаках снижения концентрации, предотвращая критические ошибки в условиях многозадачности [5].

В результате технологический персонал эволюционирует из оператора ручного регулирования в аналитика производственных процессов, чья основная задача смещается в область стратегического планирования и контроля качества автоматических сценариев. Для закрепления новых компетенций необходимо внедрять цикличные программы повышения квалификации с использованием имитационных тренажеров, отрабатывающих навыки работы с адаптивными рекомендациями в условиях искусственно смоделированных аварийных режимов.

Специалисты переходят от постоянного мониторинга множества датчиков к управлению приоритетами и анализу контекстных сводок. Внутренние учебные программы с применением адаптивных панелей и тренажеров аварийных ситуаций сокращают период адаптации сотрудников и повышают их устойчивость к стрессовым факторам. Автоматизация документооборота предполагает интеграцию интерфейсов с системами регистрации событий для автоматического формирования отчетов об инцидентах и оптимизации графиков смен. Перспективы развития направления включают создание интеллектуальных ассистентов, адаптирующих сложность подаваемой информации к уровню компетенций оператора, и разработку отечественных стандартов юзабилити для промышленных систем управления. [4]

ЛИТЕРАТУРА

1. Орлов Д.С. Динамическая приоритизация алармов в центрах управления технологическими процессами // Автоматизация в промышленности. – 2022. – № 7. – С. 22-29.
2. Белов А.Н. Когнитивная эргономика промышленных интерфейсов: методы снижения нагрузки на оператора // Эргономика и дизайн. – 2023. – № 4. – С. 38-45.
3. Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова. Рекомендации по проектированию адаптивных мнемосхем АСУ ТП. – М.: ИПУ РАН, 2023. – 84 с.
4. Смирнов П.В. Виртуальные тренажеры для подготовки операторов центров управления добычей // Вестник автоматизации. – 2024. – № 1. – С. 50-57.
5. Лебедев К.А., Орлов М.С. Адаптивные человеко-машинные интерфейсы в системах диспетчеризации добычи // Промышленная автоматизация и приборы. – 2024. – № 2. – С. 41-48.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОЙ БАЛАНСИРОВКИ И УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА: ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ

Д.А. Мельникова, С.Р. Газзова, К.С. Ерохина

СамГТУ, г. Самара, Россия, sabrina.tuxfatullina@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются автоматизированные системы распределения потоков попутного нефтяного газа между компрессорными станциями, установками подготовки и факельными системами. Проанализированы алгоритмы оптимизации загрузки газопоршневых агрегатов, минимизации сжигания в рамках экологических квот и коммерческого учета газа в реальном времени. Обоснована эффективность управления давлением в газовых шапках резервуаров.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, внутрипромысловая балансировка, утилизация ПНГ, оптимизация загрузки, экологические квоты, коммерческий учет.

Традиционные схемы управления попутным нефтяным газом на многих промыслах сталкиваются с хроническим рассогласованием между объемами попутной добычи и проектными мощностями газоперерабатывающих установок, что вынуждает эксплуатационные службы прибегать к аварийному сжиганию избытков на факельных хозяйствах или принудительному ограничению дебита скважин. Переход к автоматизированной внутрипромысловой балансировке устраняет данные дисбалансы за счет перевода газовых потоков в режим динамического перераспределения в реальном времени. Основой данного подхода выступают программно-аппаратные комплексы непрерывного мониторинга состава, давления и температурных параметров, интегрированные с предиктивными контроллерами оптимизации загрузки компрессорного парка. [1]

Алгоритмическое ядро систем балансировки оперирует многомерной моделью промысловой газотранспортной сети, формируемой на базе телеметрии нагнетательных узлов, данных коммерческого учета и показателей состояния газовых шапок товарных резервуаров. Машинное обучение анализирует исторические тренды и текущие возмущения, автоматически вычисляя оптимальные маршруты перекачки и корректируя уставки частотных преобразователей на газопоршневых установках. Подобная стратегия позволяет удерживать давление в сепарационном оборудовании в заданных коридорах, исключая как избыточную компрессию, так и просадки, ведущие к нарушению технологического регламента подготовки нефти. [2]

Внедрение автоматизированного управления газовыми потоками приносит измеримый экономический и экологический эффект, выражающийся в сокращении объемов сжигаемого попутного газа на сорок–семьдесят процентов и пропорциональном снижении энергозатрат на привод компрессоров. Отраслевая статистика подтверждает, что динамическое распределение потоков уменьшает штрафы за превышение экологических квот практически до нуля, а совокупные операционные расходы на обслуживание газосборных сетей падают на четверть–треть за счет минимизации внеплановых ремонтов и оптимизации режимов работы оборудования. [3]

Техническая реализация балансировочных комплексов на территориально распределенных месторождениях требует применения устойчивых к помехам каналов передачи данных и прецизионных средств измерений. Установка ультразвуковых расходомеров с функцией автоматической компенсации состава газовой смеси в сочетании с граничными вычислительными узлами обеспечивает верификацию потоков непосредственно в точках учета. Локальная обработка телеметрии исключает зависимость от качества спутниковой связи и гарантирует непрерывность коммерческого учета даже при кратковременных разрывах соединения с диспетчерским центром. [4]

Связка модулей оптимизации с виртуальными копиями газопроводной инфраструктуры создает единую цифровую среду управления активами, где имитационное моделирование различных сценариев добычи и прогнозирование нагрузки на установки подготовки газа выполняются в автоматическом цикле. Подобная архитектура трансформирует утилизацию попутного нефтяного газа из статьи экологических издержек в инструмент коммерческой монетизации, позволяя гибко перенаправлять сырье между линиями компремирования, модулями осушки и точками подключения к магистральным сетям в зависимости от текущей рыночной конъюнктуры и технологических ограничений.

Эффективная эксплуатация описанных систем невозможна без адаптации внутренних регламентов и повышения квалификации персонала, занимающегося технологическим и коммерческим учетом газа. Специалисты переходят от ручного регулирования задвижек к управлению балансowymi матрицами и анализу предиктивных рекомендаций. Корпоративные учебные программы, включающие симуляторы газораспределения и работу с аналитическими консолями, ускоряют адаптацию диспетчеров и инженеров. Интеграция балансировочных платформ с системами предприятия автоматизирует формирование заявок на техническое обслуживание, расчет трудозатрат и логистику ремонтных бригад. Дальнейшее развитие направления предполагает создание адаптивных нейросетевых компенсаторов, учитывающих сезонные изменения состава газа, и разработку единых отечественных протоколов обмена данными между системами коммерческого учета и технологического управления. [5]

ЛИТЕРАТУРА

1. Волков А.Н. Автоматизация систем сбора и утилизации попутного нефтяного газа // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 3. – С. 45-52.
2. Лебедев С.И., Тарасов П.В. Предиктивная оптимизация загрузки компрессорных станций на нефтяных промыслах // Автоматизация в промышленности. – 2023. – № 1. – С. 28-35.
3. Министерство природных ресурсов и экологии РФ. Методические рекомендации по расчету экологических квот на сжигание попутного газа. – М.: Минприроды, 2023. – 98 с.
4. Кузнецов Д.П. Граничные вычисления в системах коммерческого учета углеводородов // Промышленная энергетика. – 2024. – № 2. – С. 60-67.
5. Соколов Р.В. Цифровые двойники газотранспортных сетей промысла: принципы построения и применения. – СПб.: Недропользование, 2023. – 185 с.

УДК 004.932:681.2

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАСПОЗНАВАНИЯ ПОКАЗАНИЙ
АНАЛОГОВЫХ ПРИБОРОВ (МАНОМЕТРЫ, ТЕРМОМЕТРЫ)
ПО ИЗОБРАЖЕНИЮ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ОБХОДОВ В
НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ**

А.А. Жалилова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: odinanya@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается проектирование система, предназначенная для автоматического распознавания показаний стрелочных манометров и термометров по фотографиям, сделанным оператором в ходе обхода технологических объектов. Описан сквозной процесс «обход → снимок → распознавание → верификация → запись в журнал». Приведены архитектура модели данных, подходы к калибровке шкал, методы детекции типовых искажений (блики, наклон, размытость) и сценарии обработки ошибок. Определены критерии приёмки MVP для 5–10 типовых шкал и требования к прослеживаемости данных. Результаты могут быть использованы при создании мобильных АРМ обходчиков в составе АСУ ТП нефтегазовых предприятий. **Ключевые слова:** компьютерное зрение, распознавание показаний, стрелочные приборы, автоматизация обходов, манометры, термометры, цифровизация КИПиА.

Актуальность разработки подобной системы обусловлена сохраняющейся дихотомией в оснащении нефтегазовых объектов. С одной стороны, отрасль демонстрирует высокие темпы цифровой трансформации. К 2026 году активно внедряются «умные» датчики с цифровыми интерфейсами (HART, Profibus), системы предиктивной аналитики на основе промышленного интернета вещей (IIoT), а также российские программно-технические комплексы для импортозамещения АСУ ТП. По данным на 2023 год, около 65% нефтегазовых компаний уже использовали цифровые платформы для мониторинга КИПиА, и к 2026-2027 годам этот показатель, по прогнозам, превысил 85%.

С другой стороны, одновременно с этим на предприятиях сохраняется значительный парк аналоговых стрелочных приборов — манометров и термометров. Их главным преимуществом является способность работать без внешнего питания, что делает их критически важным резервным каналом контроля на удаленных и взрывоопасных объектах. К тому же, процесс их полной замены требует значительных капитальных затрат.

В результате, ежедневные обходы оборудования по-прежнему включают визуальное снятие показаний с этих приборов. Хотя ведущие компании уже внедряют мобильные АРМ для планирования и контроля обходов, которые сокращают время и повышают достоверность данных, фиксация показаний со стрелочных приборов зачастую остается ручной, что влечет за собой неизбежные субъективные ошибки считывания, пропуски и задержки в передаче данных. Ручной обход с записью

показаний занимает до двух с половиной часов на маршрут, причём до тридцати процентов этого времени тратится не на само считывание, а на оформление записей и перенос данных в отчётные формы.

Научная значимость работы заключается в разработке гибридного подхода к распознаванию стрелочных приборов, который сочетает классические методы компьютерного зрения (детекцию окружностей и линий) с оптическим распознаванием символов для цифровых меток и вероятностной оценкой уверенности. Такой подход особенно актуален в контексте перехода на отечественное ПО, когда решения должны быть эффективными и не требовать дорогостоящих вычислительных ресурсов.

Проблема автоматического считывания стрелочных приборов активно исследуется в рамках компьютерного зрения. Ранние работы (Liu et al., 2012) [2] использовали преобразование Хафа для детекции окружности и стрелки с последующим пересчётом угла. Более современные подходы применяют свёрточные нейронные сети для локализации шкалы (Mask R-CNN) и распознавания цифровых меток [3]. Однако для промышленного применения критичны устойчивость к засветке, наклону камеры и размытию, а также низкие требования к вычислительным ресурсам на мобильных устройствах. В работах [4] предложены гибридные методы: OCR для меток и геометрическая калибровка угла стрелки, что обеспечивает достаточную точность при меньших затратах на обучение. Научная значимость настоящего исследования заключается в разработке архитектуры, сочетающей детекцию типовых искажений, пороговую уверенность и чёткую модель верификации для нефтегазового контекста, где требуется полная прослеживаемость.

Целью проектирования является разработка архитектуры системы, реализующей сквозной процесс, который включает в себя этапы обхода оператора с мобильным устройством, получение фотографии прибора, автоматическое распознавание показания, проверку результата оператором и запись верифицированного значения в электронный журнал. Система должна поддерживать не менее пяти и не более десяти типовых шкал манометров и термометров, наиболее распространённых на объектах нефтегазовой отрасли, а именно манометры с диапазонами от нуля до шести, от нуля до десяти, от нуля до шестнадцати и от нуля до двадцати пяти мегапаскалей, а также термометры с диапазонами от нуля до ста и от нуля до двухсот градусов Цельсия.

Для каждого типа шкалы требуется описать геометрические параметры (углы начала и конца шкалы, координаты центра, радиус) и задать соответствие между угловым положением стрелки и значением параметра. В процессе распознавания система должна оценивать качество полученного изображения, детектировать три типа типовых искажений — блики, наклон или перспективное искажение, а также размытость — и в зависимости от степени выраженности этих искажений либо выполнять коррекцию, либо запрашивать повторный снимок. Для каждого распознанного показания должна вычисляться интегральная уверенность, на основе которой система автоматически принимает решение о возможности автозаписи, необходимости ручной верификации или обязательном повторном снимке. Наконец, требуется разработать модель данных, обеспечивающую полную прослеживаемость всех операций: хранение исходного фото, времени съёмки, идентификатора

оператора, вычисленного значения, статуса верификации, а при исправлении — причины коррекции.

Математическая модель распознавания

Для каждого прибора в каталоге задаётся тип шкалы с параметрами: центр окружности (x_c, y_c) , радиус R , углы начала и конца шкалы $\theta_{min}, \theta_{max}$ (в градусах, от вертикали или горизонтали), соответствие углов значениям V_{min}, V_{max} . Стрелка детектируется как отрезок от центра к точке с максимальным удалением в полярной системе координат после выделения контуров. Угол стрелки θ_{arrow} вычисляется по направлению главной компоненты бинаризованной маски стрелки.

Значение показания:

$$V = V_{min} + \frac{(\theta_{max} - \theta_{min})}{(\theta_{arrow} - \theta_{min})} \times (V_{max} - V_{min}) \quad (1)$$

При нелинейных шкалах применяется кусочно-линейная интерполяция по опорным меткам, распознанным с помощью Tesseract OCR (предварительное выравнивание текста). Для OCR меток выполняется аффинное преобразование фрагмента шкалы в прямоугольную область.

Оценка уверенности

Для автоматического принятия решения о необходимости участия оператора вводится интегральный коэффициент уверенности, принимающий значения от нуля до единицы. Данный коэффициент объединяет три компоненты: успешность распознавания цифровых меток шкалы, целостность и правильность формы выделенной стрелки, а также семантическую правдоподобность полученного значения относительно нормального рабочего диапазона прибора.

Первая компонента определяется как отношение числа успешно распознанных цифровых меток к общему числу ожидаемых меток для данного типа шкалы. Для всех поддерживаемых шкал задаётся от двух до четырёх опорных меток, например значения ноль, два, четыре и шесть мегапаскалей для манометра. Если распознано менее двух меток, эта компонента обнуляется, поскольку калибровка становится ненадёжной.

Вторая компонента характеризует геометрическое качество стрелки. Она вычисляется через среднеквадратичное отклонение ширины стрелки вдоль её длины. Для этого вдоль оси стрелки от центра до кончика берётся двадцать равноотстоящих сечений, в каждом из которых измеряется ширина контура в пикселях. Чем меньше разброс этих ширин, тем более ровной и целостной является стрелка. Компонента принимает значение единица при нулевом разбросе и линейно уменьшается до нуля при достижении разбросом эмпирического порога, равного трём пикселям для типового разрешения снимка. Если разброс превышает порог, компонента принудительно зануляется, так как это указывает на разрывы контура или наличие ложных фрагментов.

Третья компонента оценивает, насколько вычисленное значение отклоняется от нормального рабочего диапазона, заданного службой КИПиА. Если значение попадает внутрь нормального диапазона, компонента равна единице. В противном случае она вычисляется как экспоненциальная функция от расстояния до ближайшей границы нормального диапазона, нормированного на половину ширины этого диапазона. Такая нелинейная зависимость позволяет мягко штрафовать аномалии, но не отвергать их полностью, поскольку выход параметра за пределы нормы может быть следствием нештатной, но допустимой технологической ситуации.

Интегральный коэффициент уверенности вычисляется как взвешенная сумма трёх компонент. Веса подобраны теоретически, исходя из предположения, что цифровые метки являются наиболее надёжным источником информации о калибровке, поэтому их вес принимается равным 0,4, тогда как веса для качества стрелки и нормального диапазона устанавливаются по 0,3. На основе интегрального коэффициента система принимает решение: при значении 0,85 и выше показание считается надёжным и может быть автоматически записано в журнал без участия оператора; при значении от 0,60 до 0,85 требуется ручная верификация оператора с отображением на экране сомнительных компонент; при значении ниже 0,60 система рекомендует выполнить повторный снимок, указывая вероятную причину низкого качества.

Детекция и обработка типовых искажений

Для каждого полученного снимка параллельно выполняются три алгоритма детекции искажений. Детектор бликов анализирует гистограмму яркости в области, соответствующей шкале прибора. Если доля пикселей с яркостью, близкой к максимальной (например, выше 240 в восьмибитном представлении), превышает пятнадцать процентов, фиксируется наличие блика. Детектор наклона вычисляет эксцентриситет эллипса, которым аппроксимируется корпус прибора. При эксцентриситете более 0,2 снимок считается имеющим значительный наклон или перспективное искажение. Детектор размытости основан на вычислении дисперсии отклика оператора Лапласа: для области шкалы вычисляется средняя величина градиента, и если она составляет менее пятнадцати процентов от эталонного значения, полученного на чётких снимках, изображение признаётся размытым.

Реакция системы на каждый тип искажения зависит от его выраженности. При обнаружении блика оператору выводится инструкция изменить угол съёмки или источник освещения, после чего предлагается сделать повторный снимок. При обнаружении наклона система сначала пытается применить аффинное преобразование для выравнивания изображения; если после коррекции интегральная уверенность не достигает порога 0,7, снимок направляется на ручную верификацию. При обнаружении размытости система предлагает оператору сделать повторный снимок, удерживая устройство неподвижно. Во всех случаях причина, по которой снимок не был принят автоматически, сохраняется в специальном журнале качества для последующего анализа службой контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Модель данных для аудита и прослеживаемости

Для обеспечения полной прослеживаемости всех операций проектируется реляционная модель данных, нормализованная до третьей нормальной формы. Основными сущностями являются объект оборудования (установка или площадка), прибор (с указанием типа, диапазона, единиц измерения, нормального рабочего интервала и класса точности), тип шкалы (с геометрическими параметрами и привязкой меток), показание и событие качества. Каждое показание включает в себя идентификатор прибора, временную метку, значение, полученное автоматически, итоговое значение после возможной коррекции оператором, интегральную уверенность, статус верификации (автоматическое, подтверждённое, исправленное), идентификатор оператора, URL-ссылку на сохранённое исходное фото, а при наличии исправления — причину коррекции и идентификатор верифицировавшего оператора с временем верификации. Такая структура позволяет в любой момент восстановить историю изменения показаний и выявить источники потенциальных ошибок.

Практическая значимость, предложения и планируемые результаты

Разработанная архитектура системы имеет выраженную практическую значимость для нефтегазовых предприятий. Планируется, что внедрение системы позволит сократить время обхода одного прибора с пятнадцати-двадцати секунд при ручном снятии до пяти-семи секунд при автоматическом распознавании, что при обходе двухсот приборов даст экономию времени более часа на смену. Предполагается, что доля показаний, принимаемых автоматически без ручной верификации, при нормальных условиях съёмки составит не менее девяноста процентов, а для оставшихся десяти процентов оператор будет затрачивать на верификацию не более пяти секунд на показание.

В качестве основных предложений по реализации системы рассматривается использование мобильного приложения под управлением Android с библиотеками OpenCV для обработки изображений и Tesseract для OCR, а также серверной части на базе Python FastAPI и PostgreSQL. Проектируются следующие функциональные экраны пользовательского интерфейса: карточка прибора с отображением диапазона, единиц измерения и истории показаний; экран обхода в виде маршрутного листа с кнопками съёмки для каждого прибора; экран проверки распознавания, где на фотографию накладывается детектированная стрелка и предлагается подтвердить или исправить значение; журнал показаний с фильтрацией по дате, прибору и статусу верификации; а также отчёт по ошибкам распознавания, группирующий события по типам искажений и приборам. Прототипирование интерфейса предполагается выполнить в среде Figma для последующего юзабилити-тестирования с участием операторов обхода.

Планируемые критерии приёмки системы включают допустимую погрешность распознавания, которая для приборов класса точности 1,5 не должна превышать полутора процентов от диапазона шкалы, что соответствует погрешности визуального отсчёта обученным оператором. Доля автоматически записанных показаний, не потребовавших ручной правки, в нормальных условиях съёмки должна составлять не

менее девяноста процентов. Время на ручную верификацию одного показания не должно превышать пяти секунд, а время на исправление ошибочно распознанного значения — десяти секунд. При умеренном наклоне камеры (до пятнадцати градусов) доля успешного распознавания должна быть не ниже восьмидесяти пяти процентов.

Ожидаемыми результатами проектирования являются спецификация сквозного процесса «обход — снимок — распознавание — проверка — запись», каталог не менее чем десяти типовых шкал с полным геометрическим описанием и правилами калибровки, детальные сценарии обработки трёх типовых ошибок качества изображения с указанием порогов детекции и рекомендуемых действий оператора, а также формальное описание модели данных для журнала обхода, удовлетворяющее требованиям промышленного аудита. Все эти материалы могут быть использованы при последующей разработке промышленного образца системы и её интеграции с существующими АСУ ТП, MES и CMMS.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров В.Г., Соловьёв А.А. Анализ потерь при ручных обходах нефтегазовых объектов // Нефтегазовое дело. – 2023. – №4. – С. 45–52.
2. Liu C., Zhang Y., Wang K. A novel approach for analog gauge reading based on computer vision // 2012 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation. – P. 1322–1326.
3. Smith J., Lee K. Automated reading of analog gauges using deep learning // IEEE Transactions on Industrial Informatics. – 2021. – Vol. 17, № 3. – P. 1987–1995.
4. Иванов П.А. Гибридные методы распознавания стрелочных приборов для мобильных устройств // Информационные технологии в промышленности. – 2024. – №2. – С. 24–33.
5. ГОСТ 2405-88. Манометры показательные. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2005.

**СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ**

**ФОРМИРОВАНИЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ У
СТУДЕНТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОФИЛЯ: РОЛЬ ВИРТУАЛЬНОЙ
РЕАЛЬНОСТИ В ОБРАЗОВАНИИ**

Д.А. Мельникова, О.С. Бушуева

Самарский государственный технический университет¹

г. Самара, Россия

e-mail: melnikovada1988@mail.ru, troshina.os@bk.ru

Аннотация. В статье исследуются дидактические возможности и ограничения применения технологий виртуальной реальности (VR) в процессе профессиональной подготовки студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». Основное внимание уделяется анализу потенциала VR-сред для формирования стрессоустойчивости, отработки практических навыков в условиях, имитирующих реальные производственные риски, и минимизации учебного стресса. Рассмотрены психофизиологические аспекты иммерсивного обучения и предложены методические рекомендации по интеграции VR в образовательный процесс.

Ключевые слова: виртуальная реальность, высшее образование, профессиональная подготовка, нефтегазовое дело, стрессоустойчивость, иммерсивное обучение.

Актуальность внедрения инновационных образовательных технологий в подготовку инженерных кадров для нефтегазовой отрасли обусловлена высокими требованиями к профессиональной компетентности и психофизиологической надежности будущих специалистов [1]. Студенты направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» уже на этапе обучения сталкиваются с необходимостью усвоения знаний о сложных, опасных производственных процессах, что зачастую сопряжено с повышенной когнитивной нагрузкой и формированием учебного стресса [2]. Традиционные методы обучения не всегда способны обеспечить безопасное и эффективное погружение в профессиональный контекст, связанный с нештатными ситуациями. В этой связи представляется перспективным использование технологий виртуальной реальности (VR) как инструмента, моделирующего профессиональную среду и способствующего формированию адаптационных ресурсов студентов.

Современные VR-технологии, основанные на принципах полного сенсорного погружения, предоставляют уникальные возможности для создания интерактивных учебных симуляторов [3]. В отличие от пассивных форм обучения, иммерсивная среда активизирует мультисенсорное восприятие, эмоциональную вовлеченность и практико-ориентированное мышление, что критически важно для усвоения профессиональных алгоритмов действий в условиях неопределенности [4]. Для нефтегазовой отрасли, где ошибки персонала могут иметь катастрофические последствия, VR-тренажеры позволяют многократно и безопасно отрабатывать навыки реагирования на аварийные ситуации, управления технологическим процессом и проведения ремонтных работ на опасных объектах.

Ключевым преимуществом VR в образовательном процессе является возможность дозированного и педагогически управляемого предъявления стрессогенных факторов. Студент может поэтапно, под контролем преподавателя и встроенных алгоритмов обратной связи, адаптироваться к усложняющимся условиям виртуального сценария. Это способствует не только накоплению профессионального опыта, но и развитию психологической устойчивости, снижению тревожности перед будущей реальной деятельностью [5]. Исследования в области педагогической психологии показывают, что обучение в иммерсивных средах способствует лучшему долгосрочному запоминанию информации (до 75% по сравнению с 10% при чтении лекций) и формированию устойчивых моторных навыков [6].

Однако длительное и нерегламентированное использование VR-технологий сопряжено с рядом рисков для психофизиологического состояния обучающихся. К ним относятся киберболезнь (симптомы, схожие с укачиванием), зрительное утомление, дезориентация, а в некоторых случаях – усиление тревожности или синдром деперсонализации [7]. Особое внимание в образовательном процессе следует уделять эргономике, продолжительности сеансов (рекомендуется не более 20-30 минут непрерывной работы) и обязательному проведению пост-иммерсивного анализа опыта совместно с педагогом [8].

Таким образом, интеграция VR в учебный план направления «Нефтегазовое дело» должна быть системной и методически обоснованной. Она предполагает:

1. Разработку библиотеки VR-симуляторов, соответствующих профессиональным стандартам и типовым опасным ситуациям в отрасли.
2. Включение в учебные модули занятий по стресс-менеджменту и рефлексии виртуального опыта.
3. Подготовку преподавательского состава к работе в новых технологических и педагогических условиях.

Выводы:

1. Технологии виртуальной реальности обладают значительным педагогическим потенциалом для формирования профессиональных компетенций и стрессоустойчивости у студентов нефтегазового профиля, обеспечивая безопасное погружение в моделируемые производственные условия.
2. Эффективность применения VR в образовании напрямую зависит от методического сопровождения, дозирования учебной нагрузки и сочетания иммерсивных практик с психолого-педагогической поддержкой.
3. Перспективным направлением дальнейших исследований является разработка критериев оценки сформированности профессиональной устойчивости и адаптация VR-контента под индивидуальные образовательные траектории студентов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инновационные технологии в образовательной деятельности : Материалы XXVII Международной научно-методической конференции, Нижний Новгород, 06 февраля 2025 года. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный

технический университет им. Р.Е. Алексева, 2025. – 516 с. – ISBN 978-5-502-01860-9. – EDN ZCPEOS.

2. Ким, А. А. Учебный стресс и его особенности / А. А. Ким // Инновационные технологии и образование : Материалы международной научно-практической конференции. В 2 частях, Минск, 28 апреля 2022 года. Том Часть 2. – Минск: Белорусский национальный технический университет, 2022. – С. 117-120. – EDN NCKHBY.

3. Волкова, М. М. Применение виртуальных тренажеров для обучения специалистов нефтегазовой отрасли / М. М. Волкова, Р. А. Манурова, Д. Н. Шайдулина // Вестник Технологического университета. – 2019. – Т. 22, № 4. – С. 115-121. – EDN VGVUGC.

4. Мальцева Светлана Михайловна, Софонов Дмитрий Алексеевич, Нагорнов Евгений Александрович ИММЕРСИВНОЕ ОБУЧЕНИЕ: ПЕРСПЕКТИВЫ И ВЫЗОВЫ ВНЕДРЕНИЯ VR/AR/MR ТЕХНОЛОГИЙ В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС // Проблемы современного педагогического образования. 2024. №85-1.

5. Рахманов, Ф. Г. Применение имитационных виртуальных тренажеров в процессе профессионального обучения / Ф. Г. Рахманов // Молодой ученый. – 2015. – № 9(89). – С. 1173-1175. – EDN TRNFOB.

6. Платонова Айше Вадимовна ИММЕРСИЯ В ОБРАЗОВАНИИ: НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ЭФФЕКТИВНОМУ ОБУЧЕНИЮ // Проблемы современного педагогического образования. 2025. №87-1.

7. Григорьева И. В., Григорьев М. Э. Анализ рисков и угроз применения технологий виртуальной, дополненной и смешанной (VR/AR/MR) реальности студентами // Психическое здоровье семьи: российские традиции и современные подходы к оказанию помощи. 2024. №1.

8. Карев, Б.А. Иммерсивные технологии как часть новой образовательной реальности и их применение в общеобразовательной школе / Б.А. Карев, В.О. Прокопцев // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: гуманитарные науки. - 2021. - № 04(2). - С. 71-74

УДК 303.732.4

**ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ
ПРИБЫЛЬЮ НЕФТЯНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ ЗА СЧЕТ КАДРОВОГО
ОБЕСПЕЧЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»)**

П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова

СамГТУ, Самара, Россия, tuponosova.ep@mail.ru

**BUILDING THE MATHEMATICAL MODEL OF OIL ENTERPRISE PROFIT
MANAGEMENT THROUGH HUMAN RESOURCES SUPPORT
(ON THE EXAMPLE OF SURGUTNEFTEGAZ PJSC)**

P.A. Golovanov, E.P. Tuponosova

SamGTU, Samara, Russia, tuponosova.ep@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрена деятельность нефтяного предприятия и проанализированы данные по работе ПАО Сургутнефтегаз. На основе математического моделирования оценивается влияние подготовки кадров и кадрового обеспечения на эффективность деятельности предприятия. Математические модели строятся в степенном и полиномиальной форме, где выходным фактором является прибыль, а входными параметрами являются: среднесписочная численность персонала и расходы на персонал. Проведено сравнение исходных статистических данных и расчетных и построен прогноз по модели. Выявлены приоритетные факторы, влияющих на увеличение прибыли в ПАО Сургутнефтегаз: среднесписочная численность персонала и расходы на персонал и предложены рекомендации для увеличения прибыли предприятия воздействием на кадровое обеспечение.

Ключевые слова: кадровое обеспечение, среднесписочная численность персонала, ПАО Сургутнефтегаз, прибыль, расходы на персонал, прогноз, вуз.

Одним из крупнейших нефтяных и газодобывающих предприятий Российской Федерации является публичное акционерное общество Сургутнефтегаз (ПАО Сургутнефтегаз). Его история отсчитывается с 1993 года, оно базируется в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Сургут, головной офис компании находится также в Сургуте [1].

Основными видами деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» являются: разведка, добыча и переработка нефти и газа, сбыт углеводородного сырья, продуктов переработки нефти и газа. 99,2% - уровень использования природного газа, 6,6 % отечественной переработки приходится на СНГ, 14,7% - объем эксплуатационного бурения, 10,4% - объем добычи нефти.

Деятельность данной организации специализируется на трех российских нефтяных месторождениях: Западно-Сибирского, Восточно-Сибирского и Тимано-Печорского. Отличительной особенностью ПАО Сургутнефтегаз является полный цикл работ: компания осуществляет деятельность по поиску, геолого-разведочным,

добывающим (нефтяным и газовым), буровым и научным направлениям, а так же сбытом и продажей продукции. В 2024 году численность персонала ПАО Сургутнефтегаз составляла 108,3 тыс. человек, 90,6% из которых работало в разведке и добыче углеводородов, 6,7% работало в сфере переработки нефти, 2,7% работало в сфере сбыта нефтепродуктов.

Анализ публикаций по деятельности Сургутнефтегаз приведен в работе [2], финансовых показателей и оценка инвестиционной привлекательности - в работах [3-5], эффективность функционирования нефтедобывающего управления - в работе [6]. Вопросам кадровой политики уделено не много публикаций, но, например, в работе [7] рассмотрены вопросы разработки мероприятий совершенствования кадровой политики предприятия, автор рассматривает работу с персоналом, которая в свою очередь ориентирована на получение как экономического, так и социального эффекта, при условии соблюдения действующего законодательства[7]. По результатам проведенного обзора можно сделать вывод, что работ по вопросам подготовки специалистов, обучения сотрудников и переподготовки недостаточно.

В данной работе предлагается оценить с помощью математического моделирования влияние подготовки кадров и кадрового обеспечения на уровень прибыли Сургутнефтегаз, с целью повышения эффективности его деятельности.

Для построения математической модели использовался статистический метод регрессионного анализа, где зависимой переменной является прибыль Сургутнефтегаз (Y), а входными показателями являются: среднесписочная численность персонала, тыс. человек (x_1) и расходы на персонал, млрд.руб. x_2 . Математическая модель строится в степенном виде (1)[8-9]:

$$Y = A \cdot x_1^\alpha \cdot x_2^\beta, \quad (1)$$

где α , β - функции эластичности; A - масштабный коэффициент[10].

На основе открытых данных с 2015 по 2023 год (представленных в Таблице 1) по прибыли ПАО Сургутнефтегаз построим математическую модель (1). Для приведения нелинейной степенной модели к линейному виду и определению эластичностей α и β и масштабного коэффициента A , прологарифмируем исходные значения. Расчет коэффициентов математической модели (1) производится с помощью инструмента «Анализ данных» в Microsoft Excel по разделу анализа «Регрессия».

Таблица 1 – Исходные данные

Год	Показатели					
	x_1	x_2	Y	$\ln(x_1)$	$\ln(x_2)$	$\ln(Y)$
2015	118	81,2	1274,2	4,770684624	4,396915247	7,15007381
2016	117	86,9	1222,1	4,762173935	4,464758032	7,108325969
2017	116	98	1364,4	4,753590191	4,584967479	7,218470051
2018	112,8	101,5	1667	4,725616339	4,620058798	7,418780883
2019	112,8	113,7	1815	4,725616339	4,733563401	7,503840747
2020	111,9	120,5	1582	4,717301726	4,791649753	7,366445148

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Год	Показатели					
	x_1	x_2	Y	$\ln(x_1)$	$\ln(x_2)$	$\ln(Y)$
2021	112,5	136,65	1769	4,722375277	4,917422912	7,478169694
2022	113	152,8	2356	4,727387819	5,029129877	7,764720545
2023	113	151,2	2245	4,727387819	5,018603464	7,7164608

Параметры модели (1) идентифицируются методом наименьших квадратов, после логарифмирования получаем следующие значения: $\alpha = -0,3$, $\beta = 0,91$ и $A = 92,99$. С учетом рассчитанных коэффициентов, математическая модель (1) будет иметь вид (2):

$$Y = 92,99x_1^{-0,3} \cdot x_2^{0,91}, \quad (2)$$

В таблице (2) представлены фактические и полученные значения по математической модели прибыли в ПАО Сургутнефтегаз.

Таблица 2 – Фактическая и расчетная прибыль

Год	Фактическая прибыль, млрд руб	Расчетная прибыль, млрд руб
2015	1274,2	1212,363868
2016	1222,1	1293,315561
2017	1364,4	1447,386329
2018	1667	1507,380651
2019	1815	1672,261674
2020	1582	1767,969598
2021	1769	1980,421442
2022	2356	2190,089
2023	2245	2169,106749

Оценка качества моделирования проводится с помощью коэффициента детерминации, $R^2 = 0,86$. Качество моделирования хорошее, видна зависимость прибыли от среднесписочной численности персонала и расходов на специалистов, подтверждается достоверностью 86%. На основе полученных данных построим график (рисунок 1):

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

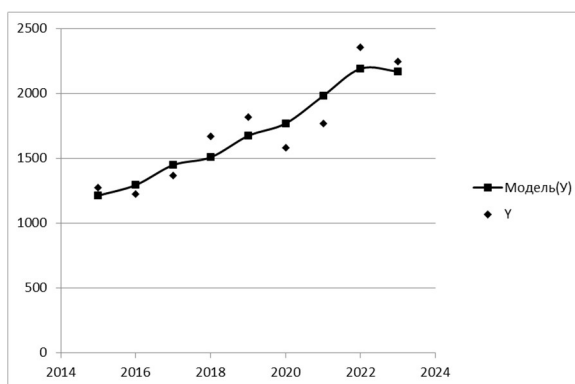


Рисунок 1 – Математическая модель (фактические и расчетные данные)

Из анализа исходных данных (рисунок 1) видно, что Y - прибыль ПАО Сургутнефтегаз в окрестностях 2016 и 2020 года падает, на модели это соответствует участкам с замедлением темпов роста.

Для оценки прогноза изменения входного параметра - численности персонала (X_1) построим полиномиальную математическую модель 4 порядка (3), определив период прогнозирования на 3 года до 2026. Она показана на рисунке 2) расчетом в Excel по формуле (3):

$$x_1 = -0,0164t^4 + 0,3394t^3 - 2,1661t^2 + 3,63,6t + 116,18 \quad (3)$$

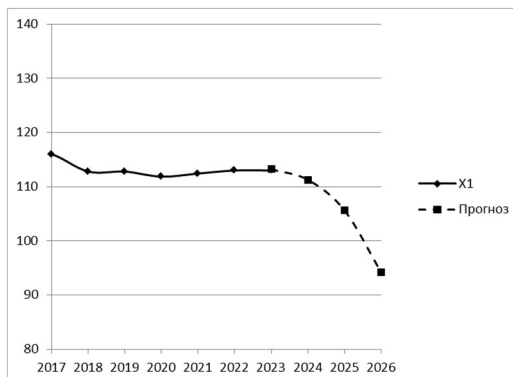


Рисунок 2 - Прогноз численности персонала X_1

Из модельного прогноза видно, что количество персонала будет сокращаться (отдавая приоритет повышению его качественного уровня).

Прогноз расходов на персонал в ПАО Сургутнефтегаз (X_2) (рисунок 3) получен с помощью полиномиальной линии тренда 3 порядка в Excel по формуле (4):

$$x_2 = -0,1303t^3 + 2,2352t^2 - 1,4786t + 81,748 \quad (4)$$

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

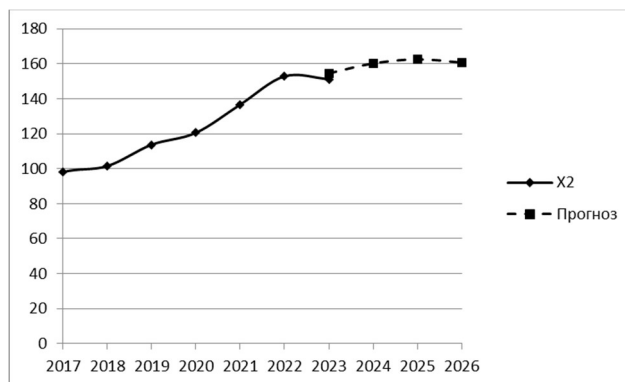


Рисунок 3 - прогноз расходов на персонал в ПАО Сургутнефтегаз X_2

На рисунке 4 показан график прогноза, построенный по математической модели (2) прибыли ПАО Сургутнефтегаз.

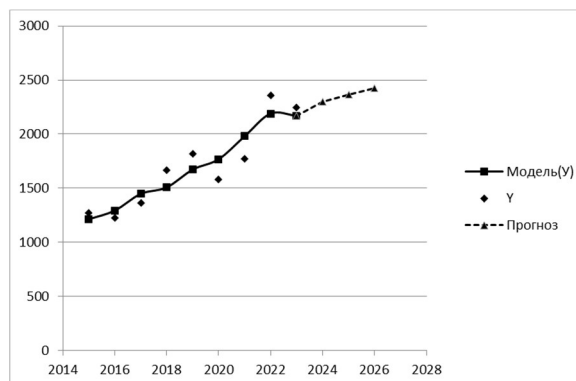


Рисунок 3.6 - Математическая модель Y

В таблице 3 представлен полученный по математической модели (2) прогноз для прибыли ПАО Сургутнефтегаз Y .

Таблица 3 - Прогнозные значения для Y

Год	Y
2024	2297,390944
2025	2365,053978
2026	2424,026083

Таким образом, согласно степенной математической модели (2), (с достоверностью 86%) в условиях бескризисного функционирования, можно ожидать увеличения прогнозируемого значения прибыли ПАО Сургутнефтегаз. Основываясь на проведенных расчетах по полученной математической модели (2), можно сделать вывод, что на основании прогноза на 2024-2026 гг. прибыль ПАО Сургутнефтегаз покажет постепенный рост и в 2026 году прогнозное значение прибыли составит около 2424,02 млрд. руб., при этом будет осуществлено некоторое сокращение персонала с одновременным повышением затрат.

В качестве приоритетных факторов для увеличения прибыли в ПАО Сургутнефтегаз следует выделить расходы на персонал. Подготовку кадров по нефтяным специальностям ведут ведущие вузы страны: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана, Самарский государственный технический университет(СамГТУ) и т.д.[11, 12].

Но привлечение специалистов требует внедрения современных методов работы с кадрами. Например, СамГТУ, который по предметному рейтингу по направлению «Нефтегазовое дело» (РАЕХ) за 2025 год занимает 18 позицию, вместе с компанией «Сургутнефтегаз» проводит совместные мероприятия по привлечению специалистов, например «Дни Сургутнефтегаза» в СамГТУ. На таких встречах студентов института нефтегазовых технологий знакомят с работой в Сургутнефтегаз, востребованных специальностях, вопросах трудоустройства и практики на предприятии и т.д.

В работе было показано влияние двух факторов, обеспечивающих увеличение прибыли в ПАО Сургутнефтегаз: среднесписочная численность персонала и расходы на персонал в ПАО Сургутнефтегаз. Большое количество выпускников СамГТУ трудоустроивается в Сургутнефтегаз. При успешном взаимодействии вуза и нефтяной компании, организации целевого обучения, составления совместных учебных планов, проведение практик и т.д. возможен рост прибыли предприятия за счет качественного кадрового обеспечения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. <https://www.surgutneftegas.ru> / ПАО «Сургутнефтегаз».
2. Богданов, В. Л. Текущее состояние разработки недр и развитие нефтедобычи ОАО "Сургутнефтегаз" / В. Л. Богданов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 12-15.
3. Алаев, А. А. Прогноз финансовых показателей ОАО "Сургутнефтегаз" / А. А. Алаев, А. А. Вазим // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине : сборник научных трудов III Международной научной конференции, Томск, 23–26 мая 2016 года. Том Часть 2. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – С. 620-623.
4. Столярова, К. Н. Оценка инвестиционной привлекательности нефтегазовой компании ПАО "Сургутнефтегаз" на основе финансовых показателей / К. Н. Столярова // Аллея науки. – 2020. – Т. 1, № 6(45). – С. 500-504.
5. Карякина, А. Н. Финансовое планирование как инструмент финансовой политики нефтегазовых компаний на примере ОАО "Сургутнефтегаз" / А. Н. Карякина // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета: в 2 томах, Томск, 04–08 апреля 2016 года / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР); Общество инженеров-нефтяников, международная некоммерческая организация, Студенческий чаптер; Под редакцией А. Ю. Дмитриева.

Том 2. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – С. 1038-1040.

6. Мажурин, В. А. Особенности анализа эффективности функционирования нефтедобывающего управления на примере ПАО "Сургутнефтегаз" / В. А. Мажурин // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : Материалы XIV Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 18–19 апреля 2025 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2025. – С. 28-30.

7. Джелилов, А. А. Разработка мероприятий совершенствования кадровой политики предприятия (на примере ОАО "Сургутнефтегаз") / А. А. Джелилов, Е. М. Гургенидзе // Научное обеспечение процессов реформирования социально-экономических отношений в условиях глобальных трансформаций : Сборник научных трудов по результатам Международной научно-практической конференции, Симферополь, 07–09 ноября 2018 года / Ответственный редактор В.В. Трофимова. – Симферополь: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство Типография «Ариал», 2018. – С. 148-153.

8. <https://smart-lab.ru/q/SNGS/f/y/MSFO/> Сургутнефтегаз (SNGS): годовая финансовая отчетность.

9. https://www.surgutneftegas.ru/investors/essential_information/reporting/ Годовая отчетность Сургутнефтегаз.

10. Тупоносова, Е. П. Управление кадровым обеспечением регионального производственного комплекса "вуз – нефтяной кластер": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тупоносова Елена Павловна, 2023. – 208 с.

11. Голованов, П. А. Сравнительная оценка высших учебных заведений по нефтяным направлениям / П. А. Голованов, Е. П. Тупоносова // Ашировские чтения. – 2025. – Т. 1, № 1(17). – С. 494-499.

12. https://raex-rr.com/education/subject_ranking/Oil_and_gas/2025/ Предметный рейтинг вузов по направлению «Нефтегазовое дело».

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 15 Мб

Федеральное государственное бюджетное
Образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус