САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМПЕРАТРИЦЫ ЕКАТЕРИНЫ II

unesco
Центр под эгидой ЮНЕСКО

Международный центр компетенций в горнотехническом образовании под эгидой ЮНЕСКО

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

СПЕЦВЫПУСК [165] 2025

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Входит в перечень ВАК (К1)

IV МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ»

С 20 по 22 мая 2025 г. в Санкт-Петербургском горном университете императрицы Екатерины II совместно с генеральными партнерами ООО «Химпром» и АО «НПО «ПОЛИЦЕЛЛ» при поддержке Центра компетенций в горнотехническом образовании под эгидой ЮНЕСКО состоялась традиционная IV Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья». Мероприятие объединило представителей бизнеса, власти, научного сообщества России и других стран для обсуждения актуальных вопросов применения новых технологий в нефтегазовом деле.

20 мая 2025 года прошла церемония торжественного открытия конференции, которую начал Владимир Стефанович Литвиненко, профессор, доктор технических наук, ректор Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II.

В своем выступлении ректор Санкт-Петербургского горного университета Владимир Литвиненко обратил внимание собравшихся на важность синергии науки и производства.

Он также призвал представителей бизнеса уделять более пристальное внимание формированию своего кадрового резерва и уже на первых курсах отбирать и приглашать на ознакомительные стажировки тех студентов, которые планируют связать свою жизнь с геологией, горным делом или нефтегазовой отраслью. Также Владимир Стефанович отметил, что необходимо пересмотреть структуру и систему высшего образования в условиях дефицита квалифицированных специалистов.

Основной задачей учебных заведений должна стать возможность формирования необходимых современному миру навыков в условиях быстрого роста цифровых технологий на основании фундаментальных знаний.

Генеральный директор ООО «Химпром» Минибаев Вильдан Вагизович поблагодарил участников конференции за проявленный интерес, за представление новых технологий и решений для нефтегазовой индустрии и рассказал о выпуске на промышленной площадке в Пермском крае полного спектра реагентов для ЭРУО, которые по эффективности не уступают лучшим аналогам из Европы и Индии.

Председатель совета директоров АО «НПО «Полицелл» Ноздря Владимир Иванович поделился опытом решения разнообразных задач в области бурения скважин, освоения, капитального ремонта и ремонтно-восстановительных работ. Химические реагенты владимирского предприятия используются для приготовления и обработки буровых и тампонажных растворов, для технологических жидкостей, применяемых при предупреждении и ликвидации осложнений.

В рамках конференции в первый день были проведены три панельные дискуссии:

1. Технологический суверенитет в нефтегазовой отрасли:
- Стратегическое партнерство бизнеса, науки, образования.
- Развитие и внедрение новых технологий.

2. Инжиниринговый сервис на этапах сооружения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин:
- Инновационные технологии в сопровождении буровых растворов и технологических жидкостей для повышения нефтегазоотдачи пластов.
- Технологическое партнерство – залог успеха развития бизнеса.

3. Единые типовые технические требования к качеству материалов – инструмент сокращения издержек:
- Система стандартизации в области производства химических материалов и реагентов.
- Нормативные документы, регламентирующие процесс приготовления, испытания и применения технологических жидкостей на объектах ТЭК.

В ходе пленарных заседаний глава группы компаний «Титан» Михаил Сутягинский в своем докладе рассказал об инновационных разработках на основе отечественных масел для нефтедобывающего сектора в России. Заместитель начальника Департамента 307 ПАО «Газпром» Павел Слугин представил аудитории перспективные технологии и оборудование для повышения эффективности добычи углеводородного сырья. Пильник Сергей Васильевич, заместитель генерального директора по бурению и внутрискважинным работам ООО «Газпром Инвест», в своем докладе рассказал о технологических решениях по бурению скважин Ковыктинского ГКМ в интервалах катастрофических поглощений. Казанцев Максим Александрович, начальник центра разработки и эксплуатации месторождений полуострова Ямал (суша) ООО «Газпром ВНИИГАЗ», описал в своем докладе научное сопровождение разработки месторождений ПАО «Газпром».

На пленарной дискуссии все выступающие отметили тесное и плодотворное сотрудничество Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II с передовыми компаниями энергетического сектора и отраслевыми институтами не только в России, но и с зарубежными партнерами.

В рамках IV Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» во второй и третий дни прозвучало более 70 докладов на следующих секционных заседаниях:
- Секция № 1. «Химические реагенты и материалы для технологических процессов в бурении и добыче углеводородов».
- Секция № 2. «Строительство и эксплуатация скважин».

Фокус ежегодной Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» – это объединение фундаментального научного потенциала, разработок и производственно-технических инноваций, экспертного обмена опытом внедрения и применения новейших технологий, автоматизации, цифровизации.

Все участники высоко оценили данное мероприятие, отметили вклад в развитие научно-технических взаимосвязей среди специалистов нефтегазовой отрасли и ускорение внедрения инновационных технологических решений в производственные процессы. Также посетители и участники подчеркнули ценность представленных на конференции кейсов, которые продемонстрировали практическую эффективность и были успешно реализованы в различных проектах.

Вашему вниманию представлен спецвыпуск, в котором собраны материалы конференции, посвященные прорывным технологиям в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья. Этот сборник станет незаменимым источником информации для всех, кто заинтересован в развитии и совершенствовании нефтегазовой отрасли.

В заключение выражаем искреннюю благодарность всем участникам, партнерам, спонсорам и организаторам конференции за проделанную работу и приглашаем к участию в юбилейной V Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья». Ваш вклад в развитие нефтегазовой отрасли бесценен, он позволяет открыто встречать все вызовы современности, формировать условия для стабильной работы и устойчивого роста.

С уважением, Оргкомитет конференции

СОДЕРЖАНИЕ

СНИЖЕНИЕ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОИСШЕСТВИЙ

при заканчивании скважин

Аксенова Наталья Александровна
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», к.т.н.

Корабельников Михаил Иванович
доцент кафедры «Нефтегазовое дело», к.т.н.

Бастриков Сергей Николаевич
профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», д.т.н.

Михай Виктор Сергеевич
обучающийся кафедры «Нефтегазовое дело»

Филиал ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» в г. Нижневартовске

УДК 622.248.54 (6)

В СТАТЬЕ ПРЕДЛАГАЕТСЯ РЕШЕНИЕ ВАЖНОЙ И АКТУАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ И ХВОСТОВИКОВ В СЛУЧАЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТА, ЛИКВИДАЦИЯ КОТОРОГО НЕВОЗМОЖНА ВСЕМИ ИЗВЕСТНЫМИ СПОСОБАМИ. АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ РАЗРАБОТАННЫЙ В ФГБОУ ВО «ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ» И ЗАПАТЕНТОВАННЫЙ ПРОТИВОАВАРИЙНЫЙ ИНСТРУМЕНТ-РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ (РЭК), КОТОРЫЙ МОЖЕТ ЭФФЕКТИВНО ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ КАК РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ СЕКЦИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОННН (ЭК) И КОЛОННН-ХВОСТОВИКОВ. В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ КОНСТРУКЦИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ И РАСЧЕТ РЭК-168. ВКЛЮЧЕНИЕ РЭК В СОСТАВ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ В ОПРЕДЕЛЕННОМ, СОГЛАСНО РАСЧЕТАМ, КОЛИЧЕСТВЕ И МЕСТАХ УСТАНОВКИ, А ТАКЖЕ РАСЧЕТНОЙ ВЕЛИЧИНЕ СРЫВА ГЕЛИКОИДАЛЬНОГО РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ПОЗВОЛИТ ОБЛЕГЧЕННО РАЗЪЕДИНИТЬ И СОХРАНИТЬ СВОБОДНУЮ ОТ ПРИХВАТА ЧАСТЬ КОЛОННЫ С МИНИМАЛЬНЫМ ПОТЕРЯМИ СРЕДСТВ И ВРЕМЕНИ

THE ARTICLE PROPOSES A SOLUTION TO THE IMPORTANT AND URGENT PROBLEM OF EXTRACTING THE CASING AND SHANKS IN THE EVENT OF A SEIZURE, THE ELIMINATION OF WHICH IS IMPOSSIBLE BY ALL KNOWN METHODS. THE AUTHORS PROPOSE A PATENTED ANTI-EMERGENCY TOOL DEVELOPED AT TYUMEN INDUSTRIAL UNIVERSITY, A DISCONNECTOR FOR AN OPERATIONAL COLUMN (REC), WHICH CAN BE EFFECTIVELY USED AS A DISCONNECTOR FOR SECTIONS OF OPERATIONAL COLUMNS (EC) AND SHAFT COLUMNS. THE ARTICLE DESCRIBES THE DESIGN OF THE DISCONNECTOR AND THE CALCULATION OF THE REK-168. THE INCLUSION OF THE REC IN THE PRODUCTION COLUMN IN A NUMBER AND INSTALLATION LOCATIONS DETERMINED ACCORDING TO CALCULATIONS, AS WELL AS THE ESTIMATED AMOUNT OF DISRUPTION OF THE HELICAL THREADED CONNECTION, WILL MAKE IT EASIER TO DISCONNECT AND SAVE THE PART OF THE COLUMN FREE FROM SEIZURE WITH MINIMAL LOSS OF MONEY AND TIME

Ключевые слова: *скважина, разъединитель эксплуатационной колонны, авария, прихват, инцидент.*

Актуальность проблемы возникновения прихватов в скважине

Несмотря на большой опыт и высокий уровень развития технологий и технических средств строительства нефтяных и газовых скважин, процент происшествий (инцидентов и аварий) остается на достаточно высоком уровне. Наибольшее количество инцидентов связано с прихватами бурильных и обсадных колонн при бурении и заканчивании скважин [1–3]. Так, например, при бурении ста скважин на месторождениях Бахиловской группы (Бахиловское, Северо-Хохряковское, Верхнеколик-Еганское, Сусликовское) произошло 126 происшествий (таблица 1). В выборку для анализа попало 48 скважин с бурением бокового ствола (ЗБС) и 52 скважины эксплуатационное (большое) бурение ЭБ.

ТАБЛИЦА 1. Сведения о происшествиях, произошедших при ЭБ и ЗБС на скважинах Бахиловской группы месторождений

Вид происшествия	Количество происшествий, шт.	%	Время, затраченное на ликвидацию происшествий, час	%	Среднее время, затраченное на ликвидацию одного происшествия, час
ГНВП	1	0,8	261,9	0,9	261,9
Отворот бурильных труб	5	4,0	172,5	0,6	34,5
Обрыв и полет бурильного инструмента	3	2,4	201,6	0,7	67,2
Оставление приборов в скважине и падение посторонних предметов	6	4,8	1004,6	3,6	167,4
Слом бурильного инструмента и двигателя	28	22,2	4839,7	17,4	172,8
Прихват бурильного инструмента	50	39,7	12915,4	46,4	258,3
Другое при бурении	8	6,3	485,5	1,7	60,7
Прихват ОК	7	5,6	2326,5	8,4	332,4
Прихват хвостовиков	13	10,3	4026,0	14,5	309,7
Неудачный цементаж	3	2,4	1484,0	5,3	494,7
Другое при заканчивании	2	1,6	118,0	0,4	59,0
Всего	**126**	**100**	**27835,7**	**100**	

Анализ приведенных в таблице 1 промысловых данных показал, что наибольшее число происшествий связано с возникновением прихватов. На их долю приходится более половины инцидентов – 55,6 %, а время, затрачиваемое на их ликвидацию, составляет почти 70 % (рисунок 1). Расчет среднего непроизводительного

РИСУНОК 1. Диаграмма распределения происшествий при анализе бурения 100 скважин Бахиловской группы месторождений

времени на ликвидацию инцидента показал высокие затраты на ликвидацию происшествия «неудачный цементаж», связанный с преждевременным загустеванием тампонажного раствора и его недоподъемом до проектной глубины. Среднее время на ликвидацию прихватов бурильных колонн составляет 258,3 часа, обсадных колонн – 332,4 часа, хвостовиков – 309,7 часа. Причем НПВ на ликвидацию прихвата обсадных колонн и хвостовиков на 20 % выше. В 19 (27,1 %) случаях происшествий, связанных с прихватами, так и не удалось ликвидировать проблему и скважину пришлось перебуривать, при этом в скважине оставлено 5 КНБК с телеметрическими системами и три хвостовика.

Проведенный анализ свидетельствует об актуальности проблемы предупреждения прихватов и их ликвидации. Высокий уровень непроизводительного времени, затрачиваемого на устранение происшествий, связанных с прихватами обсадных колонн и хвостовиков при заканчивании скважин, требует включения в конструкцию колонн разъединителей (безопасных переводников) для сохранения и извлечения из скважины свободной части колонны от прихваченной, в случаях когда другие технологические операции не помогли ликвидировать прихват.

Научно-технический анализ существующих разработок

Для сохранения части колонны в случае ее прихвата сегодня на рынке бурового инструмента применяются безопасные переводники (разъединители) [2, 3].

Проведенный патентный анализ изобретений в этой области и представленный частично в таблице 2 показал, что применение большинства разъединителей ограничивает уменьшенный внутренний диаметр, что в случае, например, цементирования не позволит произвести прокачивание цементировочных пробок. Многие из разъединителей требуют вращения для разъединения что исключает применение их в компоновке эксплуатационной колонны, поскольку это ограничено требованиями норм и правил [4–14].

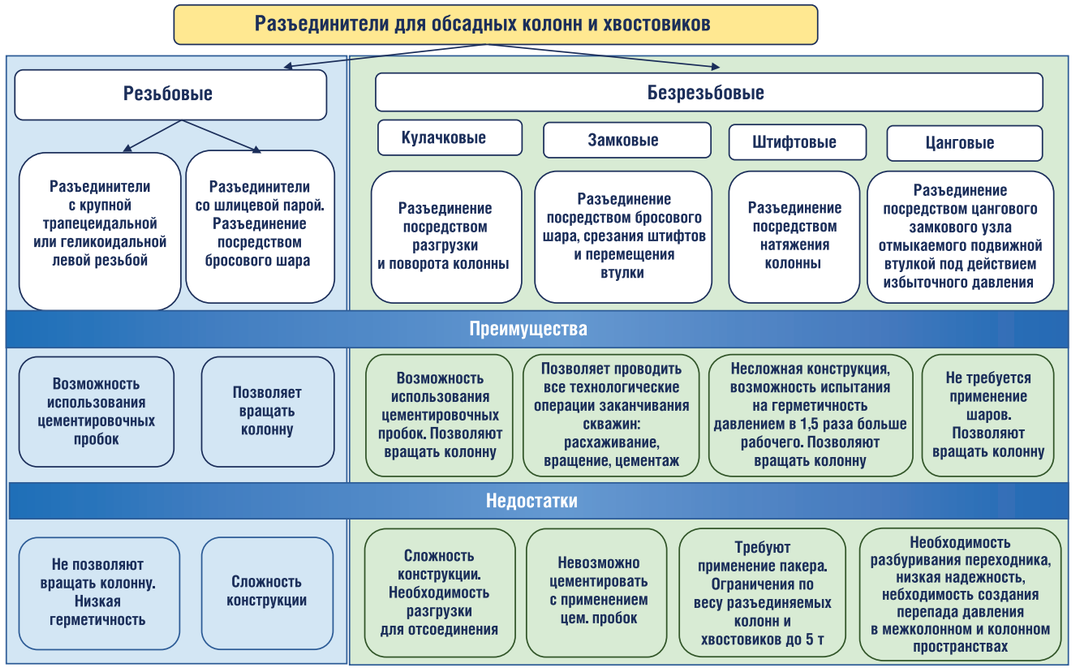
Такой элемент, как бросовый шар, значительно усложняет конструкцию устройства, а также снижает его надежность. Нарушение внутреннего диаметра затрудняет перемещение технологических жидкостей. Устройство не имеет возможность встраиваться в отдельные участки колонны и не имеет возможности использования в ЭК.

Для спуска и разъединения труб (обсадных труб хвостовиков) от несущей (транспортной) колонны, применяют резьбовые разъединители, развинчиваемые вращением ротора. При этом на крюке талевой системы буровой установки поддерживается постоянная нагрузка. Транспортную колонну прерывистыми толчками проворачивают вправо и подсчитывают число оборотов.

ТАБЛИЦА 2. Конструктивные особенности некоторых разъединителей

№	Патент	Конструктивные особенности	Недостатки
1	Разъединитель RU2428557C1 [4]	Разъединение производится посредством срабатывания клапана, прокачиванием промывочной жидкости, которая под давлением создается возможность правого вращения колонны и безопасного разъединения свободной части колонны с верхней частью разъединителя	Сложная конструкция, сложность в изготовлении и невозможность встраивания в отдельные секции эксплуатационной колонны. Низкая надежность в работе обусловлена невозможностью применения стопорных пальцев различных диаметров
2	Скважинный разъединитель RU2278945C2 [5]	Разъединение производится путем перемещения подвижной втулки и ее отмыкания посредством создания избыточного давления в затрубном пространстве	Необходимость соблюдения точной величины давления для перемещения поршня вверх. Процесс отсоединения не контролируется с устья скважины. Ненадежность использования в связи с вероятностью загрязнения отверстия шламом, грязью. Вероятность заклинивания при срабатывании из-за отсутствия центратора
3	Скважинный разъединитель RU2425946C1 [6]	Разъединение происходит посредством гидравлического давления с возможностью контроля на устье. Снижение давления свидетельствует о срабатывании устройства	Сложная конструкция. Разъединитель нарушает внутренний и внешний диаметр колонны
4	Скважинный разъединитель RU2439281C1 [7]	Верхняя и нижняя части устройства герметично вставлены одна в другую. Части зафиксированы узлом передачи крутящего момента в виде шлицевого соединения и узлом передачи осевой нагрузки. Для срабатывания устройства требуется применение шара	Сложная конструкция и технология размыкания. Разъединитель нарушает внутренние и внешние диаметры колонны, не имеет возможности встраиваться в отдельные части эксплуатационной колонны. Невозможно повторное использование
5	Разъединитель колонны RU2625124C1 [8]	Разъединитель состоит из корпуса, наконечника, захватывающего элемента с цангой в нижней части и уплотнительного элемента	Разъединитель нарушает внутренние и внешние диаметры колонны. Устройство может использоваться только для отсоединения пакерной и надпакерой части. Сложность конструкции и ненадежность эксплуатации в связи с возможностью заклинивания лепестков цанги
6	Разъемное соединение колонны напорных труб в скважине Журавлева RU2262582C1 [9]	Для передачи крутящего момента разъединитель снабжен штифтом, для фиксации ниппеля – натяжной гайкой относительно корпуса муфты. Для фиксации и герметизации скользящей втулки разъединитель имеет срезное кольцо и уплотнитель относительно рабочей части цангового захвата ниппеля	Разъединитель нарушает внутренние и внешние диаметры колонны. Невозможно повторное использование. Невозможно одновременно применение оборудования, не пропускающего шар
7	Разъединительное устройство колонны труб в скважине RU2437999C1 [10]	В качестве основных элементов разъединителя выступают корпус и муфта, которые соединены телескопическим соединением. Для срабатывания разъединителя необходимо применение бросового шара	Недостатками устройства являются сложные конструктивные особенности, наличие сложных элементов, таких как бросовый шар, фиксаторов, стопорных элементов приводят к ненадежности применения оборудования. Нарушается наружный и внутренний диаметр колонны, а также нет возможности повторного применения
8	Переводник безопасный гидравлический RU193544U1 [11]	Разъединение происходит посредством бросового шара, поршня и срезных элементов	Разъединитель нарушает внутренние и внешние диаметры колонны. Невозможно повторное использование. Невозможно одновременно применение оборудования, не пропускающего шар
9	Устройство для разъединения колонны труб RU2460868C1 [12]	Разъединение возможно за счет давления в трубном или затрубном пространстве. Конструкция позволяет производить повторное разъединение посредством сбросового шара	Для приведения в действие устройства применяют бросовый шар, а также создают давление в затрубном пространстве, что значительно повышает конструктивную сложность устройства, а также понижает его надежность. Разъединитель не имеет возможности включения в отдельные участки колонны
10	Разъединитель колонны Шарифова RU2203385C2 [13]	Разъединитель срабатывает под действием перепада давления на подвижный кожух, который перемещаясь вниз и освобождает лепестки цанги	Сложная конструкция, сложность в изготовлении и невозможность встраивания в отдельные секции эксплуатационной колонны. Низкая надежность в работе обусловлена невозможностью применения стопорных пальцев различных диаметров. Нарушает внешний и внутренний диаметр колонны

РИСУНОК 2. Классификация разъединителей для обсадных колонн и хвостовиков. Преимущества и недостатки



Отсоединение по резьбовому соединению проверяют по значению холостого хода обратного вращению ротора [14].

На рынке противоаварийного бурового инструмента представлены безопасные переводники/разъединители различных конструкций российских заводов изготовителей. Классификация основных типов разъединителей, а также их достоинства и недостатки представлены на рисунке 2.

Переводник типа ПМП применяют для спуска и подвески хвостовиков с фильтрами на бурильных трубах при заканчивании скважин, срабатывает посредством бросового клапана (шара). Для спуска в скважину потайных колонн применяют разъединитель кулачковый с гидравлическим затвором (РКЗ). Конструкция разъединителя позволяет вращать обсадную колонну при спуске и цементировании. Разъединитель кулачкового типа ПРК применяется для подвески потайных колонн. Для спуска хвостовиков с последующим цементированием применяют переводник типа ПМПЦ. Также для спуска потайных колонн и хвостовиков применяют резьбовые разъединители типа РРС и РСХ. Цанговый разъединитель ЦРУ применяют при спуске хвостовиков небольшого веса и когда запроектировано крепление хвостовика без опоры на забой. Также эти разъединители используют для отделения элементов гибких насосно-компрессорных труб.

В приведенной классификации (рисунок 2) представлены основные два типа разъединителей: резьбовые и безрезьбовые. На резьбовые разъединители наложены ограничения, вызванные невозможностью их применения в конструкции обсадной колонны, которую, как известно, нельзя вращать в случае прихвата. Поэтому для обсадных колонн применяют в основном штифтовые или кулачковые разъединители. Кулачковые разъединители срабатывают при разгрузке и повороте колонны труб, а штифтовые – при натяжении колонны труб с определенным усилием. Однако кулачковые разъединители сложны в изготовлении, а штифтовые требуют точного расчета диаметра и количества штифтов в соответствии с возможностями подъемной установки. Более высоким преимуществом обладают замковые безопасные переводники с подвижной втулкой, приводимой в движение бросовым шаром. Ограничения в области применения: наличие в компоновке над разъединителем устройства, не имеющего сквозного канала для прохождения бросового шара; если при цементировании скважин используются цементировочные пробки. Цанговые разъединители, в отличие от замковых, позволяют производить разъединение без бросовых шаров, посредством подвижной втулки, как у замковых разъединителей, но под действием давления создаваемым в затрубном, трубном пространстве или полости устройства.

Таким образом, проведенный анализ применяемых в настоящее время разъединителей показал, что сложная конструкция большинства разъединителей увеличивает их стоимость, вероятность слома и снижает надежность и продолжительность работы. Большинство разъединителей имеют сложный механизм разъединения устройства, что увеличивает вероятность его отказа. Конструкция некоторых безопасных переводников исключает возможность многократного применения. Некоторые из разъединителей для обсадных колонн невозможно применять с различными пакерами, при цементировании с разделительными пробками и при проведении ремонтных работ.

Технико-технологическое решение разъединения обсадных труб в скважине при прихвате

Пространственные параметры стволов скважин в последнее время характеризуется высоким уровнем сложности и имеют большие зенитные и азимутальные углы, а также горизонтальные стволы большой протяженности. Значительные глубины скважин определяют усложнение ее конструкции и сужение кольцевых зазоров (стесненные условия). Все перечисленное увеличивает риск возникновения прихвата и оставления колонны в скважине и требует включения в оснастку противоаварийных безопасных переводников или по-другому разъединителей.

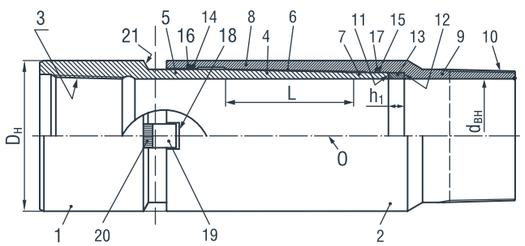
В ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» разработан и запатентован разъединитель для эксплуатационной колонны (РЭК) [15]. Разъединитель эксплуатационной колонны может эффективно использоваться как разъединитель секций эксплуатационных колонн (ЭК) и колонн-хвостовиков на заключительной стадии строительства скважин в условиях возникновения осложнений, вызванных прихватами при их спуске и цементировании.

Данный разъединитель относится к резьбовым. Верхняя и нижняя части РЭК соединены между собой посредством конической геликоидальной резьбы. Однако для разъединения этого переводника не требуется его развинчивания посредством вращения. Разъединение происходит посредством создания осевой растягивающей нагрузки, в результате которой происходит срыв конической геликоидальной резьбы.

Конструктивные особенности РЭК

Разъединитель обсадной колонны выполняется согласно требуемым условиям с оптимальной длиной и крупностью шага геликоидальной резьбы.

РИСУНОК 3. Конструкция разъединителя обсадной колонны



В верхней 1 и нижней части 2 разъединителя выполнена трубные резьбы 3 на ниппеле 4 и 10 на муфте 9 для соединения с обсадными трубами (рисунок 3). Верхняя цилиндрическая часть разъединителя 5 в своей нижней части (ниппельный участок 4) переходит в геликоидальное резьбовое соединение с наружной геликоидальной резьбой 6 и нижний цилиндрический участок с геликоидальной резьбой 7. Верхняя часть разъединителя свинчена с ответной внутренней резьбой на участке L нижней части разъединителя [15].

Разъединитель имеет равнопроходной с обсадной колонной внутренний диаметр.

В конструкции РЭК предусмотрено подгонное кольцо 13, которое располагается внутри корпуса 2 между торцом цилиндрической ниппельной части 11 и упорным торцом 12. При сборке и тарировке разъединителя можно подбирать высоту подгонного кольца (h1). Для повышения герметичности разъединителя используются уплотнительные кольца 16, 17, которые размещаются в специальных канавках 14, 15 [15].

По наружному диаметру корпуса в верхней части выполняется не менее двух пазов прямоугольной формы 18. После сборки и тарировки разъединителя в пазы устанавливаются зубки-фиксаторы 19, которые соединены сварными швами 20 с упорным торцом 21 верхнего участка разъединителя [15].

Рабочая высота профиля геликоидальной резьбы (h_2) треугольного профиля рассчитывается по формуле:

$$h_2 = (Dн + \Delta) \cdot \sigma_m / (E \cdot n) + S \cdot k/2, \qquad (1)$$

где h_2 – высота рабочего профиля геликоидальной резьбы, мм; $Dн$ – наружный диаметр разъединителя, мм; Δ – толщина стенки используемых труб в эксплуатационной колонне, мм; σ_m – предел текучести металла деталей разъединителя, кгс/мм^2; E – модуль Юнга, для стали (2,1·10^4) кгс/мм^2; n-1,2 – коэффициент запаса прочности для деталей разъединителя; S – шаг геликоидальной резьбы; k – значение конусности геликоидальной резьбы.

Опорная поверхность резьбы выполнена под углом 0°30'...1°30', к осевой (О) линии резьбы. Противоположная грань профиля наклонена к плоскости поперечного сечения разъединителя под углом 15°...45° [15]. Конусность резьбовой геликоидальной поверхности k = (1/20...1/50) соответствует ГОСТ 8593-81.

Длина геликоидальной резьбы выполнена с учетом зависимости

$$L = Yc/((Dн - \Delta) \cdot \pi \cdot Pon \cdot f \cdot 0{,}01), \qquad (2)$$

где L – длина резьбового участка геликоидальной резьбы; Yc – усилие срыва резьбы; Pon – разрешенное давление опрессовки колонны; f – коэффициент трения на резьбовом соединении.

Определить усилие срыва резьбового геликоидального соединения можно по формуле 3:

$$Yc = n \cdot Lc \cdot m, \qquad (3)$$

где Yc – усилие срыва, кН; n – коэффициент запаса прочности для разъединителя; Lc – глубина скважины, м; m – масса одного погонного метра труб, кг/м.

Технология разъединения

Технология разъединения (срыв резьбы) сопровождается необходимостью преодоления сил трения, возникающих на витках геликоидального резьбового соединения верхней и нижней части устройства.

Начальная настройка разъединителя выполняется по требованиям заказчика в зависимости от необходимого усилия срыва резьбы, которое зависит от величины погружения при свинчивании ниппельной (верхней) части разъединителя в ответную муфтовую (нижнюю) часть. Чем глубже при свинчивании в процессе настройки будет установлена ниппельная часть с резьбой в муфтовую часть, тем выше значение усилия срыва резьбы (Yc). Срыв геликоидальной резьбы происходит без повреждения целостности его

ТАБЛИЦА 3. Исходные данные расчета РЭК для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм

Исходные данные для эксплуатационной колонны	Значения
Марка стали	10,6-Л
Наружный диаметр, мм	168
Внутренний диаметр, мм	147
Толщина стенки труб, мм	10,6
Предел текучести для стали «Л» разъединителя, кгс/мм^2	66,80
Давление опрессовки ЭК, (по ГОСТ 632-80) кгс/см^2	675
Конусность геликоидальной резьбы	1/30 = 0,0333
Шаг геликоидальной резьбы, мм	24
Коэффициент трения на резьбовом соединении	0,08

комплектующих деталей, а также профиля резьбы геликоидального резьбового соединения и может при необходимости повторяться многократно.

Для примера произведем расчеты для разъединителя эксплуатационной колонны диаметром 168 мм установленного на 500 м выше башмака, Lc = 500 м (таблица 3) [15].

Для расчета воспользуемся формулами 1–3.

$Yc = 2 \cdot 500 \cdot 40{,}1 = 40100$ кгс

$h_2 = (168 + 10{,}6) \cdot 66{,}80 / (2{,}1 \cdot 104 \cdot 1{,}2) + 24 \cdot 0{,}0333/2 =$ 0,873 мм

$L = 40100 / [(168 - 10{,}6) \cdot 3{,}14 \cdot 675 \cdot 0{,}08 \cdot 0{,}01] = 150{,}2$ мм

Полученные значения усилия срыва геликоидального резьбового соединения (392,9 кН) и его характеристики (высота профиля 0,873 мм и длина резьбы 150,2) позволят настроить переводник на безопасное отсоединение прихваченной части колонны от свободной в разъединителе, установленном в 500 м от башмака эксплуатационной колонны. То есть для разъединения необходимо приложить усилие, превышающее расчетное значение усилия срыва резьбы РЭК > 392,9 кН [15].

Основанием для подъема свободной части обсадной колонны может служить снижение нагрузки на талевую систему на индикаторе веса буровой установки.

Заключение

Таким образом, предлагаемый разъединитель эксплуатационной колонны позволяет производить облегченное разъединение без вращения свободной части колонны от прихваченной в результате приложения растягивающей нагрузки с настроенным при производстве усилием срыва. Для разъединителя характерна высокая степень аварийного разъединения колонны труб в месте его установки до 99%. Отсутствие в конструкции разъединителя бросовых шаров и равнопроходной с эксплуатационной колонной внутренний диаметр позволяют производить цементирование скважин с цементировочными пробками и ремонтные работы. Данный разъединитель можно эксплуатировать многократно. Несложная конструкция разъединителя и простой механизм разъединения снижают вероятность отказа и слома.

Для повышения степени сохранения колонны в случае высокого риска возникновения прихвата в конструкцию обсадной колонны можно включать несколько безопасных переводников. Надежная цилиндрическая геликоидальная резьба предупреждает самопроизвольное развинчивание.

Применение разработанного в ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» разъединителя позволит сократить непроизводительное время на извлечение свободной части колонны при невозможном извлечении всей колонны в случае прихвата и сохранить часть эксплуатационной колонны или хвостовика. ●

Литература

1. Аксенова, Н.А. Анализ аварийности и причин возникновения прихватов при бурении, заканчивании скважин и зарезке боковых стволов / Н.А. Аксенова, М.И. Корабельников, В.П. Овчинников // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2024. – № 3. – С. 2–7.
2. Корабельников, М.Т. Техническое решение по снижению затрат на ликвидацию прихватов бурильной колонны в скважине / М.Т. Корабельников, С.Н. Бастриков, Н.А. Аксенова // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № S2. – С. 47–51.
3. Разъединители для снижения потерь времени и оборудования в скважине / Н.А. Аксенова, М.И. Корабельников, С. . Шедь, Е.Ю. Липатов // Территория Нефтегаз. – 2023. – № 7–8. – С. 44–51. – EDN BKDHBN.
4. Патент № 2428557 Российская Федерация, МПК E21B 17/06 (2006.01). Разъединитель: № 2010115586/03: заявл. 20.04.2010: опубл. 10.09.2011 / Сериков Д.Ю., Ясашин В.А., Цатурян Э. О.; патентообладатель: Панин Николай Митрофанович. – Текст: электронный // Google Patents: сайт. – URL: https://patents.google.com/patent/RU2428557C1/ ru?oq=2428557 (дата обращения: 19.06.2023).
5. Патент № 2278945 Российская Федерация, МПК E21B17/06. Скважинный разъединитель: № 2004122358/03: заявл. 20.01.2006: опубл. 27.06.2006; патентообладатель Саркисов Николай Михайлович, Шишов Сергей Васильевич, Елизаров Николай Иванович. – Текст: непосредственный.
6. Патент № 2425946 Российская Федерация, МПК E21B 17/06. Скважинный разъединитель: № 2010108650/03: заявл. 09.03.2010: опубл. 10.08.2011 / Махмутов И.Х., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Асадуллин М.Ф., Оснос В.Б.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст: непосредственный.
7. Патент № 2439281 Российская Федерация, МПК E21B 17/06. Скважинный разъединитель: № 2010129892/0: заявл. 16.07.2010: опубл. 10.01.2012 / Махмутов И.Х., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Асадуллин М.Ф., Оснос В.Б.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст: непосредственный.
8. Патент № 2625124 Российская Федерация, МПК E21B23/06 E21B 17/06. Разъединитель колонны: № 2016122701: заявл. 08.06.2016: опубл. 11.07.2017 / Андрюкова С.П., Бикетов А.И., Деминтиевский В.И.; патентообладатель Федеральное государственное унитарное предприятие «Государственный космический научно-производственный центр имени М.В. Хруничева» (ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»). – Текст: непосредственный.
9. Патент № 2262582 C1 Российская Федерация, МПК E21B 17/06. Разъемное соединение колонны напорных труб в скважине Журавлева: № 2004106198/03: заявл. 02.03.2004: опубл. 20.10.2005 / С.Р. Журавлев, Д.В. Кондратьев, В.А. Фатихов, Ф.А. Канев; заявитель Закрытое акционерное общество «Октопус». – EDN ALYPEY.
10. Пат. 2437999 Российская Федерация, МПК E21B 17/06 (2006.01). Разъединительное устройство колонны труб в скважине: № 2010126798/03: заявл. 30.06.2010: опубл. 27.12.2011 / Нагуманов М.М., Аминев М.Х.; заявитель: ООО «НПФ «Пакер». – Текст: электронный // Google Patents: сайт. – URL: https://patents.google.com/patent/RU2437999C1/ru?oq=2437999 (дата обращения: 19.06.2023).
11. Патент на полезную модель № 193544 U1 Российская Федерация, МПК E21B 17/06. Переводник безопасный гидравлический: № 2019126692: заявл. 22.08.2019: опубл. 01.11.2019 / О.В. Тихонов, С.В. Балянов, Л.В. Нечаева; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «БИТТЕХНИКА». – EDN HCKQEU.
12. Патент № 2460868 C1 Российская Федерация, МПК E21B 23/06, E21B 17/06. Устройство для разъединения колонны труб: № 2011112354/03: заявл. 31.03.2011: опубл. 10.09.2012 / М.М. Нагуманов, М.Х. Аминев, А.Р. Буранчин; заявитель Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «Пакер». – EDN VOJRPX.
13. Патент № 2203385 C2 Российская Федерация, МПК E21B 23/06, E21B 33/12. Разъединитель колонны Шарифова: № 2001102863/03: заявл. 02.02.2001: опубл. 27.04.2003 / М.З. Шарифов, В.А. Леонов, О.А. Егорин [и др.]. – EDN KXVDVO.
14. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, В.И. Крылов [и др.]. – Москва: Недра, 1981. – 240 с. – Текст: непосредственный.
15. Патент № 2807169 C1 Российская Федерация, МПК E21B 17/06. Разъединитель эксплуатационной колонны: № 2023105702: заявл. 10.03.2023: опубл. 10.11.2023 / Корабельников М.И., Аксенова Н.А., Корабельников А.М.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет». – Текст: непосредственный.

Keywords: *borehole, production line disconnector, accident, seizure, incident.*

ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИХСЯ ЦЕМЕНТНЫХ СИСТЕМ

при строительстве скважин для обеспечения герметичности цементной крепи и изоляции пластов в процессе эксплуатации скважины

Зырянов Виктор Сергеевич
главный инженер подразделения цементирования, ООО «Бурсервис»

Василенко Владимир Владимирович
координатор проекта подразделения цементирования, ООО «БурСервис»

Рудов Федор Валентинович
инженер подразделения цементирования, ООО «БурСервис», к.ф.-м.н.

Дубовик Кирилл Александрович
инженер подразделения цементирования, ООО «БурСервис»

Литвинов Алексей Михайлович
инженер подразделения цементирования, ООО «БурСервис»

Безбородов Алексей Евгеньевич
главный специалист технологического отдела Управления бурения, СБ и КРС, ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

УДК: 622.245

ЕЖЕГОДНО В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ВВОДИТСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БОЛЕЕ 7500 СКВАЖИН. ИЗ НИХ БОЛЕЕ ЧЕМ У 2% СКВАЖИН НАБЛЮДАЕТСЯ ЯВЛЕНИЕ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ (МКД), ТЕМ САМЫМ НЕ ТОЛЬКО ЗАТРУДНЯЯ, А ИНОГДА ДЕЛАЯ ПОЛНОСТЬЮ НЕВОЗМОЖНОЙ ИХ ДАЛЬНЕЙШУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ. ПОМИМО НЕДАВНО ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН, ИМЕЕТСЯ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ КОЛИЧЕСТВО ЛИКВИДИРОВАННЫХ СКВАЖИН С МКД. ЭТИ СКВАЖИНЫ ПРЕДСТАВЛЯЮТ СОБОЙ ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ИСТОЧНИК ВЫБРОСА ПРИРОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА ПО ПРИЧИНЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ИЛИ НЕГЕРМЕТИЧНОГО ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ (ЦК), ЧТО ИМЕЕТ НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ КАК НА ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТАК И НА БИОСФЕРУ В ЦЕЛОМ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ОТОБРАЖЕН КОМПЛЕКСНЫЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИХСЯ ЦЕМЕНТНЫХ СИСТЕМ (СВЦ) В УСЛОВИЯХ СКВАЖИН С ВЫСОКОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

MORE THAN 7500 WELLS ARE BROUGHT INTO PRODUCTION IN THE RUSSIAN FEDERATION ANNUALLY. AT LEAST 2% OF WELLS ARE PRONE TO THE PHENOMENON OF ANNULAR PRESSURE MAKING THEIR FURTHER EXPLOITATION DIFFICULT OR EVEN COMPLETELY IMPOSSIBLE. IN ADDITION TO RECENTLY BROUGHT-IN WELLS, THERE IS A SIGNIFICANT NUMBER OF ABANDONED WELLS HAVING ANNULAR PRESSURE. THESE WELLS REPRESENT A POTENTIAL SOURCE OF NATURAL GAS AND CONDENSATE BLOWOUT DUE TO CASING DAMAGE OR PENETRATED CEMENT AS A RESULT OF GAS MIGRATION, WHICH HAS A NEGATIVE IMPACT ON BOTH ECONOMIC PERFORMANCE AND THE ENVIRONMENT. THIS ARTICLE DEMONSTRATES A COMPREHENSIVE ENGINEERING APPROACH IN TERMS OF IMPLEMENTATION OF SELF-RECOVERING CEMENT SYSTEMS IN WELLBORE CONDITIONS CHARACTERIZED WITH HIGH GAS FLOW POTENTIAL

Ключевые слова: *самовосстанавливающаяся цементная система, межколонное давление, миграция газа, вероятность газопроявления.*

Геологический разрез разрабатываемых месторождений в Западной Сибири сложен мезозойско-кайнозойской толщей осадочных терригенных отложений, подстилаемых палеозойскими мегаслоистыми породами [1]. Разработка нефтегазоконденсатных и газоносных залежей в районе Нового Уренгоя представляет собой сложную задачу, требующую учета множества факторов, включая геологическое строение, состав газа и конденсата. Особое внимание уделено разработке неокомских нефтегазоконденсатных залежей. Важная особенность данных залежей – конденсация в пласте жидких фракций углеводородов С5 и выше при выработке запасов на режиме истощения пластовой энергии, что обусловлено равенством давления начала конденсации и начального пластового давления. Основные залежи углеводородов в отложениях неокомского яруса обнаружены в пластах $БТ_{2-3}$, $БТ_{6-8}$, $БТ_{10}^{1}$, $БТ_{11}^{0}$, $БТ_{11}$, $БТ_{12}$, $БТ_{13}$ [2].

Разработка неокомских нефтегазоконденсатных залежей осуществляется посредством строительства эксплуатационных скважин с горизонтальным участком длиной 1500–2000 метров. Конструкция эксплуатационных скважин представлена кондуктором Ø340 мм, технической колонной Ø245 мм, эксплуатационной колонной Ø178 мм и эксплуатационным горизонтальным хвостовиком Ø114 мм. Башмак кондуктора располагается в плотных глинах для безопасного вскрытия водоносных пластов. Глубина спуска кондуктора выбирается из условия перекрытия многолетних мерзлых пород. Глубина спуска технической колонны выбрана из условия перекрытия сеноманского яруса с целью предупреждения гидроразрыва пород у башмака обсадной колонны при потенциальном газопроявлении. Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется исходя из условий ее спуска в кровлю проектного пласта. Горизонтальный хвостовик-фильтр спускается в продуктивный пласт БТ12 и не цементируется [6]. Строительство скважин на данном месторождении и последующее их освоение осложнено рисками – НМКП и МКД, которые приводят к существенному увеличению затрат на их ликвидацию и непроизводительному времени.

ФАКТЫ

1500–2000 м
составляет длина горизонтального участка эксплуатационных скважин при разработке неокомских нефтегазоконденсатных залежей

CemLife-500
упруго-эластичная система со свойствами самовосстановления цементного камня

Улучшение качества цементирования обсадных колонн, эффективная изоляция пластов, обеспечение герметичности МКП и предотвращение возникновения МКД являются ключевыми задачами в процессе строительства скважин и считаются основополагающими факторами для обеспечения их долгосрочной и безаварийной эксплуатации. Для достижения описанных целей необходимо учитывать целый комплекс факторов, основными из которых принято считать:

1. Центрация – необходимо обеспечивать высокий уровень центрирования обсадной колонны, особенно в интервале изоляции пластов.
2. Скорость потока в затрубном пространстве – испытания показывают прямую зависимость увеличения эффективности замещения бурового раствора при увеличении скорости потока.
3. Время кондиционирования ствола скважины – промывка ствола скважины в объеме равном не менее двум объемам скважины и восстановление циркуляции перед цементированием.
4. Расхаживание и вращение обсадной колонны – более

эффективное замещение бурового раствора цементным раствором.

5. Буферные системы – оптимизация буферных систем, соблюдение реологической и плотностной иерархии, реологической и химической совместимости с флюидами при цементировании необходимо для качественной очистки затрубного пространства от бурового раствора.
6. Свойства бурового раствора – для наилучшего замещения цементным раствором рекомендуется использование бурового раствора с низкой пластической вязкостью и умеренным пределом текучести.
7. Состояние ствола скважины – форма ствола скважины влияет на эффективность изоляции цементным раствором; наличие каверн отрицательно влияет на качество цементирования.

При условии учета приведенных факторов качественного цементирования, применение стандартных технологий далеко не всегда обеспечивает выполнение требуемых задач на практике. Решение нестандартных технологических задач требует внедрения целого комплекса различных ОПР. В частности, в ООО «БурСервис» была разработана самовосстанавливающаяся цементная система «CemLife-500» – упруго-эластичный состав со свойствами самовосстановления цементного камня.

Технология СВЦ основана на использовании синтетических модифицированных эластомеров, вступающих в реакцию при контакте с углеводородной средой. Применение технологии СВЦ направлено в первую очередь на повышение качества цементирования и предотвращение возникновения НМКП и МКД. Также использование СВЦ способно улучшать упругие и прочностные свойства ЦК и восстанавливать его герметичность, препятствовать перетоку углеводородов, сокращать затраты на ремонтно-изоляционные работы (РИР) и связанные с ними остановки эксплуатации скважин. Более того, СВЦ является лучшей и безопасной альтернативой использования заколонного пакера.

В данной статье представлен практический опыт использования технологии СВЦ при строительстве скважины и самоликвидация МКД, появившегося в процессе эксплуатации скважины.

ФАКТЫ

Технология СВЦ

направлена на повышение качества цементирования и предотвращение возникновения НМКП и МКД

Не существует

стандартизированных методик ГОСТ, API, ISO для тестирования СВЦ на самовосстановление

ТАБЛИЦА 1. Преимущества СВЦ в сравнении с использованием заколонного (ненабухающего) пакера

Фактор	Заколонный (ненабухающий) пакер	СВЦ
Интервал перекрытия заколонного пространства	Равен длине герметизирующего Элемента (около 1 метра)	Не ограничен во всем интервале цементирования
Возможные технологические риски	Повреждение при установке и спуске в скважину, преждевременная активация, негерметичность по резьбовым соединениям и герметизирующему узлу	В случае длительного хранения готовой смеси СВЦ требуется лабораторное тестирование перед использованием
Повторная герметизация в случае перетока углеводородов	Отсутствует	Эффект самовосстановления при контакте с углеводородами
Подверженность механическим воздействиям	Подвержен в случае механического воздействия на обсадную колонну. Например, потеря герметичности в случае натяжки ОК, при посадке ОК или при разгрузке ОК на клинья	Не подвержен за счет упруго-эластичных свойств
Влияние на репрессию на пласт в ходе ОЗЦ	Отсекает гидростатическое давление столба жидкости выше места установки	Не оказывает

Описание

Риски МКД могут возникать как на этапе строительства скважины, так и в процессе ее эксплуатации, консервации или ликвидации. Основные причины появления МКД [3]:

1. Негерметичность устьевого оборудования.
2. Недостаточная газогерметичность резьбовых соединений обсадных колонн.
3. Негерметичность ЦК в кольцевом пространстве из-за возникновения микроканалов, микрозазоров в процессе бурения и гидравлических испытаний, а также снижения адгезии ЦК к ОК.

В процессе строительства скважин с целью снижения рисков возникновения МКД наиболее часто используют заколонные пакеры. Однако стоит отметить, что не всегда применение заколонного пакера может обеспечить надежную гидроизоляцию пластов и предотвращение возникновения НМКП и МКД. Группы инженеров ведущих нефтесервисных компаний и проектных институтов занимаются поиском альтернативных методов и технологий для уменьшения рисков МКД [4–7].

В период май–декабрь 2024 года в ООО «БурСервис» успешно выполнено три ОПР по предотвращению возникновения МКД, которые заключались в применении СВЦ при цементировании эксплуатационных колонн Ø178 мм.

Основные преимущества технологии СВЦ:

1. Улучшение физико-механических свойств ЦК – эластомерные добавки придают упругие свойства ЦК в кольцевом пространстве.
2. Равномерное распределение частиц в матрице ЦК – эффективная самоликвидация микротрещин (каналов до 1000 мкм), возникших в ходе освоения и эксплуатации скважины.
3. Вступление в химическую реакцию с движущемся углеводородным пластовым флюидом – образование вязкого продукта реакции, увеличивающегося в объеме во всех возможных направлениях, заполняя трещины в ЦК.
4. Увеличение срока службы скважины, сокращение материальных затрат и продолжительных остановок скважин, связанных с РИР.
5. Безопасная альтернатива использованию заколонного пакера (таблица 1).

Механизм действия самовосстанавливающихся цементных систем

В составе СВЦ присутствует комплексная добавка синтетически модифицированных эластомеров. Данные эластомеры равномерно распределяются в ЦК, что способствует улучшению физико-механических свойств, а именно уменьшению модуля Юнга и увеличению коэффициента Пуассона – именно это придает ЦК упругие свойства. Более того, важнейшей особенностью синтетически модифицированных эластомеров является их способность вступать в химическую реакцию при контакте с углеводородной средой. В результате данной реакции образуется вязкий продукт, увеличивающийся объеме во всех возможных направлениях, заполняя трещины в ЦК [6] (рис. 1).

Важно отметить факт, что при циркуляции углеводородных флюидов через ЦК, который утратил целостность (трещины, микрозазоры), данные эластомеры вступают в реакцию с углеводородной средой, закупоривая трещины и микрозазоры – процесс самовосстановления ЦК. На представленных образцах ЦК, содержащих СВЦ, можно наблюдать, что после контакта с углеводородом происходит самоликвидация заранее созданных искусственных пропилов (рис. 2).

Методы тестирования самовосстанавливающихся цементных систем

СВЦ изготавливается в соответствии со стандартами ISO 10426-2 и ГОСТ 34532-2019 и помещается в межтрубное пространство ячейки. В специальное отверстие устанавливается стержень диаметром 1 мм для создания

РИСУНОК 1. Реакция СВЦ с углеводородной жидкостью

Пластиковый сосуд с водой и углеводородной жидкостью. Отчетливо видна граница раздела между двумя жидкостями

Поверх углеводородной жидкости по всей поверхности равномерно насыпаны гранулы эластомеров. Начинается процесс реакции

Реакция протекает быстро. Гранулы эластомеров слипаются между собой, образуя бесшовную массу по всей поверхности сосуда

Продукт реакции настолько прочный и адгезионно активный, что при переворачивании сосуда вода, которая находится под углеводородной жидкостью, не стекает вниз

РИСУНОК 2. Реакция ЦК, содержащего СВЦ, с углеводородной жидкостью

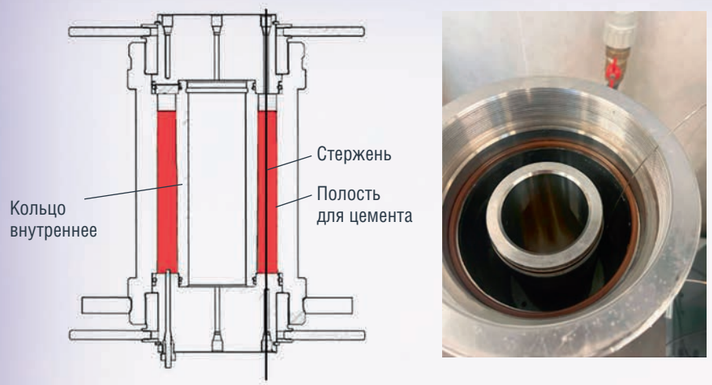
Исходный образец ЦК, содержащего СВЦ

Образец ЦК, содержащего СВЦ, после контакта с углеводородной жидкостью

Исходный образец ЦК, содержащего СВЦ

Образец ЦК, содержащего СВЦ, после контакта с углеводородной жидкостью

РИСУНОК 3. Установка по тестированию самовосстанавливающихся цементных систем



искусственного канала. В ячейке создаются пластовые условия – температура 34 °С, давление 99 атм (рис. 3).

После окончания периода ОЗЦ стержень извлекается из кольцевого пространства получившегося образца ЦК. Производится проверка проводимости искусственного канала (циркуляция через канал) водой и очистка воздухом. Данный канал заполняется углеводородной средой – осуществляется циркуляция газоконденсатом через верхнюю часть ячейки. Затем образец ЦК с искусственным каналом оставляют в углеводородной среде в течение 48 часов при 34°С и 99 атм, имитируя пластовые условия. Положительным результатом является подтверждение герметизации канала, наличие перепада давления снизу и сверху ячейки, отсутствие циркуляции через искусственный канал в ЦК.

С целью последующей оценки герметичности искусственного канала ЦК давление в системе снижается до атмосферного. Далее образец подвергается воздействию перепадом давления путем подачи газоконденсата в ячейку через нижнюю часть искусственного канала в ЦК (повышение давления шагом по 2 атм) и регистрацией давления в верхней и нижней частях искусственного канала в ЦК до момента потери герметичности. Потеря герметичности искусственного канала в ЦК зафиксирована при воздействии давления в 20 атм, перепад давления составил 15 атм (рис. 4). Необходимо отметить, что длина искусственного канала в ЦК при тестировании составляет 20 см, а с увеличением протяженности канала увеличивается и перепад давления, при котором происходит потеря герметичности.

Следует выделить основные стадии, характерные для процесса лабораторного тестирования СВЦ (рис. 5). При взаимодействии СВЦ с углеводородным пластовым флюидом (газоконденсатом) происходит реакция, в результате которой образуется вязкий продукт, увеличивающийся в объеме во всех направлениях. Продукт реакции заполняет все имеющиеся трещины и зазоры, склеивается в них, восстанавливая тем самым герметичность цементного камня. Увеличение объема цементного камня при подборе концентрации СВЦ можно оценить тестированием цементного раствора на расширяющихся кольцах.

Исследования упруго-прочностных и фильтрационно-емкостных характеристик образцов ЦК с содержанием эластомеров показали, что уменьшается значение модуля Юнга, увеличивается значение коэффициента Пуассона, снижается открытая пористость и проницаемость ЦК (таблицы 2 и 3). Дополнительно было проведено тестирование на соответствие СВЦ требованиям технического задания в соответствии с ISO 10426-2 и ГОСТ 34532-2019 (таблица 4).

ФАКТЫ

СВЦ

включает комплексную добавку синтетически модифицированных эластомеров, равномерно распределяемых в ЦК и придания ему упругости за счет уменьшения модуля Юнга и увеличения коэффициента Пуассона

Образцы ЦК

с содержанием эластомеров продемонстрировали снижение открытой пористости и проницаемости цементного камня

РИСУНОК 4. График проверки герметизации искусственного канала в ЦК с СВЦ

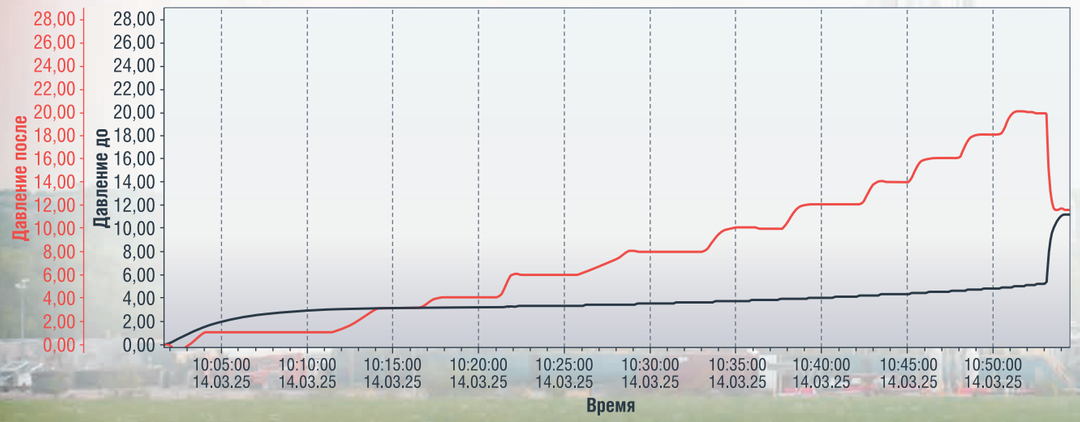
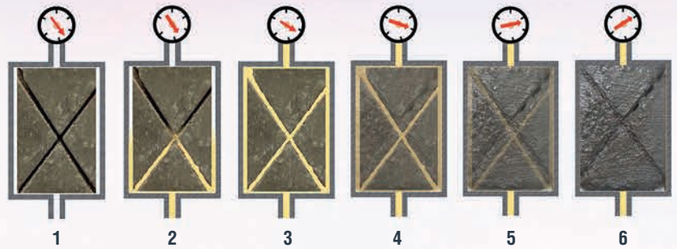


РИСУНОК 5. Установка по тестированию самовосстанавливающихся цементных систем



1 – загрузка образца ЦК с искусственными каналами в тестовую ячейку с заданным зазором; 2 – начало циркуляции углеводородной жидкости в системе; 3 – установление начального рабочего давления; 4 и 5 – в связи с реакцией СВЦ и углеводорода в ЦК происходят физические изменения, вызывающие увеличение объема и рост давления; 6 – завершение теста (образец ЦК занимает весь объем тестовой ячейки с перекрытием начального зазора и искусственного канала)

Результаты

В период май–декабрь 2024 года в ООО «БурСервис» успешно выполнено три ОПР по предотвращению возникновения МКД, которые заключались в применении СВЦ при цементировании эксплуатационных колонн Ø178 мм. Была разработана самовосстанавливающаяся цементная система «CemLife-500», на основе которой был создан дизайн ОЦР плотностью 1,45 г/см³.

ТАБЛИЦА 2. Упруго-прочностные свойства образцов ЦК, полученные при одностадийном трехосном нагружении в пластовых термобарических условиях, (ТХС тест)

№ образца	Предел прочности ($\sigma_{сж}$), МПа	Статический модуль Юнга ($E_{ст}$), ГПа	Статический коэффициент Пуассона ($\nu_{ст}$)	Динамический модуль Юнга ($E_д$), ГПа	Динамический коэффициент Пуассона ($\nu_д$)
1	6,502	5,68	0,321	9,801	0,317
2	6,358	6,05	0,294	9,853	0,324
3	6,232	7,58	0,278	9,972	0,318
Среднее значение	6,364	6,44	0,298	9,875	0,320

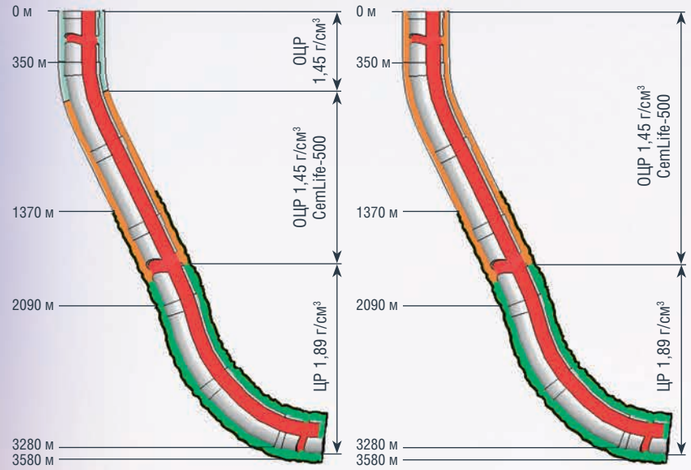
ТАБЛИЦА 3. Фильтрационно-емкостные свойства образцов ЦК

№ образца	Объемная плотность ($\rho_{об}$), г/см³	Открытая пористость по воде ($K_п$), %	Открытая пористость по газу ($K_{оп}$), %	Абсолютная проницаемость по газу с поправкой Клинкенберга ($K_{пр}$), мД
1	1,445	39,64	32,31	0,195
2	1,447	39,71	32,75	0,210
3	1,452	39,36	32,28	0,191
Среднее значение	1,448	39,57	32,45	0,199

ТАБЛИЦА 4. Результаты тестирования СВЦ в соответствии с ISO 10426-2 и ГОСТ 34532-2019

№	Наименование показателя, единица измерения	Результаты испытаний ООО «БурСервис»	Результаты проверки независимой лаборатории
1	Плотность цементного раствора, г/см³	1,45	1,44
2	Время загустевания до 70 Вс, час : мин при Т = 53 °С и Р = 38,0 МПа	5 : 03	3 : 44
3	Время набора прочности до 3,45 МПа, час : мин при Т = 43 °С и Р = 20,68 МПа	17 : 27	16 : 25
4	УЗ прочность на сжатие через 12 ч, МПа при Т = 36 °С, Р = 20,68 МПа	2,69	2,56
5	УЗ прочность на сжатие через 24 ч, МПа при Т = 34 °С и Р = 20,68 МПа	3,99	4,39
6	Водоотдача, мл/30 мин при Т = 53 °С	40	90
7	Водоотделение, %	0	0

РИСУНОК 6. Варианты расположения технологических жидкостей после окончания процесса цементирования. Результаты гидродинамического двухмерного (2D) моделирования в ПО iCem



А. Вариант 1 (скважина № 1) **Б.** Вариант 2 (скважины № 2 и 3)

РИСУНОК 7. Реологическая иерархия технологических жидкостей для всех режимов закачки

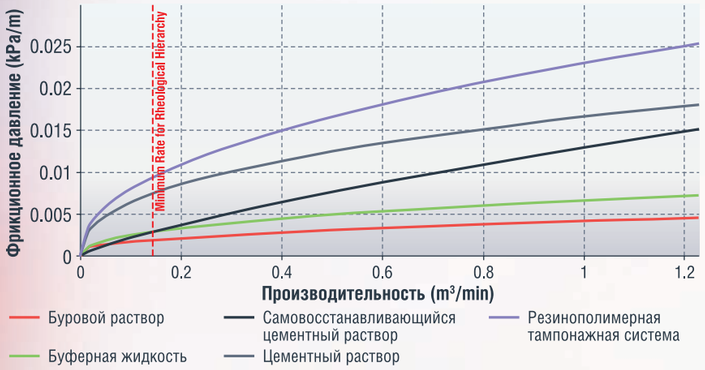
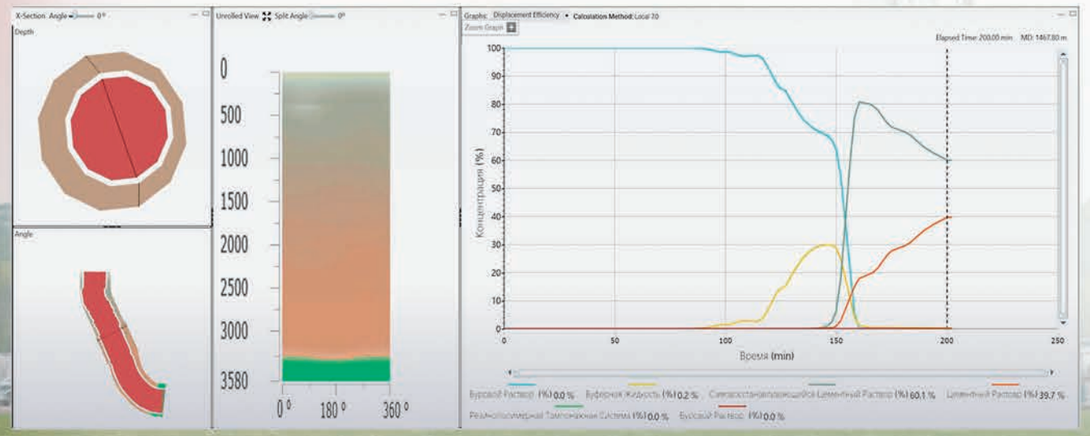


РИСУНОК 8. Результаты гидродинамического трехмерного (3D) моделирования в ПО iCem



По результатам гидродинамического двухмерного (2D) моделирования в ПО iCem предусмотрено два варианта расположения технологических жидкостей после окончания процесса цементирования (рис. 6 А–Б).

Результат гидродинамического двухмерного (2D) моделирования в ПО iCem.

Реологическая и плотностная иерархия закачиваемых технологических жидкостей соблюдается на всех возможных режимах закачки (рис. 7).

В соответствии с результатами гидродинамического трехмерного (3D) моделирования в ПО iCem, на башмаке технической колонны Ø245 мм полностью отсутствует смешение бурового раствора и ОЦР плотностью 1,45 г/см³ с «CemLife-500». Зона смешения состоит из ОЦР плотностью 1,45 г/см³ с «CemLife-500» (60,1 %) и ЦР плотностью 1,89 г/см³ (39,7 %) (рис. 8 и таблица 5).

Было проведено тестирование данной зоны смешения, а также ОЦР плотностью 1,45 г/см³ с «CemLife-500», ЦР плотностью 1,89 г/см³ и резинополимерной тампонажной системы плотностью 1,89 г/см³ на УЗ прочность с помощью УЗА по динамическому температурному профилю в соответствии с ISO 10426-2 (рис. 9 А–Г и таблица 6). Прочностные характеристики ЦК, полученные в результате тестирования, соответствуют требованиям технического задания.

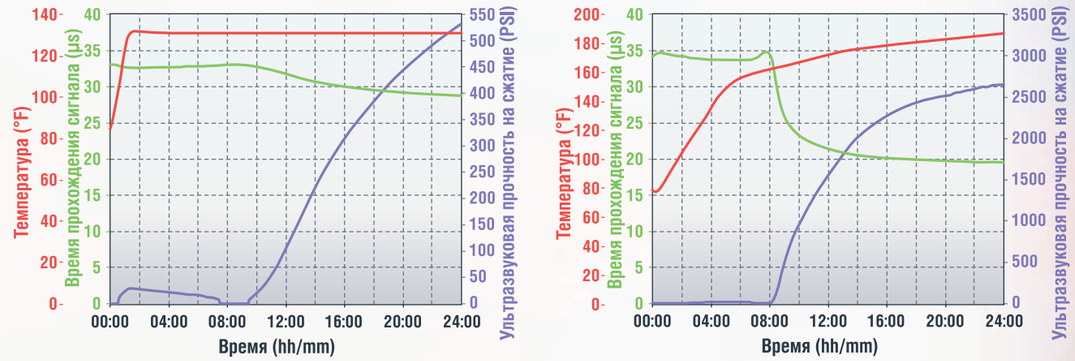
ТАБЛИЦА 5. Процентное соотношение зон смешения по результатам гидродинамического трехмерного (3D) моделирования в ПО iCem

Технологическая жидкость	Содержание на башмаке технической колонной Ø245 мм, %
Буровой раствор	0
Буферная жидкость	0,2
ОЦР плотностью 1,45 г/см³ с «CemLife-500»	60,1
ЦР плотностью 1,89 г/см³	39,7
Резинополимерная тампонажная система плотностью 1,89 г/см³	0

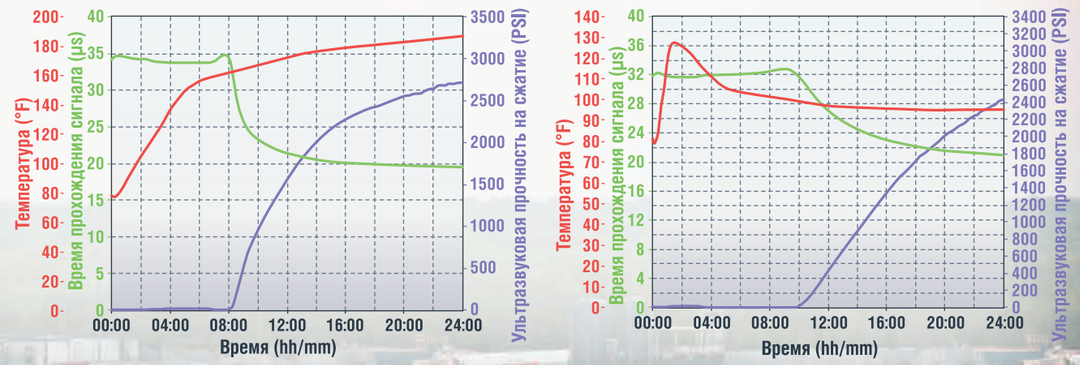
ТАБЛИЦА 6. Результаты тестирования на УЗ прочность через 24 часа

Название технологической жидкости	УЗ прочность, psi	УЗ прочность, МПа
ОЦР плотностью 1,45 г/см³ с «CemLife-500»	533	3,67
ЦР плотностью 1,89 г/см³	2636	18,17
Резинополимерная тампонажная система плотностью 1,89 г/см³	2710	18,68
Зона смешения на башмаке технической колонной Ø245 мм	2426	16,72

РИСУНОК 9. Результаты тестирования на УЗ прочность через 24 часа



А. УЗ прочность через 24 часа (ОЦР плотностью 1,45 г/см³ с «CemLife-500») **Б.** УЗ прочность через 24 часа (ЦР плотностью 1,89 г/см³)



В. УЗ прочность через 24 часа (резинополимерная тампонажная система плотностью 1,89 г/см³) **Г.** УЗ прочность через 24 часа (зона смешения на башмаке технической колонны Ø245 мм)

Ключевыми параметрами для оценки результатов ОПР по применению самовосстанавливающейся цементной системы при цементировании эксплуатационных колонн Ø178 мм являются: опрессовка МКП 245×178 мм, наличие МКД после ввода скважин № 1–3 в эксплуатацию и результаты АКЦ (рис. 10 и таблица 7).

Возникновение МКД в процессе эксплуатации скважины

Скважины № 1–3 были успешно введены в эксплуатацию. По результатам освоения скважин № 2 и 3 МКД в МКП 245×178 мм не зафиксировано – скважины работают в штатном режиме. Через один месяц после ввода скважины № 1 в эксплуатацию возникло МКД в МКП 245×178 мм, которое достигало значения 33,4 атм (рис. 11).

РИСУНОК 10. Результаты АКЦ для ОПР по применению СВЦ

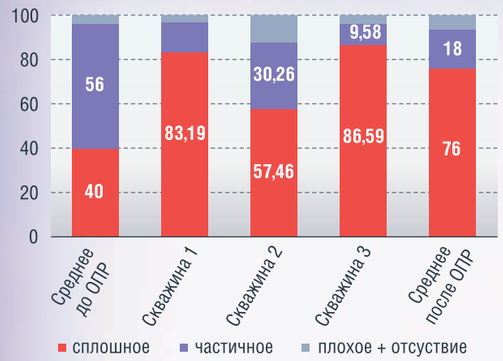


РИСУНОК 11. Мониторинг устьевых параметров скважины № 1

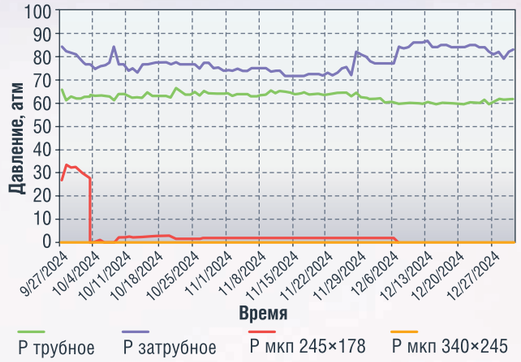


ТАБЛИЦА 7. Результаты ОПР по применению СВЦ

№ скважины	Интервал расположения ОЦР с СВЦ, м по стволу	Процент сплошного сцепления во всем интервале цементирования (по АКЦ), %	Результаты опрессовки МКП 245×178 мм	Результаты ввода скважину в эксплуатацию
1	0–1910	83,19	герметично	Появилось МКД 33,4 атм. Далее произошла полная самоликвидация МКД
2	600–2000	57,46	герметично	МКД не зафиксировано
3	600–2000	86,59	герметично	МКД не зафиксировано

Через 7 дней было произведено стравливание МКД в МКП 245×178 мм. В процессе стравливания в течение 5 минут наблюдался выход белой эмульсии в объеме 10 литров с признаками углеводородов. После стравливания МКД в МКП 245×178 мм наблюдался незначительный рост давления до 2,9 атм в течение 64 суток. Затем произошла полная самоликвидация МКД в МКП 245×178 мм – давление снизилось до 0 атм. Примечательно, что за данный период времени дополнительные РИР на скважине № 1 не производились, произошло самовосстановление ЦК.

Заключение

Комплексный инженерный подход был применен для разработки технологии самовосстановления цементного камня в процессе эксплуатации скважины. Результаты применения СВЦ подтвердили лабораторные и теоретические изыскания.
На практике подтверждена эффективность СВЦ как надежного барьера для изоляции пластов.

В ООО «БурСервис» была разработана самовосстанавливающаяся цементная система «CemLife-500», на основе которой был создан дизайн ОЦР плотностью 1,45 г/см³. По результатам АКЦ отмечается увеличение интервала сплошного контакта для эксплуатационных колонн Ø178 мм в 1,9 раза. МКД на скважинах в рамках ОПР с СВЦ либо не возникли, либо возникли, но незначительные и в дальнейшем самоликвидировались – произошло самовосстановление ЦК без проведения РИР.

ФАКТЫ

1,45 г/см³

составляет плотность ОЦР, дизайн которого создан на основе самовосстанавливающейся системы «CemLife-500»

МКД

на скважине № 1 самоликвидировалось, что подтверждает практическую эффективность самовосстанавливающейся цементной системы CemLife-500

Литература

1. *Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков Ю.Н и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 745–776. https://doi.org/10.15372/GiG20140504.*
2. *Пересчет запасов газа, конденсата и нефти неокомских залежей Заполярного месторождения с учетом материалов 3D-сейсморазведки и бурения скважин: Отчет о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Огибенин В.В.; Отв. исполн. Дорошенко А.А. – Тюмень, 2011.*
3. *Приложение № 8 к Руководству по безопасности «Методические рекомендации по определению предельных значений межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа», утвержденному Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 ноября 2023 г. № 429.*
4. *Блинов П.А., Садыков М.И. Оценка упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидных систем // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 1. – С. 97–105.*
5. *Блинов П.А., Садыков М.И. Разработка и исследование тампонажных составов с улучшенными упруго-прочностными свойствами для крепления нефтяных и газовых скважин / Блинов П.А., Садыков М.И., Гореликов В.Г., Никишин В.В. // Записки горного института. – 2024. – Т. 268. – С. 588–598.*
6. *Зырянов В.С., Василенко В.В., Фоменков А.В., Дьяченко Е.В., Садыков М.И., Безбородов А.Е. Опыт применения самовосстанавливающегося цемента с целью предотвращения возникновения межколонного давления, а также общего улучшения качества цементирования. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025.*
7. *Денисов И.В., Губжоков В.Б. Отечественная эластичная самовосстанавливающаяся цементная система как метод предупреждения и борьбы с межколонным давлением и межпластовыми перетоками. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023; 8(2): 40–49. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-40-49.*

KEYWORDS: *self-recovering cement system, annular pressure, gas migration, gas flow potential.*

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА

пенно-полимерным составом в терригенных и карбонатных пластах Демкинского и Зюзеевского месторождений

УДК 622.276.58

Каразеев Дмитрий Владимирович
руководитель департамента нефтепромысловой химии и сервисных услуг, ООО «Уфимский научно-технический центр»

Стрижнев Владимир Алексеевич
эксперт отдела РИР и скважинных технологий, ООО «Уфимский научно-технический центр», к.т.н.

Вежнин Сергей Аркадьевич
начальник отдела МУН, ООО «Уфимский научно-технический центр»

Мамыкин Антон Александрович
старший научный сотрудник, ООО «Уфимский научно-технический центр», к.х.н.

Сафаров Фарит Эрикович
старший научный сотрудник, ООО «Уфимский научно-технический центр», к.х.н.

Телин Алексей Герольдович
заместитель директора по научной работе, ООО «Уфимский научно-технический центр», доцент, к.х.н.

Павлик Артем Станиславович
аспирант кафедры РНГМ, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

В СТАТЬЕ ОСВЕЩЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ (ОПИ) ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (РИР) ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА (ОВП) С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕННО-ПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА (ППС) И СТРУКТУРИРОВАННОГО ГИДРОГЕЛЕВОГО СОСТАВА «NGT-CHEM-3» В КАЧЕСТВЕ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ. ОПИ ПРОВЕДЕНЫ В ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ АО «ТАТЕХ» И АО «ТНП-ЗЮЗЕЕВНЕФТЬ»

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF PILOT FIELD TRIALS (PFT) OF REPAIR AND INSULATION WORKS (RIW) TECHNOLOGY FOR WATER SHUTOFF (WS) US-ING FOAM-POLYMER COMPOSITION (FPC) AND STRUCTURED HYDROGEL COMPOSITION "NGT-CHEM-3" AS PLUGGING MATERIALS. THE PFT WERE CONDUCTED IN THE GEOLOGICAL AND TECHNICAL CONDITIONS OF DEVELOPMENT ASSETS OF JSC "TATEH" AND JSC "TNP-ZYUZEEVNEFT"

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *ремонтно-изоляционные работы, ограничение водопритока, пенно-полимерный состав, гранулярные, трещиноватые коллекторы.*

Применение гидрогелей для водоизоляции скважин является перспективной и быстро развивающейся технологией [1]. Водоизоляция скважин с применением гидрогелей в зависимости от геолого-физических условий пласта и технического состояния скважин может легко трансформироваться в варианты внутрипластового образования пеногелей, гелей, армированных дисперсными и волокнистыми наполнителями [2, 3].

Цель работы – испытание технологии водоизоляции в гранулярных и трещиноватых коллекторах.

В результате проведения ОПИ технологии ОВП предполагается образование изоляционного барьера в обводненных интервалах пласта, что приводит к ограничению притока воды в ствол скважины. Отличительной особенностью работ является то, что данный вид РИР проводится без использования цемента, через существующий интервал перфорации (без создания спецотверстий).

ТАБЛИЦА 1. Реологические параметры состава «NGT-Chem-3»

№ п/п	Состав	*G'*, Па	*G''*, Па	*G**, Па	Crossover, Па	Линейный диапазон измерений, Па
1	Базовый состав (БС)	23,07	11,72	25,88	45,27	31,36
2	БС + 0,05 % ППФ	24,23	12,28	27,17	43,99	30,3
3	БС + 0,10 % ППФ	26,62	14,19	30,16	41,34	26,99
4	БС + 0,15 % ППФ	27,34	14,81	31,1	41,03	25,97
5	БС + 0,20 % ППФ	27,52	13,88	30,82	46,45	32,95
6	БС + 0,25 % ППФ	28,63	15,23	32,44	46,16	32,82

В качестве изоляционных материалов для ОВП были применены ППС и вспомогательный гидрогелевый состав «NGT-Chem-3». ППС представляет собой двухкомпонентную систему, в состав которой входит высокомолекулярный полимер, сшиватель и газогенерирующие компоненты. ППС обладает повышенной проникающей способностью в пласт и селективным снижением проницаемости по отношению к воде. Образуя пенно-гелевую систему непосредственно в призабойной зоне пласта, состав создает более протяженные экраны в заданных интервалах пласта в сравнении с известными полимерными композициями, а наличие в нем пены повышает эффективность изоляции газа и воды. Состав «NGT-Chem-3» представляет из себя смесь низкомолекулярного полимера и органических сшивателей, которая при растворении в воде образует гелант и после закачивания в пласт превращается в гель с прочной сшитой структурой. Полимерный гель в пластовых условиях обладает начальным градиентом давления и создает высокие гидравлические сопротивления при фильтрации воды. На скважинах с высокой приемистостью, для борьбы с поглощением рабочего раствора, в состав «NGT-Chem-3» вводится наполнитель – полипропиленовая фибра (ППФ).

Лабораторное тестирование

Осцилляционные исследования состава «NGT-Chem-3» проводили с применением ротационного вискозиметра Rheotest RN5.1 (Rheotest Medingen GmbH, Германия) с измерительной системой «плоскость – пластина» при 24 °С. Диаметр измерительной пластины 36 мм, зазор между пластинами 1 мм.

Осцилляционные исследования выполняли с разверткой по напряжению сдвига при частоте колебаний в 1 Гц. Основные измеряемые параметры: модуль упругости (*G'*), модуль вязкости (*G''*), комплексный модуль (*G**), точка кроссовера (точка пересечения *G'* и *G''*), соответствующая пределу текучести, а также линейный диапазон измерений. В ходе экспериментов производили несколько замеров, результаты которых затем усредняли и рассчитывали стандартное отклонение. В таблице 1 приведены реологические параметры базового и модифицированного фиброй состава «NGT-Chem-3».

Как видно из таблицы 1, добавка ППФ от 0,05 до 0,25 % плавно увеличивает все реологические показатели, при этом модуль упругости увеличивается от 23,07 Па (для БС) до 28,63 Па. Дальнейшее увеличение концентрации ППФ к существенному изменению реологических свойств не приводит.

Определение показателя фильтрации проводили на фильтр-прессе низкого давления марки ФЛР-2. В ячейку фильтр-пресса ФЛР-2 загружали исследуемый состав после 48 часов созревания. Объем ячейки фильтр-пресса составляет 156 мл, тампонажный состав загружали в объеме 150 мл и подавали рабочее давление 0,7 МПа. В исследованиях использовался щелевой тип фильтра (параметры щели фильтра: ширина 300 мкм, длина 30 мм). Температура проведения тестов +20 °С. В ходе тестирования определяли объем фильтрата за 30 мин (таблица 2).

ТАБЛИЦА 2. Результаты тестирования состава «NGT-Chem-3» на фильтр-прессе ФЛР-2

№ п/п	Рецептура составов	Время фильтрации	Объем фильтрата, мл
1	Базовый состав (БС)	15 сек	150
2	БС + 0,05 % ППФ	30 мин	80
3	БС + 0,15 % ППФ	30 мин	30
4	БС + 0,20 % ППФ	30 мин	5
5	БС + 0,25 % ППФ	30 мин	5

Как видно из таблицы 2, добавка ППФ в количестве 0,05 % привела к фильтрации через щель 80 мл композита за 30 мин. Увеличение содержания этих волокон до 0,15 % уменьшило прохождение композита через щель (30 мл композита за 30 мин). Доведение содержания ППФ до 0,20 % и 0,25 % снизило объем фильтрата до 5 мл композита за 30 мин.

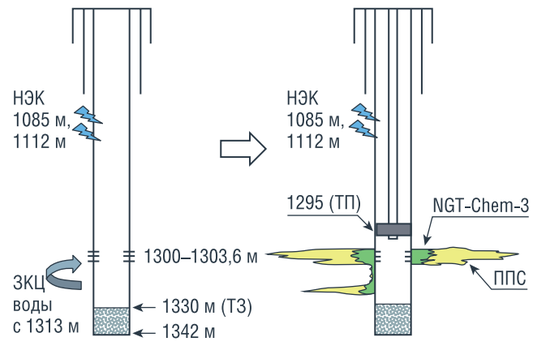
Опытно-промысловые испытания РИР по ОВП

С ноября по декабрь 2024 г. ООО «Уфимский НТЦ» провело ОПИ РИР по ОВП в двух добывающих скважинах на Демкинском и Зюзеевском месторождениях в Поволжье.

Скважина W-1 Демкинского месторождения представляет собой эксплуатационную колонну диаметром 168 мм, спущенную до глубины 1342 м. Перфорацией вскрыт бобриковский горизонт. Пласт терригенный, поровый, характеризуется следующими параметрами: $К_{пр}$ – 668 мД, $К_п$ – 21,3 %. Дата ввода скважины в эксплуатацию: 09.2003 г. (с параметрами $Q_ж$ = 24,1 м³/сут, $Q_н$ = 22 т/сут, обводненность 1 %).

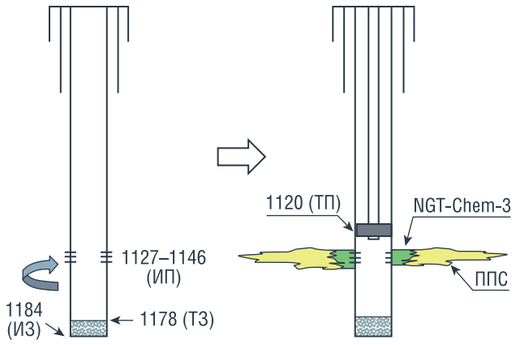
Обводненность скважины начала быстро расти с 40 % в 2017 г. до 90 % в конце 2023 г. и на момент проведения РИР достигла 99 %. По данным промысловых геофизических исследований от 22.11.2024 г., отмечались приток воды из интервала перфорации и заколонное движение воды снизу вверх, с глубины на 10 м ниже интервала перфорации. РИР на скважине W-1 были проведены в ноябре 2024 г. Закачивание составов осуществляли через компоновку насосно-компрессорных труб с пакером. Перед проведением работ приемистость интервала обработки составила 120 м³/сут при давлении 70 атм. В обрабатываемый интервал было закачано 15 м³ ППС и 3 м³ докрепляющей композиции «NGT-Chem-3» (без наполнителей). Начальное давление закачивания составило 100 атм, конечное – поднялось до 120 атм. Технологическая схема проведения РИР на скважине W-1 приведена на рисунке 1.

РИСУНОК 1. Технологическая схема проведения РИР на скважине W-1



Скважина W-2 Зюзеевского месторождения представляет собой эксплуатационную колонну диаметром 168 мм, спущенную до глубины 1204 м. Перфорацией вскрыт башкирский ярус. Пласт карбонатный, трещиноватый, характеризуется следующими параметрами: $К_п$ – 17,2; $К_{гл}$ – 0,8. После ввода в эксплуатацию из бурения скважина длительное время работала с обводненностью 0 %. С 2017 г. наблюдается резкий рост обводненности продукции до 40 %, в 2023 г. обводненность также резко выросла с 70 до 96 %. При сопоставлении РК-каротажа и данных по профилю приемистости близлежащей скважины поддержания пластового давления (ППД) видно, что вода в добывающую скважину может поступать как по подошве перфорированной мощности пласта, так и снизу по ЗКЦ – от ЗКЦ нагнетательной скважины. По данным промысловых геофизических исследований 24.12.2024 г., до проведения РИР выявлена ЗКЦ небольшой интенсивности с глубины на 10 м ниже интервала перфорации. РИР на скважине W-2 были проведены в декабре 2024 г. Перед началом проведения работ остановили скважину ППД, вплоть до ВНР после РИР в добывающей скважине. Закачивание составов осуществляли через компоновку насосно-компрессорных труб с пакером. Перед проведением работ приемистость интервала обработки составила 576 м³/сут при давлении 0 атм. В обрабатываемый интервал было закачано 30 м³ ППС и 5,5 м³ состава «NGT-Chem-3» (для снижения поглощения в качестве наполнителя использовалась ППФ). Начальное давление закачивания составило 0 атм, конечное – поднялось до 100 атм. Технологическая схема проведения РИР на скважине W-2 приведена на рисунке 2.

РИСУНОК 2. Технологическая схема проведения РИР на скважине W-2



Результаты

В результате проведенных РИР на скважине W-1 Демкинского месторождения обводненность продукции скважины снижена с 99 до 74 %, дебит по нефти увеличен с 0,2 до 2 т/сут. На текущую дату эффект от обработки наблюдается более четырех месяцев.

В результате проведенных РИР на скважине W-2 Зюзеевского месторождения обводненность продукции скважины снижена с 99 до 35 %, но после запуска близлежащей скважины ППД (была остановлена на момент проведения РИР) обводненность увеличилась до 63 %. Даны рекомендации провести работы по ВПП в скважине ППД: при этом ожидается снижение обводненности скважины на 30–35 %. Дебит по нефти увеличен с 2,0 до 2,1 т/сут. На текущую дату эффект от обработки наблюдается более четырех месяцев.

Задача испытаний тампонажных составов и технологии для ОВП на терригенных и карбонатных коллекторах Демкинского и Зюзеевского месторождений на данном этапе в целом решена. Полученный положительный эффект может быть тиражирован на объектах с близкими геолого-физическими условиями. ●

Литература

1. *Телин А.Г., Стрижнев В.А., Вежнин С.А., Ленченкова Л.Е., Якубов Р.Н., Сафуанова Р.М. Применение гидрогелей для водоизоляции скважин. Сообщение 1 // Нефтегазовое дело. – 2024. – № 1. – С. 65–76. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-1-65-76.*
2. *Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологии ограничения водопритока и РИР в трещиноватых карбонатных коллекторах // Георесурсы. – 2016. – 18 (3). – С. 175–185. DOI: org/10.18599/grs.18.3.6.*
3. *Каразеев Д.В., Вежнин С.А., Стрижнев В.А., Левадский А.М., Мамыкин А.А., Олейник А.А., Широбоков А.В., Миннебаев Б.Р., Беловус П.Н., Муллагалин И.З. Ограничение притока газа в горизонтальных скважинах Восточно-Мессояхского месторождения с помощью самогенерирующегося пенно-полимерного состава с гидрогелем // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 4. – С. 37–41.*

Keywords: *repair and insulation works, water shutoff, foam-polymer composition, granular, fractured reservoirs.*

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ КРЕПИ СКВАЖИН

на месторождениях высоковязких нефтей

Овчинников Василий Павлович
Тюменский индустриальный университет, профессор, д.т.н.

Овчинников Павел Васильевич
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, профессор, д.т.н.

Шамсутдинов Николай Маратович
аспирант, Тюменский индустриальный университет

Рожкова Оксана Владимировна
старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет

Белоусова Ирина Валерьевна
ассистент, Тюменский индустриальный университет

УДК 622.276.1

ОСНОВНЫМ ИСТОЧНИКОМ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В БЛИЖАЙШЕМ БУДУЩЕМ СТАНУТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, СОДЕРЖАЩИЕ ВЫСОКОВЯЗКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ – ДОМАНИКОИДЫ, БАЖЕН. ПРОБЛЕМЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ, – ВЫСОКИЕ ДАВЛЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРА, ВЯЗКОСТЬ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА. НАРЯДУ С ЭТИМ И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ МЕТОДЫ, ТЕХНОЛОГИИ (ГИДРОРАЗРЫВ, ТЕПЛОВОЕ, ХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ) ТРЕБУЮТ СПЕЦИФИЧЕСКОГО ОТНОШЕНИЯ К КРЕПИ СКВАЖИНЫ ПРОТИВ ПРОДУКТИВНОГО ИНТЕРВАЛА. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ЗА РУБЕЖОМ И В РОССИИ, ИХ СВОЙСТВА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ, ОПИСАНЫ РАЗРАБОТАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ОСНОВОЙ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ СЕЛЕКТИВНЫЙ МНОГОРАЗОВЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА И ТЕМПЕРАТУРОСТОЙКИЕ ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ (СПОСОБ ИХ ПРИГОТОВЛЕНИЯ, СВОЙСТВА РАСТВОРОВ И ФОРМИРУЮЩЕГОСЯ НА ИХ ОСНОВЕ КАМНЯ)

THE MAIN SOURCE OF HYDROCARBON PRODUCTION IN THE NEAR FUTURE WILL BE FIELDS CONTAINING HIGH-VISCOSITY HYDROCARBONS - DOMANIKOIDS, BAZHEN. THE PROBLEMS THAT ARISE DURING DEVELOPMENT ARE HIGH PRESSURES, TEMPERATURES, VISCOSITY OF THE FORMATION FLUID. ALONG WITH THIS, THE METHODS AND TECHNOLOGIES USED (HYDRAULIC FRACTURING, THERMAL, CHEMICAL EFFECTS) REQUIRE A SPECIFIC ATTITUDE TO THE WELL LINING AGAINST THE PRODUCTIVE INTERVAL. THE ARTICLE CONSIDERS THE CONDITIONS OF BEDDING OF HIGH-VISCOSITY OILS ABROAD AND IN RUSSIA, THEIR PROPERTIES, TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR ENSURING THE INFLOW TO THE WELL, DESCRIBES THE DEVELOPED TECHNOLOGICAL SOLUTIONS BASED ON SELECTIVE MULTIPLE HYDRAULIC FRACTURING OF THE FORMATION AND TEMPERATURE-RESISTANT PLUGGING MATERIALS (THEIR PREPARATION METHOD, THE PROPERTIES OF SOLUTIONS AND THE STONE FORMED ON THEIR BASIS)

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, трудноизвлекаемые запасы, гидроразрыв пласта, тампонажный материал, повышенные температуры.*

Современная нефтяная отрасль вынуждена искать новые технологические решения в связи с истощением традиционных запасов и необходимостью освоения трудноизвлекаемых месторождений (ТрИЗ) [1]. В Российской Федерации интерес представляют залежи баженовской свиты в Западной Сибири, характеризующиеся глубоким залеганием (2000–3000 м), тонкой продуктивной зоной и низкой проницаемостью (до 0,005 мД). При этом запасы баженовской свиты достигают 100–170 млрд тонн, однако традиционные методы разработки не позволяют ограничить коммерческую эффективность.

Экстремально низкий коэффициент проницаемости 0,01–1 мД приводит к низкой продуктивности скважин и высоким темпам падения добычи. Для обеспечения рентабельных дебитов скважин и накопленной добычи углеводородного сырья (УВС) приходится использовать дорогостоящие конструкции эксплуатационных скважин с высокотехнологическими типами заканчивания, с горизонтальными стволами до 2000 м, муфтами гидроразрыва пласта (ГРП), пакерами для проведения многостадийных, большеобъемных ГРП с массой проппанта до 300 т на каждую стадию [2].

На сегодняшний день мировая практика показывает, что эффективное освоение ТрИЗ возможно при использовании скважин с горизонтальным окончанием в сочетании с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Данный подход обеспечивает создание разветвленной искусственной системы трещины (стимулированного объема пласта, SRV) и распространение воздействия по всей длине горизонтального участка. Однако для месторождений с особенностями, компаниями баженовской свите, необходимо проведение комплексного анализа геолого-технических параметров, включая моделирование процессов гидроразрыва и оптимизации технологических режимов, что и является целью данной работы.

ФАКТЫ

2000–3000 м

глубина залегания залежей баженовской свиты в Западной Сибири

Баженовская свита представляет собой мезозойские условия, характеризующиеся соблюдением дополнительных параметров:

- Глубина залегания: 2000–3000 м.
- Толщина продуктивного горизонта: увеличивается от 25 до 50 м, с одинаковыми различиями пород.
- Пористость: 3–4 % (никогда ниже), что свидетельствует о высокой степени уплотнения.
- Проницаемость: менее 0,005 мД, что обусловлено отсутствием развитой системы сложной трещины.
- Химико-физические особенности: породы свиты характеризуются низким содержанием химических веществ (керогена) и имеют низкую эффективность, что затрудняет естественное развитие трещиноватости.

Традиционные методы гидроразрыва, внедренные в вертикальных скважинах, не способны обеспечить расширение раскрытия горизонтальных участков, что приводит к локализации стимуляции эффекта и неравномерному распределению давления. К проблемам традиционных подходов относятся:

- Ограниченное воздействие на горизонтальный участок, что ограничивает площадь контакта со скважиной.
- Невозможность точно регулировать параметры воздействия по всей длине ствола.

ТАБЛИЦА 1. Пример оптимальных параметров МГРП для баженовской свиты

Параметр	Рекомендуемое значение	Обоснование
1	2	3
Длина горизонтального участка	1000 м	Максимизация зоны контакта с продуктивным горизонтом
Количество стадий	20	Обеспечение равномерного распределения давления
Объем расклинивающего агента	250 тн	Достижение необходимого давления без переразрыва
Скорость закачки	12–13 м^3/с	Оптимизация динамики образования трещины

- Высокую чувствительность к геологическим неоднородностям и изменениям физико-химических свойств пласта.

Решением данной проблемы является применение МГРП с использованием специальных изолирующих устройств (пакеры, шаровые муфты), что позволяет «разбить» горизонтальный участок на независимые стимуляционные зоны.

Для описания механизма образования трещины в условиях МГРП использованы следующие модели:

- Модель KGD (Кристиансен – Гиртсма – ДеКлерк): описывает начальный этап формирования, высокую трещину, актуальную для начальной фазы гидроразрыва.
- Модель PKN (Перкинса-Керна-Нордгрена): применяется для определения трещин, ограниченных по высоте, характерных для завершающих стадий.
- Двойная пористость (модель Эль-Банби): позволяет учитывать влияние как матричных, так и трещинных характеристик пласта на динамику закачиваемой жидкости.

На основе этих моделей учитываются расчеты оптимальных параметров:

- Длина трещины необходима для охвата верхней части территории продуктивного горизонта.
- Количество стадий ГРП, требуемых для расширения воздействия.
- Объем и скорость закачки жидкости, чтобы обеспечить достаточное давление без переразрыва пласта.

В рамках исследования был разработан программный комплекс для количественного анализа, который наблюдал:

- Геометрические параметры горизонтального участка скважины.
- Равномерность распределения давления по длине ствола.
- Эффект взаимодействия между соседними стадиями ГРП.

Полученные данные способствовали предсказанию распределения напряжений в пласте.

ФАКТЫ

0,01-1 мД

составляет коэффициент проницаемости пласта

Пилотный проект был реализован на одном из месторождений с объектом ТрИЗ баженовской свиты в Западной Сибири. В рамках проекта в 51 скважине предложены экспериментальные МГРП с использованием современных систем изолирующих устройств:

- В каждой скважине были установлены пакерные комплекты, позволяющие расширить горизонтальный участок в промышленной зоне.
- Проводились последовательные закачки стимулирующих жидкостей с учетом рекомендованных параметров, полученных из приведенного ниже рассмотрения.

Контрольные и экспериментальные скважины сравнивались с динамикой дебита, коэффициентом добычи нефти и эксплуатационными затратами. Результаты опытно-промышленного развития – стабильное увеличение дебита на 30–50 % при снижении операционных затрат [3].

Проведенное вычислительное моделирование и результаты опытно-промышленного внедрения показали, что применение МГРП позволяет:

- Создать устойчивую и равномерно распределенную системную трещину (SRV) по всей длине горизонтального участка.
- Достичь более высокого коэффициента добычи углеводородов за счет увеличения контактной площади скважин с продуктивным горизонтом.
- Снизить эксплуатационные затраты для оптимизации расхода стимулирующих жидкостей и проведения повторных операций.

Многофакторный анализ показал, что продуктивность скважин оценивается следующим образом:

- Длина горизонтального участка: увеличение длины требует увеличения числа стадий для равномерного воздействия.
- Скорость закачки: оптимальная скорость позволяет избежать чрезмерного переразрыва пласта и обеспечивает стабильное давление.
- Объем закачки и тип проппанта: правильный подбор материала позволяет зафиксировать трещины и предотвратить их закрытие под давлением пластового давления.

ТАБЛИЦА 2. Матрица попарной корреляции между технологическими параметрами по скважинам и показателями добычи

Параметр	Дебит нефти (IP30/30), т/сут	Накопленная добыча (IP180), т	Накопленная добыча (IP360), т
1	2	3	4
Количество стадий ГРП, шт.	0,52	0,53	0,51
Количество кластеров, шт.	0,25	0,28	0,29
Количество трещин, шт.	0,45	0,47	0,46
Расход жидкости ГРП на стадию, м^3/мин	0,36	0,37	0,37
Масса проппанта на скважину, т	0,51	0,54	0,53
Объем жидкости ГРП на скв., м^3	0,51	0,56	0,57
Расстояние между трещинами, м	-0,27	-0,28	-0,28

Применение технологии МГРП в заканчивании скважин позволяет снизить затраты на проведение стимуляционных операций за счет:

- Сокращения повторных операций (рефраков) ГРП;
- Увеличения коэффициента добычи нефти, что положительно влияет на общий результат проекта;
- Оптимизации расхода материалов (жидкостей, проппанта) и снижения затрат на обслуживание скважин.

Экономический анализ показал, что увеличение дебита на 30–50 % приводит к значительному снижению себестоимости добычи на единицу продукции, что особенно важно для освоения ТрИЗ.

Основные выводы исследования можно сформулировать следующим образом:

1. Теоретическая обоснованность: применение моделей KGD, PKN и двойной пористости позволяет точно определить оптимальные параметры МГРП для объектов с низкой проницаемостью.
2. Эффективность технологии: оптимизация числа стадий, объема и скорости закачки стимулирующих жидкостей обеспечивает равномерное сопротивление трещин искусственной системы (SRV), что приводит к увеличению дебита на 30–50 %.
3. Экономическая обоснованность: снижение затрат и повышение коэффициента добычи углеводородов делают предложенные технологии коммерчески привлекательными для разработки ТрИЗ.
4. Перспективы текущих исследований: необходима адаптация технологий к любым геолого-техническим условиям и интеграция систем в режиме реального времени для контроля параметров ГРП.

ФАКТЫ

МГРП

с использованием специальных изолирующих устройств позволяет «разбить» горизонтальный участок на независимые стимуляционные зоны

Таким образом, предлагаемый подход является перспективным направлением в освоении трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья и может быть предпочтительным для дальнейшего развития отечественной нефтедобычи.

Высокая вязкость углеводородов является проблемой для их фильтрации к скважин. В силу этого используют тепловые методы воздействия, что сказывается на сформированном цементном камне.

Известно, что состав большинства вяжущих материалов включает в себя (базируется) в основном оксиды кальция и кремния, а учитывая «растворный» механизм формирования камня, данный процесс предварительно протекает через растворение исходных компонентов, у которых процесс растворения с повышением температуры носит взаимопротивоположный характер – растворимость оксида кальция с увеличением температуры снижается, а оксидов кремния – увеличивается. Естественно, при затворении и закачивании тампонажного раствора в скважину (в ранние сроки твердения при температуре окружающей среды до 50 °C) можно предполагать, что формирование камня происходит за счет образования высокоосновных гидратных соединений, которые затем, в условиях набора температуры, преобразуются в низкоосновные [4]. Данный процесс сопровождается изменением объема кристаллогидратов и, естественно, деформацией камня – образованием трещин, изменением пористости и т.д., которые, согласно мнению ряда исследователей, принято называть термической коррозией.

Отсюда следует, что основное направление ее предупреждения, снижения интенсивности – разработка технологических приемов, способов формирования структуры камня в ранние сроки твердения, преимущественно представленного низкоосновными новообразованиями (гидратосоединениями) по малостадийоному принципу, в идеальном случае – по одностадийному, исключая межфазовые переходы.

Отсюда, на наш взгляд, перспективным способом является сочетание вяжущего портландцемента, шлакопортландцемента и др. с мелкодисперсными кремнеземсодержащими добавками – мелкоизмельченным кремнеземом, фильтроперлитом, который предпочтительно должен иметь аморфную структуру. Но и в этом случае избежать полиморфных преобразований невозможно – температура начала растворения кристаллического кремнезема около 105 °С, аморфного – около 70 °С, щелочность среды определенным образом снижает температуру, но недостаточно.

Другим решением проблемы является поиск состава вяжущих продуктов гидратации, которые поставляют в раствор значительно меньшее количество гидроксида кальция, например, шлаки доменного производства, представленные в основном двухкальциевым силикатом β-модификации. В этом случае следует обращать внимание на седиментационную устойчивость образующегося при затворении тампонажного раствора.

Технологическим решением для полидисперсных систем может стать и способ, предложенный и используемый в строительной промышленности, – создание «плотной» упаковки гетерогенной системы (тампонажного раствора). Суть метода заключается в представлении дисперсной системы в виде структуропорового пространства и мелкозерновых перегородок, которые непрерывно эволюционируют к плотноупакованному состоянию. Асимптотически кинетика процесса уплотнения апроксимируется с помощью функций, предложенных Фуллером, Фулком и Дингером. Подбором размера и количества частиц твердой фазы обеспечивается оптимизация состава тампонажного раствора и требуемые физико-механические и структурно-прочностные свойства сформированного камня [5].

С учетом изложенного был рассмотрен ряд материалов, которые используются предприятиями для регулирования технологических свойств тампонажных растворов и формирующегося из них камня, в том числе и температуростойкости последнего. Их можно классифицировать на неактивные минеральные, практически не участвующие в взаимодействии с оксидами кальция и кремния и формировании кристаллогидратов (осадочные горные породы, ракушечник, лесс, маршалит, колошниковая пыль, смектит, монтморилонит и др.) и на активные минеральные добавки – цеолитовый туф, метакаолин, микросферы, летучая зола и прочие. Они, в отличие от предыдущих, благодаря присутствию кремнезема, имеющего аморфную структуру, учитывая ранее изложенное, обладают гидравлической активностью и тем самым способствуют повышенной термостойкости образующегося камня, его высокой прочности и седиментационной устойчивости раствора с их применением. К ним можно отнести материалы природного происхождения; осадочно-органические – диатомит, трепел, опока, опоковидная порода; вулканического происхождения – трассы, пемза, туф;

ФАКТЫ

Увеличение дебита на **30–50 %** приводит к значительному снижению себестоимости добычи на единицу продукции

искусственного происхождения – шлаки различных производств (доменных, мартеновских, электростанций, электротермического производства); обожженные глины – глияж, нефелиновый шлак, сиштоф. Также используют и соединения фосфора и золы.

Их воздействие обусловлено и созданием условий структурообразования, а отсюда – физико-механических свойств конечного продукта (камня) к воздействию ряда ухудшающих факторов, таких как термической и химической коррозии, повышенных структурных свойств (проницаемости и пористости). Улучшенная устойчивость обусловлена более высоким связыванием щелочных соединений, образованием вторичного гидрата силиката кальция.

Наиболее широкую доступность из представленных материалов имеют мелкодисперсный кремнезем и золы, поскольку они улучшают не только механические свойства камня, но и его термическую стабильность.

Среди техногенных добавок, обладающих свойством связывать выделившуюся при гидратации гидроокись кальция и тем самым способствовать образованию гидратных фаз пониженной основности, являются микросферы, представленные большей частью кремнеземом, имеющим аморфную структуру, торговой марки Microsilica и пенокерамическими микросферами.

Минеральный наполнитель Microsilica (кремнеземная пыль) является побочным продуктом металлургической или ферросилициевой промышленности, представляет собой аморфный диоксид кремния, который образуется в виде газа в погружных электродуговых печах при восстановлении «чистого» кварца. Представлен микросферами размером 0,1–0,3 мкм, допустимая область применения до 20 % от веса цемента.

Пенокерамические микросферы (фракции от 0,1 до 0,6 мм) имеют прочную, устойчивую оболочку зерна и представляют матрицу с различными структурами закрученных молекулярных цепей, которые были получены путем модуляции взаимодействий растворителя и сшитых структур с добавлением пенообразователя.

К достоинствам использования последнего можно отнести легкое, благодаря особой сферической форме, смешивание при приготовлении гранул; устойчивость раствора к коррозии; сформированность камня; возможность использования одностадийного цементирования; снижение рисков некачественного цементирования, и отсюда – минимизация затрат на проведение РИР; стоимость пеноматериалов в три раза дешевле импортных аналогов; снижение рисков заколонных перетоков; меньшее воздействие на коллекторские свойства пласта. Было установлено тепловое сопротивление между пеносферами и заполненной фазой для рассеивания тепла от внутренней тепловой конвекции аэрораствора.

Изложенная методология была апробирована при модифицировании составов высокотемпературных тампонажных материалов аспирантом Мелеховым А.В. при реализации поставленной цели кандидатской диссертации по обеспечению освоений месторождений высоковязких нефтей. При подборе фракционного состава, близкого к эталонному, им было выявлено, что для высокотемпературных смесей наиболее эффективными наполнителями по дисперсности являются пенокерамические микросферы, тампонажным составам присвоена марка TermoLight-4 (160) и TermoLight-9 (300).

Использование модифицированных тампонажных материалов позволило повысить качество разобщения пластов в нефтяных и газовых скважинах.

По результатам исследований сделано следующее заключение:

1. Термическая коррозия является следствием межфазовой перекристаллизации термодинамически неустойчивых, преимущественно высокоосновных гидросиликатов кальция. Для их предотвращения необходимо образование низкоосновных продуктов гидратации по малостадийному принципу путем введения дополнительного количества кремнийсодержащих компонентов, имеющих аморфную структуру, и оптимизация состава тампонажной композиции.
2. В качестве методологической основы для этого обоснована необходимость реализации «плотнейшей» упаковки и «эффекта подшипника», позволяющих создание повышенных изоляционных физических свойств цементного раствора/камня, а также обеспечить термостойкость образованной термодинамически стабильных соединений в ранние сроки твердения по малостадийному принципу, за счет снижения содержания свободного гидроксида кальция со связыванием алюминатных фаз в устойчивые продукты гидратации.
3. Предложен ряд рецептур тампонажных материалов, способствующих формированию в заколонном пространстве в условиях высоких температур и давлений термостойкого камня, обеспечивающего долговечность и герметичность в интервале продуктивного пласта.
4. Опытно-промышленные испытания разработанных составов проведены на ряде скважин. Их результаты подтверждают достоверность рекомендованных предположений о том, что за счет формирования субструктуры исходных компонентов и взаимного соотношения фракционного размера их частиц происходит сокращение количества фазовых микроструктурных превращений и внутренней деформации объемов фазовых составляющих в сформированном камне. На испытуемых скважинах доля сплошного контакта цемента с колонной повысилась с 13,3 до 66,9 %, а с породой – с 9,3 до 49,2 %.

ФАКТЫ

KGD, PKN позволяет точно определить оптимальные параметры МГРП для объектов с низкой проницаемостью

Литература

1. *Пчела К.В., Терентьев А.А., Поберий К.Р., Горнов Д.А., Киреев И.И., Колбунов М.Г. Проектирование участка опытно-промышленных работ по испытанию методов увеличения нефтеотдачи на месторождении N в условиях сложного геологического строения и наличия высоковязкой нефти // XIX научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», 2019. – С. 27–28.*
2. *Язьков А.В., Колбиков С.В., Шадчнев Н.А., Любимова О.В., Ибадуллаев П.Г. Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов. Георесурсы, 2024. – № 26 (3). – С. 7–12.*
3. *Сооружение скважин на месторождениях с аномально высокими термобарическими условиями: монография / В.П. Овчинников, О.В. Рожкова, П.В. Овчинников, М.М. Фаттахов, А.В. Мелехов, Н.М. Шамсутдинов, С.Ю. Фролов; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 233 с.*
4. *Николаев, Н.И. Экспериментальные исследования физико-механических свойств полимерцементных композиций с низким содержанием дисперсионной среды / Н.И. Николаев, Эрнандес Рекена Дж.Р., Д.А. Сыркин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2019 – № 1. – С. 35–38.*
5. *Исследование свойств тампонажных растворов с добавкой отходов производства фтористого алюминия / В.Ю. Бажин, М.В. Двойников, М.В. Глазьев, А.А. Куншин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2020. – № 3 (327). – С. 107–115.*

Keywords: *high-viscosity oil, hard-to-recover reserves, hydraulic fracturing, grouting material, elevated temperatures.*

ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА ДОЛГОСРОЧНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ РАСКЛИНИВАЮЩЕГО АГЕНТА

по физико-механическим свойствам

УДК 622.276

Матвеев Сергей Николаевич
начальник управления внутрискважинных работ, ПАО «НК «Роснефть»

Балобанов Евгений Александрович
менеджер управления внутрискважинных работ, ПАО «НК «Роснефть»

Волков Максим Григорьевич
генеральный директор, ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

Цыбин Семен Сергеевич
ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Онегов Никита Андреевич
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Федоров Алексей Эдуардович
ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

Антонов Максим Сергеевич
ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

В МИРЕ НАБЛЮДАЕТСЯ ГЛОБАЛЬНЫЙ ТРЕНД НА ОПТИМИЗАЦИЮ СТОИМОСТИ ОПЕРАЦИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА (ГРП), ОДНИМ ИЗ АСПЕКТОВ КОТОРОЙ ЯВЛЯЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ РАСКЛИНИВАЮЩИХ АГЕНТОВ (РА). С УЧЕТОМ ИХ БОЛЬШОГО МНОГООБРАЗИЯ И РОСТА ПОТРЕБЛЕНИЯ В СВЯЗИ С УВЕЛИЧЕНИЕМ КОЛИЧЕСТВА ОПЕРАЦИЙ ГРП ОТСУТСТВУЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ДЕТАЛЬНОГО ЛАБОРАТОРНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ВСЕХ ОПЕРАЦИЙ. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ПОДХОД К ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКЕ ДОЛГОСРОЧНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ РА ПО ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ В УСЛОВИЯХ ОТСУТСТВИЯ ПРЯМЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

THERE IS A GLOBAL WORLD TREND OF OPTIMIZING THE COST OF HYDRAULIC FRACTURING (HF) OPERATIONS, ONE ASPECT OF WHICH IS THE USAGE OF ALTERNATIVE PROPPING AGENTS (PA). GIVEN THEIR WIDE VARIETY AND THE GROWTH IN CONSUMPTION DUE TO THE CHANGE IN THE NUMBER OF HYDRAULIC FRACTURING (HF) OPERATIONS, THERE EXISTS NO POSSIBILITY IN PROVIDING COMPLETE LABORATORY SUPPORT FOR ALL OPERATIONS. THE ARTICLE PRESENTS AN APPROACH TO EXPRESS ASSESSMENT OF THE INCREASE IN PROPPING AGENTS (PA) CONDUCTIVITY BASED ON PHYSICAL AND MECHANICAL QUALITIES IN THE ABSENCE OF THE DIRECT RESULTS

Ключевые слова: *оптимизация процессов ГРП, гидроразрыв пласта, пропант, расклинивающие агенты, лабораторные исследования.*

Современные подходы к эффективной разработке низкопроницаемых нефтяных и газовых месторождений требуют массового проведения операций ГРП, что влечет за собой рост потребления РА. В таких условиях системное проведение ЛИ всего спектра РА становится невозможным в связи с длительностью проведения исследований (пример – исследование долгосрочной проницаемости и проводимости) [1].

Настоящее исследование направлено на разработку подхода, позволяющего оценить долгосрочную проницаемость РА экспресс-анализом. Авторами предполагается, что долгосрочная проницаемость РА в той или иной степени зависит от их физико-механических свойств, давления и краткосрочной проницаемости [2].

ФАКТЫ

Долгосрочная проницаемость

РА

зависит от их физико-механических свойств, давления и краткосрочной проницаемости

Долгосрочная проницаемость как функция физико-механических свойств

Для проверки выдвинутой гипотезы решается задача о нахождении зависимости между свойствами РА. На основании подходов анализа размерности, функциональную зависимость целесообразно искать в виде произведения двух функций:

$$F(\bar{x},\bar{a}) = f(\bar{x}) \cdot g(\bar{a}), \qquad (1)$$

где $\bar{x}$ – вектор размерных параметров;

$\bar{a}$ – вектор безразмерных параметров;

f и g – некоторые произвольные функции.

Примером такой функциональной зависимости является уравнение Козени-Кармана (формула 2).

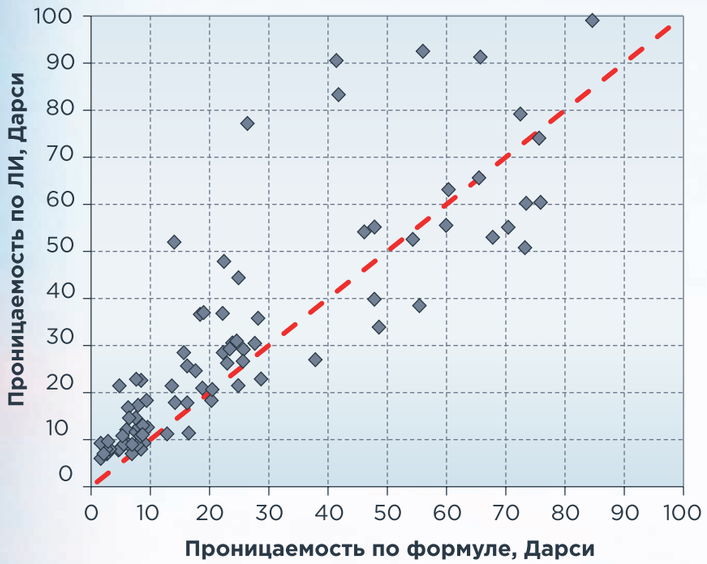
Важно отметить, что параметры в этой зависимости явно или косвенно описывают основные геометрические и фильтрационные свойства образцов РА (пористость (m), проницаемость (k), извилистость (T), форму (f) и удельную площадь поверхности каналов (s)), что позволяет провести аналогию с поставленной задачей:

$$k = \frac{m^3}{f \cdot T^2 \cdot s^2} \qquad (2)$$

Комплекс исследований РА на сегодняшний день включает определение следующих стандартизированных в ISO и ГОСТ параметров:

- сферичность, усл. ед. – ω;
- округлость, усл. ед. – ψ;
- мутность, NTU– η;
- насыпная плотность, г/см³ – ρ_1;
- кажущаяся плотность, г/см³ – ρ_2;

РИСУНОК 1. Кросс-плот значений долгосрочной проницаемости по полученной зависимости от известных значений параметров и значений долгосрочной проницаемости по данным ЛИ



- краткосрочная проницаемость, Д (м²) – k_1;
- сопротивление раздавливанию, % – ζ;
- массовая доля гранул основной фракции, % – θ;
- минимальный размер сита, меш (1/м) – φ_1;
- максимальный размер сита, меш (1/м) – φ_2.

Для поиска зависимостей использовались данные, полученные по результатам комплекса исследований 100 образцов РА.

Необходимо соблюсти размерность искомой аппроксимирующей функции для параметра долгосрочной проницаемости.

ФАКТЫ

Чем меньше

значение скорректированного R², тем большее влияние оказывает исключение данного параметра

Ключевое влияние на результат оказывают:

- давление – значение скорректированного R² без учета этого параметра составляет 0,23,
- краткосрочная проницаемость – 0,84
- сопротивление раздавливанию – 0,89

С учетом размерности параметров необходимо соблюдение следующего условия:

$$[\mathrm{k}] = [k]^a[\rho_1]^b[\rho_2]^c[\varphi_1]^d[\varphi_2]^e \rightarrow \rightarrow \begin{cases} 2a + d + e = 2 \\ b + c = 0 \end{cases} \quad (3)$$

После перебора различных безразмерных комбинаций и перехода в размерные координаты была получена удовлетворительная зависимость (формула 4), кросс-плот сопоставления расчетной и фактической проницаемостей на основе ЛИ представлен на рисунке 1.

При расчетах использовалась краткосрочная проницаемость, определенная при давлении 5000 psi.

$$k_{long} = \mathrm{a} \cdot k_1^{1,5} \cdot \frac{\varphi_1+\varphi_2}{2} \cdot \left(\frac{\omega}{\psi}\right)^{\mathrm{b}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^{\mathrm{c}} \cdot ln(\theta)^{\mathrm{d}} \cdot ln(\eta)^{\mathrm{e}}\, ln(\zeta)^{\mathrm{f}} \cdot (\omega \cdot \psi)^{\mathrm{g}} \cdot e^{\frac{\mathrm{l} \cdot P}{5000}}, \quad (4)$$

где a, b, c, d, e, f, g, l – некоторые коэффициенты.

С целью оценки возможности исключения ряда параметров из полученной зависимости был проведен анализ чувствительности изменения R² (коэффициента детерминации) к исключению каждого из параметров в отдельности без изменения общего вида зависимости.

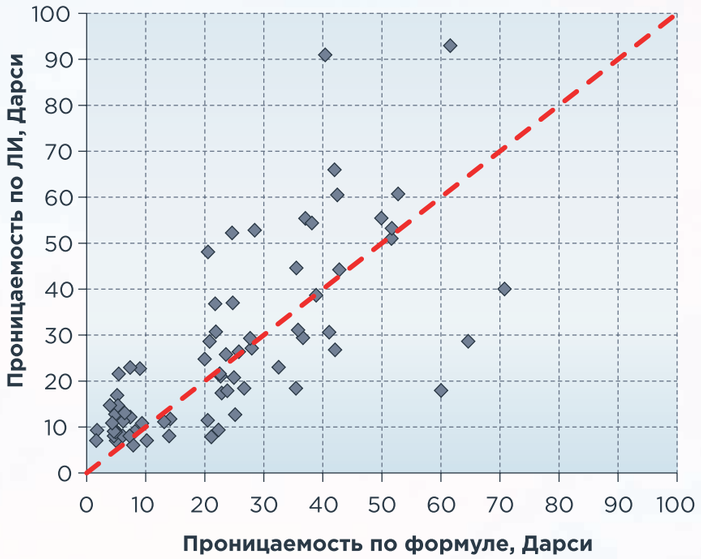
Чем меньше значение скорректированного R² (коэффициент детерминации, учитывающий число параметров в зависимости), тем большее влияние оказывает исключение данного параметра.

Согласно анализу, ключевое влияние на результат оказывают следующие параметры:

1. Давление – значение скорректированного R² без учета этого параметра составляет 0,23;
2. Краткосрочная проницаемость – значение скорректированного R² без учета этого параметра составляет 0,84;
3. Сопротивление раздавливанию – значение скорректированного R² без учета этого параметра составляет 0,89.

Для остальных параметров значения скорректированного R² без учета их влияния значительно выше (в диапазоне 0,94–0,95), что указывает на меньшее влияние этих параметров в сравнении с вышеперечисленными.

РИСУНОК 2. Кросс-плот значений долгосрочной проницаемости по полученной зависимости с минимальным набором параметров и значений долгосрочной проницаемости по данным ЛИ



Полное значение скорректированного R² для модели с учетом всех параметров составляет 0,96.

Дополнительно был произведен подбор минимального набора параметров, способного описать выборку с достаточной точностью (R²>0,9). Числовые коэффициенты для построения зависимостей определялись при помощи функции «Эволюционный поиск» в Excel, критерием оптимизации выступал скорректированный R² между значениями долгосрочной проницаемости по полученной зависимости и значениями долгосрочной проницаемости по данным ЛИ. Минимальный набор параметров, способный с допустимой погрешностью (R²>0,9) описывать зависимость долгосрочной проницаемости от прочих параметров, следующий: краткосрочная проницаемость, сопротивление раздавливанию и давление, что соотносится с анализом чувствительности исходной зависимости.

ФАКТЫ

0,96

составляет полное значение скорректированного R² для модели с учетом всех параметров

Минимальный набор параметров, способный с допустимой погрешностью (R²>0,9) описывать зависимость долгосрочной проницаемости от прочих параметров, следующий: краткосрочная проницаемость, сопротивление раздавливанию и давление, что соотносится с анализом чувствительности исходной зависимости

Кросс-плот результатов расчета по формуле с минимальным набором параметров и значений долгосрочной проницаемости по данным ЛИ изображен на рисунке 2.

Таким образом, долгосрочная проницаемость РА для ГРП в явном виде может быть оценена полученной функциональной зависимостью с минимальным набором параметров, либо расширенной зависимостью (формула 4).

Заключение

Найдена функциональная зависимость долгосрочной проницаемости РА от физико-механических параметров и давления. Зависимость соблюдает требования размерности параметров (формула 4) и связывает долгосрочную проницаемость с краткосрочной проницаемостью и физико-механическими параметрами. Определяющими являются параметры давления, краткосрочной проницаемости и сопротивления раздавливанию.

Описанный подход полезен как для конечных потребителей расклинивающих агентов (экспресс-оценка долгосрочной проницаемости РА по имеющимся лабораторным данным для целей оптимизации процессов ГРП), так и для производителей РА – большая часть значений параметров, использованных в зависимости, может быть определена силами самих производителей в лабораториях контроля качества, что дает возможность оценить значения параметра проницаемости, требующего трудозатратных ЛИ в специализированных лабораториях и являющегося одним из ключевых параметров для конечного потребителя РА для ГРП.

Литература

1. *Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть» / А.В. Мирошниченко, А.В. Сергейчев, В.А. Коротовских [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12. – С. 105–109. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-12-105-109.*
2. *Контроль качества материалов гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / А.Н. Никитин, В.А. Кузнецов, И.Д. Латыпов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 41–43.*

Keywords: *optimization of hydraulic fracturing processes, hydraulic fracturing, proppant, fracturing agents, and laboratory research.*

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ДВУХЛИФТОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

раздельной эксплуатации объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом

Саитов Азат Атласович

заведующий технологическим сектором отдела эксплуатации и ремонта скважин, Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

УДК 622.276.56.05

СКВАЖИНА, ЭКСПЛУАТИРУЮЩАЯСЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ ПРОДУКЦИИ ОБЪЕКТОВ СКВАЖИН УСТАНОВКОЙ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ С ПАРАЛЛЕЛЬНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ЛИФТОВ (ДВУХЛИФТОВАЯ УСШН), ИМЕЕТ БОЛЕЕ НИЗКУЮ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ПО СРАВНЕНИЮ С ОБЫЧНОЙ СКВАЖИНОЙ С УСШН ИЗ-ЗА БОЛЬШИХ ЗАТРАТ НА ВНЕДРЕНИЕ, МОНТАЖ, ЭКСПЛУАТАЦИЮ И РЕМОНТ. ПРЕДЛОЖЕНЫ ТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ СКВАЖИНЫ ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ, ПРИВОДИМЫМИ В ДЕЙСТВИЕ ОДНИМ НАЗЕМНЫМ ПРИВОДОМ С ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ДЛИНЫ ХОДА. ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОТНОСИТЕЛЬНО ПРИМЕНЯЕМОЙ ПУТЕМ СРАВНЕНИЯ ФАКТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ИХ РАБОТЫ. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО ОПРЕДЕЛЕНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ. ОБЕСПЕЧЕНО ПРИМЕНЕНИЕ ДЛИННОХОДОВЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЛИФТОВ

A DUAL-COMPLETION WELL USING A SUCKER-ROD PUMPING UNIT WITH PARALLEL STRINGS (DUAL-STRING SUCKER ROD PUMPING UNIT) IS CHARACTERIZED BY LOWER COST EFFICIENCY COMPARED TO A CONVENTIONAL WELL WITH A SUCKER ROD PUMPING UNIT DUE TO HIGH IMPLEMENTATION, INSTALLATION, OPERATION, AND MAINTENANCE COSTS. TECHNOLOGY AND EQUIPMENT HAVE BEEN PROPOSED FOR SEPARATE PRODUCTION FROM PAY INTERVALS USING SUCKER ROD PUMPS DRIVEN BY A SINGLE SURFACE DRIVE WITH A STROKE LENGTH TRANSFORMER. THIS RESEARCH IS AIMED AT THE EXPERIMENTAL DETERMINATION OF THE PROPOSED TECHNOLOGY EFFICIENCY COMPARED WITH THE TECHNIQUE IN USE BY COMPARING THEIR ACTUAL PERFORMANCE. THE PROPOSED TECHNOLOGY EFFICIENCY HAS BEEN DETERMINED EXPERIMENTALLY. A LONG-STROKE STRING OPERATING MODE HAS BEEN ESTABLISHED

Ключевые слова: *двухлифтовая УСШН с одним приводом, скорость откачки, длинноходовой режим работы, преобразователь длины хода, передаточное число, регулирование производительности, лифт.*

В [1, 2] были установлены теоретические зависимости между характеристиками пластов, свойствами продукции, режимами откачки, техническими характеристиками преобразователя хода и нагрузками на привод двухлифтовой установки с преобразователем длины хода; разработана и обоснована двухлифтовая технология раздельной добычи продукции объектов скважин многопластовых нефтяных месторождений двухлифтовой установкой скважинных штанговых насосов с одним наземным приводом и преобразователем длины хода. Цель данного исследования: обосновать работоспособность разработанной двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом, провести экспериментальные исследования и подтвердить полученные теоретические зависимости работы технологии.

Исследование работы разработанной технологии может выполняться различными методами: при помощи математического или компьютерного моделирования, с использованием специальных нагрузочных приспособлений [3] на стендовых скважинах и, наконец, на действующих скважинах в условиях реальной эксплуатации. Исследование на моделях – наименее трудоемко, однако любые модели строятся при определенных упрощениях и поэтому не дают полной картины явлений, которые имеют место при работе реальной установки на реальной скважине. Экспериментальное исследование работы технологии на действующей скважине хотя и является наиболее трудоемким, но дает действительные параметры работы двухлифтовой УСШН, реализующей разработанную технологию, которые могут служить достоверным критерием оценки теоретических зависимостей.

ФАКТЫ

Разработана двухлифтовая установка

скважинных штанговых насосов с одним наземным приводом и преобразователем, обеспечивающим разную скорость откачки лифтов за счет регулирования длины их хода

Однако при исследовании на действующей скважине трудно учесть все факторы, влияющие на работу УСШН, поэтому, если это возможно, исследование предпочтительно проводить параллельно двумя методами: исследованием работы УСШН на действующей скважине и созданием модели работы УСШН на этой скважине. Постепенно определяя предварительно принятые упрощения, модель работы УСШН можно максимально приблизить к модели работы УСШН в реальной действующей скважине.

Основными задачами исследования поставлены:

- определение работоспособности предлагаемой технологии в условиях реальной эксплуатации;
- получение фактических параметров работы установки (нагрузки в точках подвеса штанг (ТПШ) лифтов, производительности лифтов и удельное потребление электроэнергии установки) при различных режимах откачки;
- проверка полученных теоретических зависимостей.

РИСУНОК 1. Двухлифтовая УСШН на скважине

Экспериментальные исследования работы технологии и установки были проведены в три этапа:

- на первом – были проведены испытания материального макета наземной части установки для определения работоспособности проверкой возможности индивидуального изменения длины хода подвесок лифтов. Испытания макета подтвердили работоспособность предложенной установки. При имитации подъема и спуска лифтов преобразователь приводился в действие от разницы нагрузок на подвесках, что приводило к дополнительному увеличению длины хода более тяжелой подвески и уменьшению хода более легкой подвески, тем самым опытно доказав возможность эксплуатации лифтов с разной скоростью откачки;
- на втором – были проведены стендовые испытания преобразователя в динамике при нагрузке, близкой к максимально допускаемой для гибкой тяги преобразователя, с целью уточнения диапазона изменения длины хода под нагрузкой;
- на третьем – в условиях реальной эксплуатации проведены исследования работы установки, в частности определение производительности лифтов, нагрузок в ТПШ лифтов, потребляемой электроэнергии и других показателей работы для сравнения применяемой технологии эксплуатации с разработанной.

Критериями работоспособности установки и, в частности, преобразователя являются регулирование скорости откачки лифтов преобразователем, что на скважине выражается неснижением производительности лифтов, и подтверждение полученных теоретических зависимостей.

Для корректности сравнения подобрана скважина, в которой переход можно осуществить без изменения скважинного оборудования и перемонтажа наземного привода

Исследования работы установки проводились на скважине (рисунок 1). Подходящий для совместной работы с преобразователем станок-качалка UP-9T-2500-3500 (слева) расположен на достаточном для размещения преобразователя высоте, что исключает необходимость его подъема (перемонтажа). На выбранной скважине для нормальной работы установки доработана устьевая арматура с целью расположения устьевых сальников примерно на одном уровне, произведена подгонка колонн штанг лифтов, отцентрован и уравновешен СК.

ФАКТЫ

Экспериментально показана возможность

регулирования производительности лифтов установки в соответствии с притоком объектов

На момент исследований до перехода на скважине эксплуатировались два наземных привода: на лифте 1 – СК6-2,1-2500 и лифте 2 – UP-9T-2500-3500 (на рисунке 1 слева). По результатам исследований выявлено, что более производительным и с большей нагрузкой в ТПШ является лифт 2 по отношению к лифту 1. Более производительный (лифт 2) будет эксплуатироваться с длиной хода $S+\Delta S$, менее производительный (лифт 1) с длиной хода $S-\Delta S$. В качестве наземного привода решено использовать UP-9T, параметры которого близки к техническим параметрам преобразователя.

По данным исследований, проведенных до перехода на разработанную технологию, лифт 1 эксплуатировался с длиной хода 2,1 м и частотой качаний 2,9 мин$^{-1}$, а лифт 2 – 2,5 м и 2,9 мин$^{-1}$ с общим дебитом в среднем 7,15 м^3/сут. Установка после перехода (рисунок 2) испытывалась в двух режимах: с длиной хода 2 м лифта 1 и 3 м – лифта 2 при длине хода станка-качалки UP-9T 2,5 м и частотой качаний 2,9 мин$^{-1}$ и с одинаковой длиной хода обоих лифтов, равной длине хода UP-9T с частотой качаний 2,9 мин$^{-1}$.

Основными показателями работы добывающих технологий являются производительность, нагрузки в ТПШ и удельный расход энергии. Сравним полученные фактические перечисленные показатели работы применяемой технологии с двумя наземными приводами и разработанной с одним приводом и преобразователем длины хода.

Для сравнения производительностей установок на рисунке 3 приведены графики фактических замеров дебитов (производительностей) лифтов и скважины за период 01.05–02.09.2018 г. Общий (суммарный) дебит лифтов 1 и 2 скважины измеряется на групповой замерной установке счетчиком ТОР. Дебит лифта 1 измеряется отдельно с помощью счетчика РИНГ. Дебит лифта 2 определяется разностью значений общего дебита и дебита лифта 1. На рисунке также приведены графики запланированных дебитов по технологическому режиму скважины.

По графикам замеров дебита видно, что после перехода общий дебит скважины не уменьшился и даже увеличился за счет большего отбора с лифта 1 и меньшего с лифта 2.

Общий дебит скважины до 18.06.2018 г. (до перехода) составлял в среднем 7,15 м^3/сут при запланированном по технологическому режиму 7,7 м^3/сут. Видно снижение общего дебита скважины из-за снижения дебита лифта 1 скважины, что подтверждается результатами комплексных исследований до перехода на разработанную технологию по причине снижения забойного давления в среднем с 8,3 до 6,4 МПа и нестабильной работы лифта 2 из-за влияния газа под пакером на динамограммах.

С 18.06.2018 г. по 05.07.2018 г. дебиты лифтов сохраняются, а после 05.07.2018 г. происходит увеличение дебита лифта 1 и уменьшение дебита лифта 2. Увеличение общего дебита скважины в среднем до 8,1 м^3/сут не связано с переходом, т.к. параметры эксплуатации установки изменились не в сторону увеличения отбора с лифта 1: длина хода лифта 1 уменьшилась с 2,1 до 2 м, а длина хода лифта 2 увеличилась с 2,5 до 3 м при сохранении числа качаний 2,9 мин$^{-1}$. Частично это связано с простоями скважины 25–28.06.2018 г. для выполнения работ по переходу на разработанную технологию, но в основном с увеличением забойного давления с 6,4 до 6,7 МПа (определено по результатам исследований) в объекте эксплуатации лифта 1.

РИСУНОК 2. Наземное оборудование разработанной технологии

РИСУНОК 3. Графики фактических замеров дебита лифтов и скважины

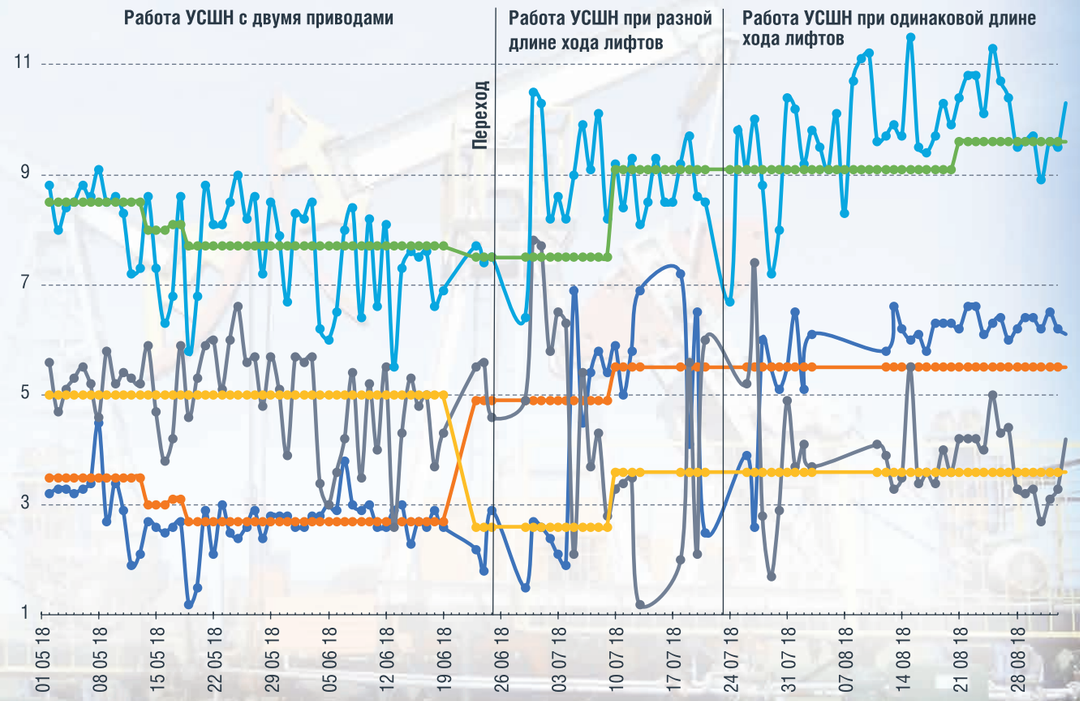
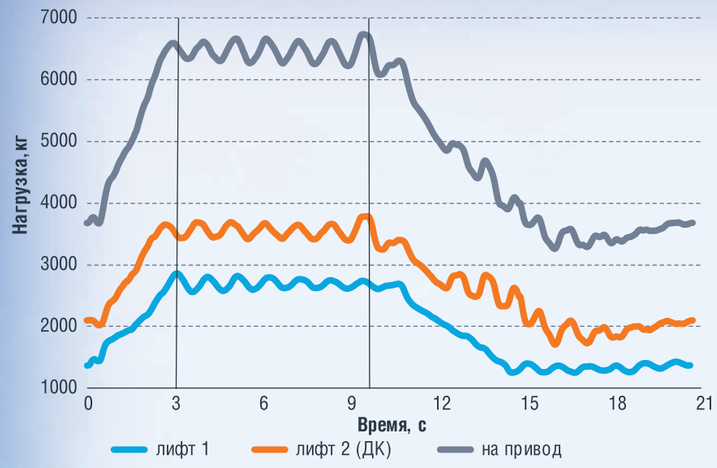


РИСУНОК 4. Графики изменения фактических нагрузок в течение цикла на скважине



Ввиду того что возникла необходимость корректировки технологического режима в сторону увеличения отбора с лифта 1 и уменьшения отбора с лифта 2, было принято решение увеличить отбор продукции с объекта эксплуатации лифта 1 путем увеличения длины хода лифта 1, поэтому с 23.07.2018 г. установка переведена на эксплуатацию при одинаковой длине ходов обоих лифтов, равной длине хода СК, т.к. разница в скоростях откачки стала менее 10%. В результате общий дебит скважины (суммарный дебит лифтов) увеличился в среднем до 9,5 м^3/сут при сохранении обводненности в районе 20 % по данным на 04.09.2018 г. и 8,8% лифта 2 на 03.09.2018 г.

ФАКТЫ

Максимальные нагрузки

в ТПШ лифтов установки смещены друг относительно друга

Полученный рост общего дебита скважины, в частности увеличение дебита лифта 1 и снижение дебита лифта 2, больше связаны с изменениями пластовых и забойных давлений, но полученные результаты экспериментально подтверждают возможность регулировки производительности лифтов за счет преобразователя под требуемые режимы эксплуатации. Причем за счет более точной регулировки (гибкости настройки) скорости откачки лифтов обеспечивается более точный подбор производительности лифта дебитам объектов скважины. Для получения аналогичного результата на традиционной двухлифтовой УСШН с двумя приводами на этой скважине потребовалось бы на наземном приводе лифта 1 увеличить число качаний или заменить привод из-за невозможности на СК 6 увеличить длину хода с 2,1 до 2,5 м.

На рисунке 4 представлены графики изменения фактических нагрузок в течение цикла работы установки с СК и преобразователем в первом режиме при разной длине хода лифтов на скважине, снятые одновременно двумя автономными межтраверсными динамографами «Квантор-5абд» с погрешностью измерения нагрузки 2%.

Наглядно видно, что максимальные нагрузки в ТПШ лифтов смещены друг относительно друга. Максимальная нагрузка 2857 кг в ТПШ лифта 1 возникает на 3,1 с цикла или на 625 мм хода вверх, при этом в ТПШ лифта 2 нагрузка составляет 3469 кг и ТПШ находится на 929 мм хода вверх.

Максимальная нагрузка 3782 кг в ТПШ лифта 2 возникает на 9,6 с цикла или на 2998 мм хода вверх, при этом в ТПШ лифта 1 нагрузка составляет 2710 кг и ТПШ находится на 2710 мм хода вверх. Вертикальные линии, проведенные через точки, соответствующие максимальным нагрузкам в ТПШ лифтов, показаны на рисунке. Результирующая максимальная нагрузка на головку балансира СК с учетом массы преобразователя (265 кг) составляет 6732 кг и возникает на 9,4 с цикла или на 3000 мм хода вверх в верхней мертвой точке.

На данной скважине увеличение нагрузки в конце цикла вверх в ТПШ лифта 2 свидетельствует о наличии заедания плунжера в цилиндре насоса в этом месте. В типовых динамограммах максимальная нагрузка располагается ближе к началу хода вверх после растяжения колонны штанг. Если рассматривать этот участок, то видно, что максимальная нагрузка в ТПШ лифта 1 приходится на снижающуюся по значению нагрузку в ТПШ лифта 2. Данный факт связан с конструктивной особенностью преобразователя – работой его от мгновенной разницы нагрузок лифтов. По этой причине лифт с большей нагрузкой в ТПШ всегда первым начинает ход вверх и первым воспринимает нагрузку, при этом другой лифт запаздывает за счет гибкости тяги (ленты), сглаживающей разницу нагрузок.

Для сравнения нагрузок на головку балансира СК применяемой двухлифтовой УСШН с двумя СК и разработанной двухлифтовой УСШН с одним СК и преобразователем на рисунке 5 приведены графики изменения нагрузок, полученные суммированием нагрузок в ТПШ лифтов. На рисунке также приведен для сравнения график изменения суммарных нагрузок на головку балансира СК в течение цикла работы установки с одним СК и преобразователем при одинаковой длине хода лифтов.

Как видно из рисунка 5, суммарные нагрузки на головку балансира СК в течение цикла работы установки с одним СК и преобразователем при разной длине хода лифтов ниже, чем при работе без преобразователя (двухлифтовая УСШН с двумя СК). Фактически получено на эталонных динамограммах снижение максимальной нагрузки на 569 кг, что составляет 7,8%, и минимальной нагрузки на 293 кг (8,2%).

РИСУНОК 5. Сравнение графиков изменения суммарных нагрузок на головку балансира СК в течение цикла

Во время проведения экспериментальных исследований на скважине проводились также измерения потребляемой установкой электроэнергии двухлифтовой УСШН с двумя СК и после перехода на УСШН с одним СК и преобразователем. Как было сказано выше, для корректности сравнения на данной скважине была обеспечена неизменность скважинного оборудования и наземного привода, электродвигателя и ведущего шкива ременной передачи. Потребление электроэнергии измерялось одним и тем же, прошедшим поверку счетчиком АКИП 40-22, установленным в трансформаторной подстанции.

ФАКТЫ

Суммарные нагрузки

на единственный привод в течение цикла работы установки с преобразователем при разной длине хода лифтов наименьшие

В результате комплексных измерений на скважине получено, что электроэнергия, потребляемая традиционной двухлифтовой УСШН с двумя наземными приводами, в сутки составляет в среднем 225,6 кВт, соответственно, удельные энергозатраты на подъем единицы продукции установкой составляют в среднем 44,3 кВт·ч/(м^3·км). После перехода на УСШН с одним СК и преобразователем электроэнергия, потребляемая установкой в сутки, составила в среднем 144,8 кВт, соответственно, удельные энергозатраты на подъем единицы продукции установкой составили в среднем 12,37 кВт·ч/(м^3·км). Следовательно, переход на УСШН с одним СК и преобразователем на данной скважине позволил уменьшить потребление электроэнергии в среднем на 35,8% и удельные энергозатраты на подъем единицы продукции установкой – в среднем на 72,1%.

Как было показано выше, приведение в действие только одним СК штанговых насосов двухлифтовой УСШН позволяет не только не ухудшить эксплуатационные характеристики, но и улучшить некоторые, особенно при длинноходовых режимах их эксплуатации. Так, при этом сокращаются затраты на оснащение установки вторым полноценным приводом, его монтаж на скважине, обслуживание и ремонт при эксплуатации, электроэнергию для его работы, на демонтаж одного из приводов и последующий монтаж заново при подземном ремонте скважины, улучшаются энергетические характеристики установки за счет снижения величины суммарной нагрузки в ТПШ лифтов на наземный привод и возможности более точного согласования дебита объектов эксплуатации (пластов) со скоростью откачки лифтов.

На практике переход на предлагаемую технологию возможен в следующих случаях (расставлены по мере вероятности):

- при переходе от эксплуатации скважины базовым вариантом на эксплуатацию предлагаемым вариантом;
- при переходе от эксплуатации скважины типовым УСШН на эксплуатацию по предлагаемым двухлифтовым ОРД;
- при внедрении на новой скважине предлагаемого двухлифтового ОРД.

Для иллюстрации эффективности технологии рассмотрим конкретный случай ее применения на скважине, на которой проводились исследования. Для расчета воспользуемся фактическими данными. В качестве базы сравнения принимаются эффектообразующие показатели работы двухлифтовой УСШН с двумя СК по технологии ОРД до перехода на разработанную технологию. На этой скважине фактически получился переход с эксплуатации двумя приводами на эксплуатацию одним приводом и преобразователем с частичной доработкой устьевой арматуры (случай 1).

На данной скважине при переходе на предлагаемую технологию снизились затраты за счет:

- исключения аренды СК6. СК не принадлежат ПАО «Татнефть», а арендуются у УК ООО «ТМС групп». Стоимость услуг по аренде с обслуживанием СК до 60 кН без учета покраски без замены ремней составляют 280,7 руб./сут., свыше 60 кН – 300,9 руб./сут. (согласно протоколу согласования стоимости услуг УК ООО «ТМС групп» по аренде с обслуживанием приводов ШГН (СК) для структурных подразделений ПАО «Татнефть» с 1 января 2018 года). Соответственно, затраты на аренду уменьшаются с 212 284 руб./год при двух СК до 109 829 руб./год при одном СК;
- снижения потребления электроэнергии установкой в среднем на 35,8%. По результатам

исследований работы скважины до и после перехода на разработанную технологию получено фактическое снижение потребления электроэнергии установкой в среднем с 231 258 руб./год до 151 064 руб./год при сохранении дебита скважины (обоих лифтов).

При этом затрачено:

- на оснащение установки преобразователем. Стоимость преобразователя с НДС составила 397 446,48 руб.;
- на монтаж преобразователя, центровку СК, доработку устьевой арматуры на скважине. Фактические затраты составили 80 173,27 руб.

Дополнительно следует учесть:

- стоимость обслуживания преобразователя оценена экспертно в 500 руб./год. При обслуживании преобразователя производится чистка и смазка цепей и звездочек один раз в год, совмещенное с обслуживанием СК;
- стоимость ремонта преобразователя (замена цепи, ленты и каната один раз в два года) оценено экспертно в 32 525 руб. в год;
- ориентировочная стоимость перемонтажа с целью обеспечения необходимой длины хода (приподъема) СК составляет в среднем 90 тыс. руб.;
- затраты на демонтаж и перевозку одного из СК – 60 тыс. руб.;
- потенциальный фонд скважин на основании анализа фонда скважин ПАО «Татнефть», согласно КИС «АРМИТС», по состоянию на октябрь 2018 г. – в количестве 248 скважин.

Согласно расчету технико-экономической эффективности на один объект в ценах 2018 года, выполненному в КАС «Эдисон+», получено следующее:

- чистый дисконтированный доход ЧДД = 534 тыс. руб.;
- индекс доходности дисконтированный ИДД = 1,78;
- срок окупаемости Т = 4,2 года;
- ожидаемая денежная стоимость при внедрении на весь потенциальный фонд скважин EMV = 72,05 млн руб.

Чистый дисконтированный доход с учетом потенциального фонда ЧДДф = 132,432 млн руб.

Результаты расчетов подтверждают эффективность разработанной технологии.

В то же время выявлены эксплуатационные ограничения для применения технологии, такие как: необходимость наличия разницы нагрузок в ТПШ лифтов в любой момент времени цикла работы установки и точной центровки наземного привода относительно оси эксплуатационной колоны скважины, а также относительно низкая наработка установки на отказ, требующие подробного изучения.

Выводы

1. По результатам проведенных исследований, в частности – производительности лифтов и установки в целом, потребляемой электроэнергии и возможности эксплуатации установки и лифтов в различных режимах работы, обоснована работоспособность двухлифтовой технологии раздельной добычи нефти из пластов в скважине штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом.

2. На основании сравнения нагрузок по динамограммам в точках подвеса штанг лифтов двухлифтовой УСШН с двумя наземными приводами и двухлифтовой УСШН с одним наземным приводом экспериментально доказано, что максимальная нагрузка на наземный привод во втором случае снижается на 8 % и удельные энергозатраты на подъем единицы продукции – в среднем на 72 % при сохранении производительности лифтов и скважины в целом.

3. Применение двухлифтовой технологии раздельной добычи продукции объектов скважины штанговыми насосами, приводимыми в действие одним наземным приводом, повышает эффективность эксплуатации. Для условий ПАО «Татнефть» эффективность эксплуатации повышается за счет более точного согласования дебита объектов эксплуатации (пластов) со скоростью откачки лифтов, улучшения энергетических характеристик установки за счет снижения величины суммарной нагрузки в точках подвеса штанг лифтов на наземный привод и создания предпосылок для сокращения затрат на аренду и обслуживание одного наземного привода, а чистый дисконтированный доход от применения предлагаемой технологии на потенциальном фонде скважин превышает 132 млн руб.

ФАКТЫ

Удельные энергозатраты на подъем единицы продукции снизились в среднем

На 72 %

при сохранении производительности лифтов и скважины в целом

Литература

1. *Саитов А.А. Предпосылки снижения затрат на добычу нефти двухлифтовой установкой скважинных штанговых насосов // Нефтепромысловое дело. – 2025. – № 4. – С. 57–63.*
2. *Саитов А.А., Валовский В.М. О возможности эксплуатации двух объектов (продуктивных пластов) нефтяного месторождения двухлифтовой установкой скважинных штанговых насосов с одним наземным приводом // Нефтепромысловое дело. – 2025. – № 5. – С. 46–53.*
3. *Рабинович, А.М. Нагрузочное приспособление для испытания и исследования работы приводов глубиннонасосных установок / А.М. Рабинович. – Текст: непосредственный // Труды АзИНМАШа, конструкторско-экспериментальные и научно-исследовательские работы в области нефтепромыслового оборудования и инструмента. Выпуск 3. – Баку: АзИНМАШ-ОНТИ, 1965. – С. 35–70.*

Keywords: *dual-string sucker rod pumping unit with a single drive, pumping rate, long-stroke operating mode, stroke length transformer, reduction ratio, capacity control, string.*

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ С ВРАЩЕНИЕМ ХВОСТОВИКОВ И ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛАСТИЧНОГО ЦЕМЕНТА

для проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта в условиях ТрИЗ при бурении горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.245

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В УСЛОВИЯХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ (ДАЛЕЕ ТРИЗ) НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ КОМБИНИРОВАННОМУ ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ, ВКЛЮЧАЮЩЕЙ В СЕБЯ ВРАЩЕНИЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ (ХВОСТОВИК) И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛАСТИЧНОГО ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ГЕРМЕТИЧНОСТЬ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА ПРИ МНОГОСТАДИЙНОМ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАЗРЫВЕ ПЛАСТА (МГРП). ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОЛЕВЫХ ИСПЫТАНИЙ, ПРОВЕДЕННЫХ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН В 2024–2025 ГГ., ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ, РАССМОТРЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

THE ARTICLE DISCUSSES MODERN CEMENTING TECHNIQUES FOR WELLS WITH HORIZONTAL COMPLETIONS IN THE CONTEXT OF HARD-TO-RECOVER RESERVES (HTRR) AT OILFIELDS IN WESTERN SIBERIA. SPECIAL ATTENTION IS GIVEN TO THE COMBINED USE OF LINER ROTATION AND ELASTIC CEMENT SLURRY, WHICH ENSURES LONG-TERM ZONAL ISOLATION DURING MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING (MSHF). FIELD TRIALS CARRIED OUT DURING CEMENTING OPERATIONS IN 2024-2025 ARE PRESENTED. THE EFFECTIVENESS OF THE TECHNOLOGY IS ANALYZED, AND THE PROSPECTS FOR FURTHER IMPLEMENTATION ARE CONSIDERED

Ключевые слова: *ТРИЗ, трудноизвлекаемые запасы, многостадийный ГРП, МГРП, эластичный цемент, вращение хвостовика, вращение обсадной колонны, циклические нагрузки, цементирование, цементирование с вращением.*

Давлетшин Раиль Фларитович

инженер отдела цементирования скважин

Шарафутдинов Руслан Геннадьевич

руководитель проекта отдела цементирования скважин

Упоров Анатолий Сергеевич

главный инженер отдела цементирования скважин

ООО «БурСервис»

Значительный прогресс в развитии технологий заканчивания и освоения скважин открыл новые горизонты для выработки запасов, которые еще 15–20 лет назад считались бесперспективными из-за низкой проницаемости пласта. Эти усовершенствования позволили эффективно извлекать углеводороды из сложных коллекторов, что, в свою очередь, способствовало повышению дебита скважин и повышению экономической эффективности проектов в области добычи. Современные методы, такие как многостадийный гидравлический разрыв пласта (рис. 1) и применение новых материалов, сделали возможным успешное освоение ранее недоступных месторождений.

Успехи в добыче природных ресурсов в этих условиях стали техническим ориентиром для нефтяных компаний по всему миру, побуждая их активно исследовать и разрабатывать аналогичные объекты.

Эти достижения не только открыли новые возможности для извлечения ресурсов, но и изменили глобальные энергетические рынки многих стран.

На территории Российской Федерации ключевыми объектами с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) являются низкопроницаемые продуктивные пласты (с проницаемостью менее 1 мД) Западно-Сибирского бассейна – ачимовские (АС), березовские (БС), ачимовские горизонты (АЧ) и юрские (ЮС). Эти пласты характеризуются толщиной от 10 до 100 метров и залегают на глубинах от 2 до 3,5 тысячи метров, охватывая площадь более 1 миллиона квадратных километров. В настоящее время процесс промышленного освоения этой свиты находится на стадии разработки и подбора эффективных технологий, необходимых для полномасштабной добычи. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), таких как низкопроницаемые пласты Западно-Сибирского бассейна, становится стратегическим приоритетом нефтяных компаний России, формируя основу для устойчивого развития энергетического сектора страны.

В Западной Сибири активно разрабатываются месторождения, содержащие значительные запасы трудноизвлекаемой нефти и сталкиваются с проблемой сохранения целостности цементного камня при многостадийном гидравлическом разрыве пласта. Традиционное цементирование скважин с продолжительным горизонтальным участком, выполняемое без вращения хвостовика и с применением эластичных цементов, приводит к неравномерному заполнению заколонного пространства, которые могут охватывать до 25 % длины интервала. При проведении ГРП разрушение цементного камня в таких зонах наблюдается уже на 3–4 стадии под воздействием циклических нагрузок.

В 2024 году компания ООО «БурСервис» достигла новых целей в технологии цементирования скважин, успешно реализовав крепление при строительстве горизонтальных скважин под МГРП в условиях низкопроницаемых пластов Западно-Сибирского бассейна.

РИСУНОК 1. Схема проведения многостадийного гидроразрыва пласта

Протяженность горизонтальной секции скважины составила более 1000 метров, что позволяет значительно увеличить площадь воздействия на продуктивный пласт. Для обеспечения высокой эффективности работы скважины был использован цементируемый хвостовик диаметром 114 мм. Операция по цементированию проводилась с вращением хвостовика, что способствовало более качественному замещению бурового раствора. Специально подобранный состав цемента был создан для обеспечения высокой устойчивости цементного камня к разрушающему воздействию многостадийного ГРП. Эти достижения подчеркивают стремление ООО «БурСервис» к внедрению передовых технологий в области бурения и разработки трудноизвлекаемых запасов, что открывает новые горизонты для эффективного использования ресурсов.

Опыт по цементированию скважин в условиях ТРИЗ, реализованный компанией ООО «БурСервис», оказался успешным и стал основой для дальнейшего применения данной технологии. В 2024–2025 годах на месторождениях Западной Сибири был проведен ряд работ по цементированию, используя методы, разработанные специально для этого проекта. При оценке выполненных работ особое внимание уделялось нескольким ключевым аспектам: зависимости дебита скважин от проведенных операций, эффективности гидравлического разрыва пласта (ГРП) и герметичности заколонного пространства. Эти параметры являются критически важными для обеспечения надежности и продуктивности скважин в условиях разработки трудноизвлекаемых запасов. Данный подход не только подтверждает высокую эффективность применяемых технологий, но и открывает новые возможности для повышения производительности и надежности буровых операций в будущем.

Используемые методы, технологии, описание процесса

Традиционные методы и их ограничения

Классическое цементирование горизонтальных скважин без вращения хвостовика имеет ряд недостатков:

- Неравномерное замещение бурового раствора, особенно в горизонтальной части [1].
- Образование каналов в цементном камне, снижая герметичность заколонного пространства.
- Разрушение цементного камня при многократных циклах ГРП, что приводит к снижению эффективности разработки залежи [2].

Современные подходы к цементированию

Для решения этих проблем применяются следующие методы:

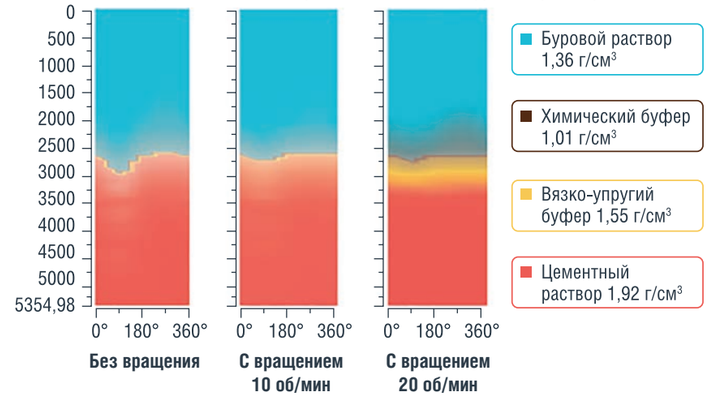
- Вращение хвостовика при цементировании – улучшает замещение бурового раствора, предотвращает образование каналов [3, 4].
- Использование эластичного цемента – повышает устойчивость цементного камня к механическим и циклическим нагрузкам при МГРП [1, 7].
- Применение специализированных буферных жидкостей – способствует эффективному замещению бурового раствора.

Технологические аспекты внедрения

Вращение хвостовика: механизм и преимущества

Ключевым элементом технологии является непрерывное вращение обсадной колонны (диаметр 114 мм) во время закачки буферных жидкостей, цементного раствора и его продавки. Вращение обсадной колонны достигается путем применения специальной цементировочной головы с возможностью ее вращения. Цементировочная голова свинчивается с верхним приводом и с колонной бурильных труб, т.е. подвешивается вместе с колонной на верхнем приводе.

РИСУНОК 2. Результаты 3D-моделирования замещения бурового раствора



Предварительно внутрь цементировочной головы устанавливается пробка.

Вращение обсадной колонны обеспечивает:

- равномерное и однородное замещение бурового раствора, минимизируя риски образования каналов и устраняющее каналы бурового раствора [5];
- повышение степени замещения за счет динамического воздействия на жидкость;
- снижение риска образования «застойных» зон в горизонтальной секции.

Для оценки зоны смешения в интервале цементирования было проведено 3D-моделирование замещения бурового раствора цементным (рис. 2). Полученные результаты позволили определить влияние вращения обсадной колонны на качество крепи, а также локализовать зоны неэффективного замещения флюидов при его отсутствии. Лабораторные испытания смесей, воспроизводящих состав зоны смешения, показали снижение прочностных характеристик цементного камня, что свидетельствует о риске недостаточного качества крепи в таких интервалах.

Исходные данные для моделирования процесса замещения:

- Центрация обсадной колонны не менее 70 %;
- Скорость вращения: 10 и 20 об/мин;
- Продолжительность: до 4 часов с начала закачки буферной жидкости до получения момента «СТОП»;
- Производительность закачки буферной жидкости и цементного раствора 0,5 м³/мин;
- Время контакта буферной жидкости с породой не менее 10 мин;
- Объем буферной жидкости, обеспечивающий длину контакта с породой не менее 300 м.

Моделирование процесса замещения бурового раствора показало, что при неподвижной обсадной колонне формируется канал циркуляции вдоль ствола скважины, сопровождаемый значительной зоной смешения буферной жидкости и цементного раствора. Это приводит к снижению эффективности цементирования и увеличению вероятности образования некачественного цементного камня в заколонном пространстве. Введение вращения обсадной колонны со скоростью 10 и 20 об/мин способствует дестабилизации пограничного слоя бурового раствора и интенсифицирует процессы сдвиговой деформации в кольцевом пространстве. За счет механического перемешивания усиливается гидродинамическое воздействие на пристенные зоны, что способствует более полному удалению бурового раствора и снижению объема застойных зон [6]. Таким образом, достигается степень замещения до 95–99 %, что напрямую влияет на качество цементной крепи и ее устойчивость при последующем многостадийном гидравлическом разрыве пласта.

Эластичный цемент. Состав и устойчивость к нагрузкам

Для обеспечения герметичности при многостадийном ГРП разработан цементный раствор с улучшенными упруго-прочностными характеристиками (таблица 1).

Термобарические условия тестирования:

- давление постановки теста – 50 МПа;
- статическая = циркуляционная температура – 100–130 °С.

Разработанный эластичный цемент для условий ГРП демонстрирует устойчивость к циклическим нагрузкам при давлениях до 80 МПа, что подтверждается результатами испытаний в соответствии с ASTM D7012-14 / ГОСТ 28985-91.

Для определения упругих свойств цементного камня (модуля Юнга и коэффициента Пуассона) статическим методом строились зависимости продольной и поперечной деформации от приложенной нагрузки для каждого образца по результатам теста одноосного нагружения (таблица 2).

Величины модуля Юнга ($E_{ст}$) и коэффициента Пуассона ($U_{ст}$) определяются графически на линейном участке зависимости «напряжение σ – деформация ε» (рис. 3) и рассчитываются по формулам (1) и (2) соответственно:

$$E_{ст} = \frac{\Delta\sigma}{\Delta\varepsilon_{пр}} \quad (1)$$

$$U_{ст} = \frac{\Delta\varepsilon_{пп}}{\Delta\varepsilon_{пр}} \quad (2)$$

где $E_{ст}$ – статический модуль Юнга, ГПа; $U_{ст}$ – статический коэффициент

ТАБЛИЦА 1. Дизайн применяемой цементной смеси

Плотность, г/см3	Состав	Концентрация, % от веса цемента
1,92	Портландцемент класса G	100
	Эластичные добавки	2–10
	Комплексная минеральная добавка (КМД)	30–35
	Синтетические замедлители, пластификаторы и понизители водоотдачи	2–3

Пуассона, б/р; $\Delta\sigma$ – изменение напряжения на линейном участке разгрузочной ветви зависимости «напряжение σ – деформация ε»; $\Delta\varepsilon_{пр}$ – изменение относительной продольной деформации образца на линейном участке разгрузочной ветви зависимости «напряжение σ – деформация ε»; $\Delta\varepsilon_{пп}$ – изменение относительной поперечной деформации образца на линейном участке разгрузочной ветви зависимости «напряжение σ – деформация ε».

При температуре 130 °C были проведены лабораторные испытания образцов цементного камня (рис. 4), полученного из разрабатываемого состава, на предмет оценки его прочностных характеристик во времени. По результатам испытаний, спустя более 31 суток твердения в заданных термобарических условиях, материал продемонстрировал прочность на сжатие 31 МПа (≈ 4500 psi) (рис. 4). Данный уровень прочности соответствует требованиям, предъявляемым к цементной крепи в интервалах МГРП, и указывает на способность материала эффективно воспринимать механические и циклические нагрузки, возникающие в процессе эксплуатации скважины [8].

Полевые испытания на месторождениях Западной Сибири

В 2024–2025 гг. технология цементирования с вращением хвостовика и применением эластичного цемента была опробована на 10 горизонтальных скважинах, пробуренных в интервалах низкопроницаемых пластов Западно-Сибирского бассейна. Горизонтальные участки варьировались от 1500 до 2500 м, глубина залегания – от 2000 до 3500 м. Цементирование проводилось с вращением обсадной колонны (диаметр 114 мм), с применением специальных буферных жидкостей и эластичного цемента (рис. 5, 6).

По состоянию на 2025 год, многостадийный гидравлический разрыв пласта был проведен на двух скважинах. На каждой из скважин было выполнено 30 стадий ГРП. Для остальных скважин ГРП находится в стадии планирования, в связи с чем оценка эффективности технологии в полном объеме данных будет проведена позднее.

ТАБЛИЦА 2. Упругие свойства изготовленного образца цементного камня при одноосном сжатии

Фотография образца	Условия приготовления цемента		Упругие свойства образца	
	Давление, МПа	Температура, °C	Статический модуль Юнга ($E_{ст}$), ГПа	Статический коэффициент Пуассона ($\nu_{ст}$), б/р
	50	120	5,81	0,248

РИСУНОК 3. Графическое определение значений модуля Юнга и коэффициента Пуассона образца цементного камня при одноосном нагружении

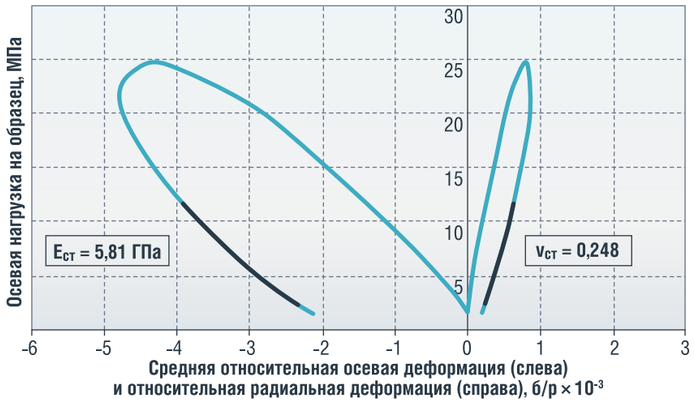
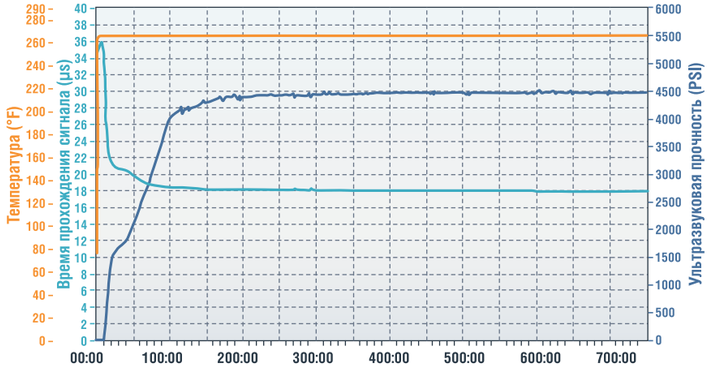


РИСУНОК 4. График набора прочности цементного камня спустя более 31 суток



На основании данных по двум завершенным объектам составлена предварительная сравнительная таблица параметров, отражающих эффективность новой технологии по сравнению с традиционным подходом (таблица 3). В таблице представлены показатели: количество стадий, давление при проведении ГРП, степень замещения бурового раствора. Данные по заколонным перетокам,

РИСУНОК 5. Конструкция скважины по одной из выполненных работ

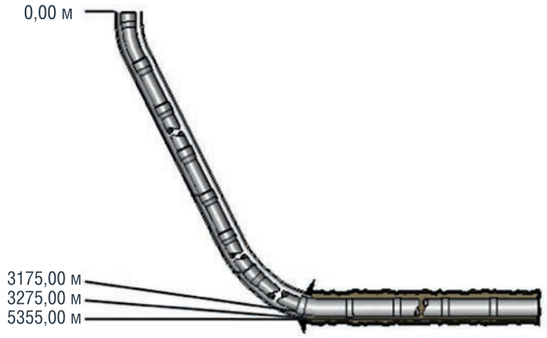
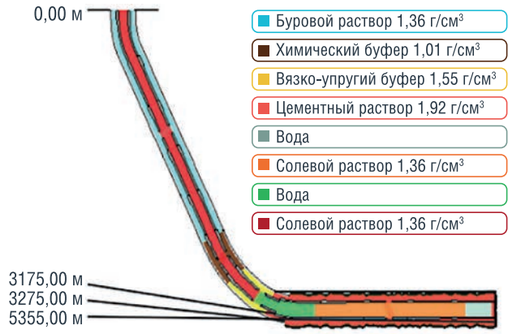


РИСУНОК 6. Расположение флюидов в конце работы по одной из выполненных работ



ремонтным операциям и проценту остановок при проведении стадий ГРП находятся в стадии накопления.

Несмотря на ограниченный объем статистики, уже на данном этапе можно отметить: степень замещения бурового раствора достигает 99 %, наблюдается стабильное удержание давления при проведении всех стадий, а также увеличение дебита скважины по жидкости на 50 % (пиковые значения после проведения МГРП) по сравнению с плановыми значениями.

В дальнейшем, по завершении освоения оставшихся скважин, планируется расширение выборки и проведение анализа с применением математических моделей и статистических методов для обоснования масштабирования технологии.

Результаты и обсуждение

Применение технологии цементирования с вращением хвостовика и эластичного цемента доказало свою эффективность в условиях ТРИЗ. Данная методика позволила:

- Обеспечить высокую герметичность заколонного пространства (на основании стабильного удержания давления при ГРП и степени замещения бурового раствора до 99 %) [9].
- Повысить эффективность многостадийного ГРП за счет успешного проведения 30 стадий на скважину.
- Снизить эксплуатационные риски, связанные с целостностью крепи.

Перспективные направления развития:

- По мере завершения освоения остальных скважин, будет проведен углубленный статистический анализ.
- Дальнейшая модификация рецептур цементных растворов.
- Разработка автоматизированных систем контроля цементирования:
  - Внедрение датчиков акустических сигналов для мониторинга целостности цемента в реальном времени;
  - Использование компьютерных алгоритмов для прогнозирования оптимальной скорости вращения обсадной колонны.
- Масштабирование технологии на другие объекты с трудноизвлекаемыми запасами.

Заключение

Комбинация вращения хвостовика и эластичного цемента доказала свою эффективность в условиях низкопроницаемых пластов Западно-Сибирского бассейна.

Технология решает ключевые проблемы герметичности заколонного пространства и устойчивости к циклическим нагрузкам при ГРП. Успешный опыт на месторождениях Западной Сибири открывает новые возможности для разработки ТРИЗ в России, укрепляя позиции страны на глобальном энергетическом рынке. ●

ТАБЛИЦА 3. Дизайн применяемой цементной смеси

Параметр	Стандартное цементирование	Применяемая технология
Количество стадий ГРП	10-15	до 30
Давление ГРП, МПа	до 50	до 80
Замещение бурового раствора, %	75	99

Литература

1. *Колесников А.А., Ульянов В.И., Минаев А.А. Применение эластичных цементов при цементировании в условиях сложных горно-геологических разрезов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 10. – С. 58–62.*
2. *Сафаров Р.Х., Ахметов И.М., Закиров Д.Ф. Технологии многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах Западной Сибири // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 1. – С. 96–102.*
3. *Поляков А.Н., Лузин Д.В., Сидоров П.Г. Особенности цементирования горизонтальных скважин с вращением обсадной колонны // Бурение и нефть. – 2021. – № 8. – С. 32–35.*
4. *API RP 65-2. Cementing Shallow Water Flow Zones in Deep Water Wells. – API, 2010. – 84 p.*
5. *Зинченко А.С., Киселев Ю.А., Буров С.А. Повышение качества цементирования горизонтальных скважин в условиях Западной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 1. – С. 28–31.*
6. *Петров И.В., Романов К.М. Эффективность применения вращения хвостовика при цементировании сложнопрофильных скважин // Техника и технологии нефти и газа. – 2019. – № 4. – С. 41–44.*
7. *Хусаинов Г.Т., Журавлев И.П., Абрамов В.Н. Использование инновационных тампонажных материалов в условиях многостадийного ГРП // Нефтегазовое дело. – 2021. – № 2. – С. 103–109.*
8. *ISO 14310:2008. Petroleum and natural gas industries – Downhole equipment – Packers and bridge plugs. – ISO, 2008. – 45 p.*
9. *Власов В.А., Зайцев Н.Н. Повышение герметичности цементного камня при гидроразрыве пласта в многозабойных скважинах // Вестник УГНТУ. Серия: Нафтагазовое дело. – 2022. – № 3. – С. 119–124.*

Keywords: *HTRR, hard-to-recover reserves, multistage hydraulic fracturing, MSHF, elastic cement, liner rotation, casing rotation, cyclic loads, cementing, cementing with rotation.*

ИНТЕГРИРОВАННЫЙ АЛГОРИТМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГНВП:

сочетание D-экспоненты, DMA и DMSA в реальном времени

Фатьянов Антон Александрович
бизнес-аналитик

Джумаев Эльдар Мухамедович
специалист по обучению и внедрению ПО

Свечников Денис Юрьевич
исполнительный директор

ООО «ТетраСофт»

УДК 622.24: 004.942

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА РАЗРАБОТКЕ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ ПРИЗНАКОВ ОСЛОЖНЕНИЙ И АВАРИЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ. РАССМОТРЕНЫ КАК СУЩЕСТВУЮЩИЕ НА ДАННЫЙ МОМЕНТ МЕТОДЫ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ, ТАК И МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА: D-ЭКСПОНЕНТА, ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА FPG (FLOW PARAMETER GROUP) И ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ТРЕНДОВ ЧЕРЕЗ АЛГОРИТМЫ DMA (DIVERGENCE OF MOVING AVERAGE) И DMSA (DIVERGENCE OF MOVING SLOPE AVERAGE). НА ОСНОВАНИИ АНАЛИЗА БЫЛ ПРЕДЛОЖЕН ИНТЕГРАЛЬНЫЙ ИНДЕКС KRI (KICK RISK INDEX), ОБЪЕДИНЯЮЩИЙ КЛЮЧЕВЫЕ ПАРАМЕТРЫ В ЕДИНУЮ МЕТРИКУ РИСКА. РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕМОНСТРИРУЮТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОДХОДА ДЛЯ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ ЗОН АНОМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ БУРЕНИЯ. АЛГОРИТМ НЕ ТРЕБУЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ИСПОЛЬЗУЯ СТАНДАРТНЫЕ ДАННЫЕ ГТИ (ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ), ЧТО ДЕЛАЕТ ЕГО ПРИМЕНИМЫМ В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

THIS ARTICLE FOCUSES ON THE DEVELOPMENT OF ALGORITHMS FOR IDENTIFYING AND PREVENTING ACCIDENTS AND COMPLICATIONS DURING DRILLING THROUGH A COMPREHENSIVE REAL-TIME ANALYSIS OF DIRECT AND INDIRECT INDICATORS OF DRILLING ANOMALIES. IT EXAMINES BOTH EXISTING MACHINE LEARNING METHODS AND MATHEMATICAL ANALYSIS TECHNIQUES, SUCH AS THE D-EXPONENT, FLOW PARAMETERS FPG (FLOW PARAMETER GROUP) AND DYNAMIC TREND ANALYSIS USING DMA (DIVERGENCE OF MOVING AVERAGE) AND DMSA (DIVERGENCE OF MOVING SLOPE AVERAGE) ALGORITHMS. BASED ON THIS ANALYSIS, AN INTEGRATED INDEX, KRI (KICK RISK INDEX), IS PROPOSED, WHICH COMBINES KEY PARAMETERS INTO A UNIFIED RISK METRIC. THE RESULTS DEMONSTRATE THE EFFECTIVENESS OF THE APPROACH FOR EARLY DETECTION OF ZONES WITH ABNORMAL PRESSURE AND ENHANCING DRILLING SAFETY. THE ALGORITHM DOES NOT REQUIRE ADDITIONAL EQUIPMENT, UTILIZING STANDARD DATA FROM MUD LOGGING UNITS, MAKING IT APPLICABLE IN FIELD CONDITIONS

Ключевые слова: *аварии, газонефтеводопроявления, D-экспонента, алгоритмы DMA/DMSA, индекс KRI, прогнозирование осложнений.*

Газонефтеводопроявления (ГНВП) являются одним из самых опасных явлений при бурении нефтяных и газовых скважин. По данным Международной ассоциации буровых подрядчиков (IADC), до 20% аварийных остановок при бурении связаны с несвоевременным обнаружением зон аномально высокого пластового давления (АВПД) [1]. Если его своевременно не обнаружить и не принять меры, это может привести к аварийному фонтанированию. Особую опасность представляет процесс вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением. Особую ценность для анализа и профилактики ГНВП представляют данные ГТИ. Наибольшее влияние ГНВП оказывают на следующие параметры: расход бурового раствора, плотность бурового раствора, содержание углеводородов по хроматографическому анализу, изменение МСП (механическая скорость проходки) и т.д. За счет влияния ГНВП на эти параметры можно предсказывать и идентифицировать зоны АВПД, тем самым предсказывая ГНВП.

ФАКТЫ

20%

аварийных остановок при бурении связаны с несвоевременным обнаружением зон АВПД

Основные параметры контроля – разница расходов и прирост уровня бурового раствора в емкостях.

Для анализа используются данные следующего оборудования:

- расходомер на выходе;
- плотность бурового раствора и другие.

При этом каждый отдельный инструмент не помогает своевременно обнаружить ГНВП и данные методы не работают для глубоких скважин с большим отходом от вертикали.

Современные подходы к прогнозированию ГНВП включают методы машинного обучения и динамического анализа данных, однако их внедрение осложняется необходимостью специализированного оборудования и сложностью интерпретации в реальном времени. Ключевой проблемой остается интеграция разнородных параметров (механическая скорость проходки, расход, давление) в единую метрику, позволяющую оперативно оценивать риск осложнений. Также используется следующая классификация методов обнаружения ГНВП (kick detection) – это прямые (primary) и косвенные (secondary).

Прямые (основные) индикаторы

Классический подход к выявлению газопроявлений основан на наблюдении за приростом объема емкостей (pit gain) и разницей расходов (delta flow) на поверхности. Для выявления ГНВП инженеру по бурению необходимо одновременно отслеживать несколько параметров. При этом важные сигналы могут быть упущены, особенно когда индикаторы дают противоречивые показания. Выявление ГНВП в полевых условиях требует значительного опыта. Однако при медленном поступлении флюида увеличение объема может остаться незамеченным. Кроме того, изменения объема в емкостях часто маскируются другими операциями: введением бурового раствора, спуско-подъемными операциями, изменением скорости подачи. Традиционно используемые *расходомеры* (например, лопастные) часто дают неточные показания или выходят из строя.

Поскольку эти методы требуют ручного контроля, инженерам сложно принимать верные решения при противоречивых сигналах.

Вторичные (косвенные) индикаторы

Это косвенные признаки, основанные на расчетах и анализе изменений параметров бурения:

- D-exponent (Нормализованная механическая скорость проходки) – показатель, помогающий выявлять аномалии пластового давления. Рост может сигнализировать о приближении к зоне с аномально высоким пластовым давлением.

Интегрированные методы

В данном методе прямые и косвенные признаки ГНВП используются в сочетании с анализом трендов в реальном времени для создания автоматизированной системы прогнозирования ГНВП.

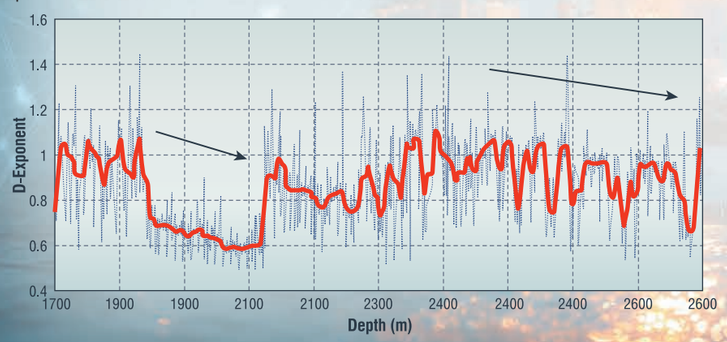
В частности, применяются методы divergence of moving average (DMA) и divergence of moving slope average (DMSA), которые анализируют основные признаки ГНВП, обеспечивая более точное определение вероятности возникновения ГНВП в процессе бурения. Эти методы помогают выявлять тенденции изменения индикаторов ГНВП в реальном времени и прогнозировать вероятность газонефтеводопроявления. Последующие разделы статьи детализируют математические основы метода, включая модифицированные формулы расчета D-экспоненты, алгоритмы DMA/DMSA, а также процедуру формирования индекса KRI. Особое внимание уделено верификации алгоритма на реальных данных, демонстрирующей его эффективность для прогнозирования ГНВП в режиме реального времени.

Для выявления ГНВП используется модель, основанная на использовании D-экспоненты.

D-экспонента учитывает следующие реально-временные данные:

- МСП (Механическая скорость проходки) (*ROP*, м/ч),
- частота вращения (*N*, об\мин),
- нагрузка на долото (*WOB*, т),
- диаметр долота (D_{bit}, мм).

РИСУНОК 1. Красным обозначена линия тренда D-экспоненты, синим же обозначены фактические значения



ФАКТЫ

2400 м

– отметка, с которой D-экспонента растет до 0,8–1,6, что характерно для аномально высокого пластового давления и увеличивает риск газонефтеводопроявлений

D-экспонента рассчитывается по формуле [2]:

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{60N}\right)}{\log\left(\frac{12WOB}{10^6 D_{bit}}\right)}$$

D-экспонента широко применяется в нефтегазовой отрасли для выявления аномального пластового давления. В нормальных условиях она демонстрирует возрастающий тренд, однако при бурении перепластованных зон ее рост замедляется или начинает снижаться. Это позволяет оперативно выявить переход от нормального к аномальному пластовому давлению. D-экспонента особенно полезна для выявления ГНВП, поскольку большинство газонефтеводопроявлений происходит при вскрытии зон с избыточным давлением [2].

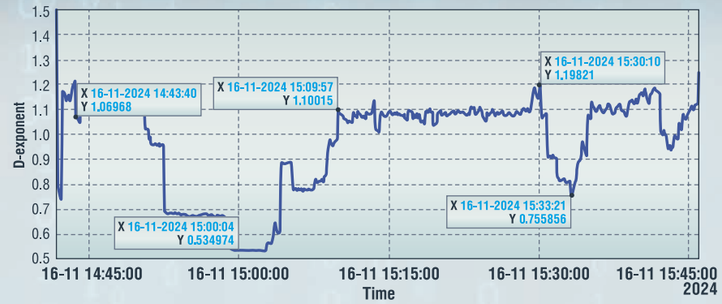
На начальных или «спокойных» участках разреза, где условия бурения стабильны, рассчитываются значения D-экспоненты (рис. 1). На основе этих данных строится линия нормального уплотнения пород (линия тренда dn) (рис. 2). Линия dn отражает ожидаемые значения D-экспоненты для нормального уплотнения пород в стабильных условиях. Она служит ориентиром для анализа дальнейших данных. Признаком зоны АВПД является стабильное отклонение кривой D-экспоненты от линии тренда dn, что является индикатором входа в зону аномально высокого пластового давления (АВПД).

Построение тренда

Для анализа была взята серия предыдущих значений D-экспонент, например, за несколько минут или метров проходки, и вычислялась «лучше всего аппроксимирующая» линия или среднее значение, используя такие методы, как «best fitting line» или скользящее среднее. Полученное значение рассматривается как «ожидаемый» $D_{exponent}$ (trend).

На каждом шаге вычисляется разница между фактическим значением и трендовым, после чего отклонения накапливаются либо по времени, либо по количеству точек. Если суммарное накопленное отклонение превышает заданный порог, это означает, что аномалия обладает достаточной величиной или продолжительностью, чтобы сигнализировать о риске.

РИСУНОК 2. Линия тренда D-экспоненты



В интервале 2100–2400 м значения находятся в диапазоне 0,5–0,8, что соответствует переходной зоне от нормального к аномально высокому пластовому давлению (АВПД). Здесь могут появляться первые признаки ГНВП. Начиная с 2400 м D-экспонента растет до 0,8–1,6, что характерно для аномально высокого пластового давления (АВПД) и увеличивает риск газонефтеводопроявлений (ГНВП).

ФАКТЫ

Динамика MKt

и его производных служит основанием для классификации участков ускорения, замедления и стабилизации процесса

Основные преимущества использования D-экспоненты:

- Не требует дополнительных датчиков.
- Позволяет нивелировать влияние изменений режимов бурения.
- Продолжает работать даже при сбоях расходомеров.

Группы параметров для обнаружения ГНВП

Так как D-экспонента объединяет несколько ключевых параметров, дополнительно в алгоритме используется *группа параметров потока (FPG – Flow Parameter Group), которая определяет влияние и поправки каждого из параметров.*

Формула расчета FPG основана на оригинальной модели, включающей поправки на расход, давление и физико-химические свойства бурового раствора (в частности, учитывается сжимаемость и опорное давление).

$$FPG = \alpha - \frac{\gamma}{\beta},$$

где параметры α, β и γ представляют собой агрегированные значения, скорректированные с учетом динамики циркуляции и свойств бурового раствора.

Для анализа динамики параметра *FPG* используется модифицированный метод отклонения скользящих значений (DMA) [3–4], основанный на сравнении усредненных характеристик параметра на разных временных горизонтах. Суть метода заключается в расчете разности между двумя скользящими средними (*MA*) с различными периодами усреднения: коротким $MA_{short}(X_t)$ и длинным ($MA_{long}(X_t)$.

$$\mathrm{DMA}_t = MA_{\mathrm{short}}(X_t) - MA_{\mathrm{long}}(X_t)$$

$$MA_{\mathrm{short}}(X_t) = \frac{1}{N}\sum_{i=0}^{N_s-1} X_{t-i}$$

$$MA_{\mathrm{long}}(X_t) = \frac{1}{N_\ell}\sum_{i=0}^{N_\ell-1} X_{t-i}$$

Здесь X_t – значение параметра *FPG* в момент времени t; N_s и N_ℓ – длины краткосрочного и долгосрочного окон усреднения соответственно.

Такой подход позволяет выявлять *локальные ускорения или замедления*, характерные

РИСУНОК 3. Реакция FPG и скользящих средних с различными временными интервалами. В нижней части графика отображена производная характеристика (DMA), позволяющая оценить краткосрочную динамику в контексте долгосрочного тренда

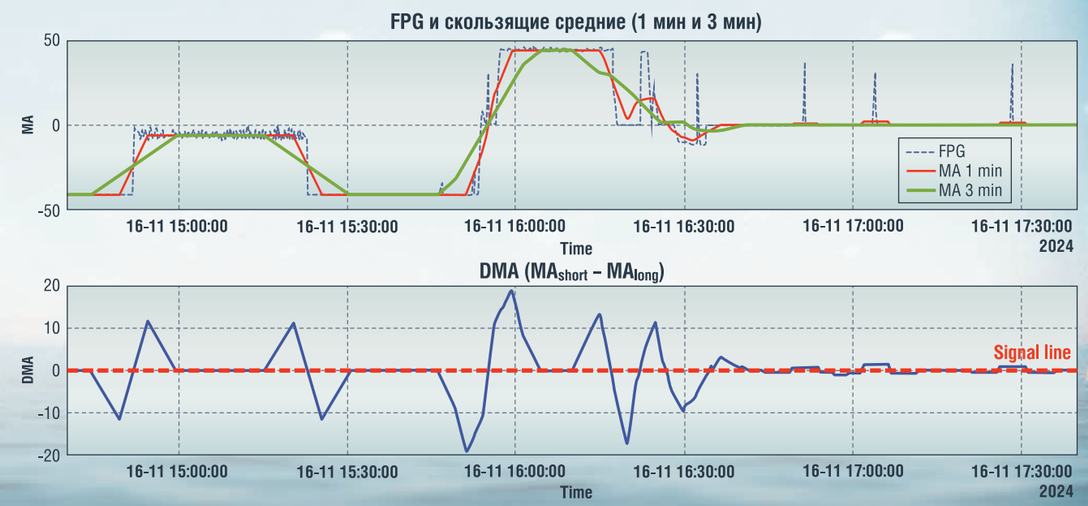
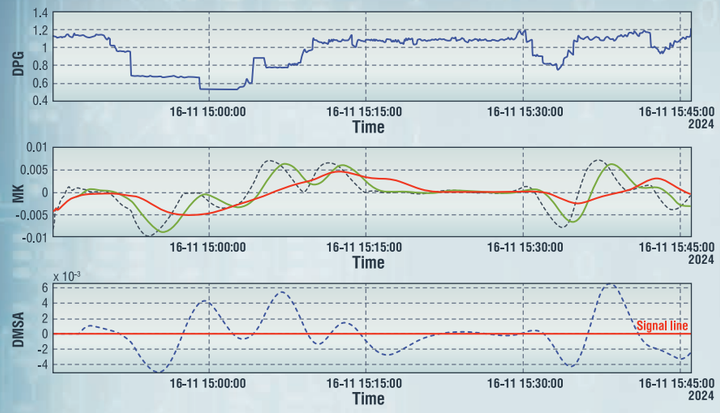


РИСУНОК 4. Параметр DPG в режиме реального времени



для начальной стадии осложнений. Метод чувствителен к нарастающим аномалиям, но при этом устойчив к кратковременным флуктуациям, что особенно важно при работе в реальном времени.

В зависимости от соотношения краткосрочной и долгосрочной динамики определяется восходящий или нисходящий тренд, что позволяет оперативно реагировать на изменение состояния скважины.

Короткое окно усреднения N_s = 1 мин выбрано для своевременного реагирования на быстрые аномалии, длинное окно N_ℓ = 3 мин для подавления высокочастотного шума. Анализ чувствительности показал, что при изменении N_s, $N_\ell \in$ [0,8N,1,2N] на ±20% частота ложных срабатываний меняется в интервале 0,5–1,2 события на 100 мин, а пропущенных 0,3–0,8 события на 100 мин (рис. 3).

Метод DMA, описанный выше, позволяет количественно оценивать только направление тренда (рост или спад). Однако для анализа ускорения или замедления изменений этого недостаточно. Поэтому в рамках анализа параметра DPG (Drilling Parameter Group) применяется дополнительный алгоритм, основанный на скользящем регрессионном подходе.

На первом этапе к данным в реальном времени применяется линейная аппроксимация на скользящем окне, что позволяет в каждый момент времени t вычислить наклон тренда MK_t, отражающий локальную скорость изменения параметра.

На основе динамики MK_t и его производных осуществляется классификация участков ускорения, замедления и стабилизации процесса.

Формирование весов влияния в оценке трендов

Для расчета локальных трендовых характеристик (таких как усредненный наклон MAK_t) применяется механизм взвешивания данных, который учитывает вклад каждого временного шага в пределах скользящего окна.

ФАКТЫ

DMSA

Divergence of Moving Slope Average - разностный индикатор, применяемый для оценки ускорения или замедления тренда

Вес каждого значения зависит от его удаленности от текущего момента времени и рассчитывается по переходной функции, чувствительной к «свежести» данных.

Значения, расположенные ближе к текущему моменту, получают больший вес, в то время как старые данные – постепенно затухают в своей значимости.

Параметры функции регулируют порог перехода и плавность снижения веса, что позволяет адаптировать модель к различной чувствительности системы.

Временную разность обозначим $\Delta t_i = t - t_i$, где t – текущий момент времени, t_i – время i-го измерения внутри окна.

В качестве переходной функции удобно использовать экспоненциальное затухание $w_i = \exp(-\lambda \Delta t_i)$, где параметр $\lambda > 0$ регулирует скорость затухания «свежести» данных.

Усреднение локальных наклонов и анализ их динамики

Для оценки динамики тренда параметра используется расчет локальных наклонов временного ряда на основе скользящего регрессионного анализа. Полученные наклоны дополнительно обрабатываются с использованием адаптивной взвешенной схемы, которая позволяет учитывать важность каждого значения в зависимости от его позиции во времени.

Для оценки ускорения или замедления тренда применяется разностный индикатор *DMSA (Divergence of Moving Slope Average)* [5], отражающий изменение средней скорости роста или снижения параметра на разных временных интервалах.

Определим локальный наклон на момент t_i через метод наименьших квадратов на окне ширины w:

$$m_{t_i} = \frac{\sum_{j=0}^{w-1} (j-\bar{J})(X_{t_i-j}-\bar{X})}{\sum_{j=0}^{w-1} (j-\bar{J})^2},$$

где $\bar{J} = \frac{w-1}{2}$, $\bar{X}$ – среднее значение X на этом окне.

Далее взвешенно усредняем эти наклоны для получения характеристики MAK_t:

РИСУНОК 5. Прямая развития аномалий

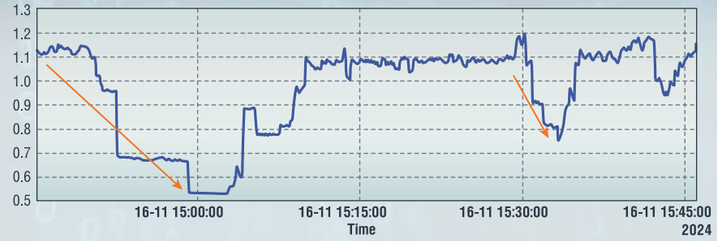
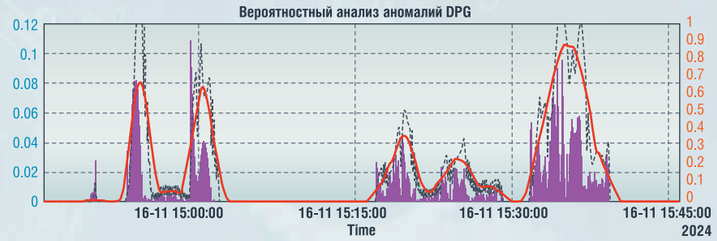


РИСУНОК 6. Вероятностная оценка аномалий параметра DPG на основе сравнения с прогнозной моделью



$$MAK_t = \frac{\sum_{i=0}^{w-1} w_i m_{t-i}}{\sum_{i=0}^{w-1} w_i}$$

В разностном индикаторе $DMSA$ сравниваются два таких усреднения с разными окнами w_s и w_ℓ:

$$DMSA_t = MAK_t^{(s)} - MAK_t^{(\ell)},$$

где $MAK^{(s)}$ построен на «коротком» окне w_s, а $MAK^{(\ell)}$ – на «длинном» w_ℓ.

- Значения $DMSA > 0$ указывают на нарастание тренда (локальное ускорение),
- Значения $DMSA < 0$ – на его ослабление или разворот (локальное замедление).

Этот показатель позволяет оперативно зафиксировать критические изменения в характере процесса и служит одним из ключевых элементов системы прогнозирования осложнений.

На графике (рис. 4) представлен результат обработки параметра *DPG* в реальном времени с использованием модулей анализа локального тренда и его динамики:

- На среднем графике отображены *локальные наклоны* (черная пунктирная линия) и их усредненные значения на разных временных интервалах (1 и 3 минуты), отражающие сглаженную направленность изменения параметра.
- Нижняя панель иллюстрирует работу *индикатора ускорения/замедления тренда (*DMSA*)*, рассчитываемого как относительное отклонение локальных наклонов.

Подобно методу DMA, положительные значения DMSA указывают на нарастание тренда, отрицательные – на его замедление или разворот.

ФАКТЫ

KRI

– итоговый индекс риска ГНВП, рассчитываемый на основе объединения вероятностных индикаторов, полученных по ключевым параметрам циркуляции и давления

Нулевая линия используется в качестве сигнального уровня для фиксации ключевых моментов перехода.

Анализ вероятности развития аномалий

Одной из ключевых задач автоматического распознавания осложнений является разграничение краткосрочных отклонений от устойчивых трендов. Как видно на верхнем графике (рис. 5), параметр DPG демонстрирует изменчивость с локальными спадами, не всегда свидетельствующими о начале осложнения. Некоторые отклонения возвращаются к исходному тренду и не требуют реакции.

Для повышения точности анализа используется алгоритм вероятностной оценки, основанный на методах трендового анализа и прогноза поведения параметра.

После выявления локального нисходящего тренда (например, по DMSA) строится прогнозное поведение параметра, а затем сравнивается с фактическими значениями.

Накопленное во времени отклонение используется для вычисления индикатора вероятности развития осложнений (P_d).

Такой подход позволяет:

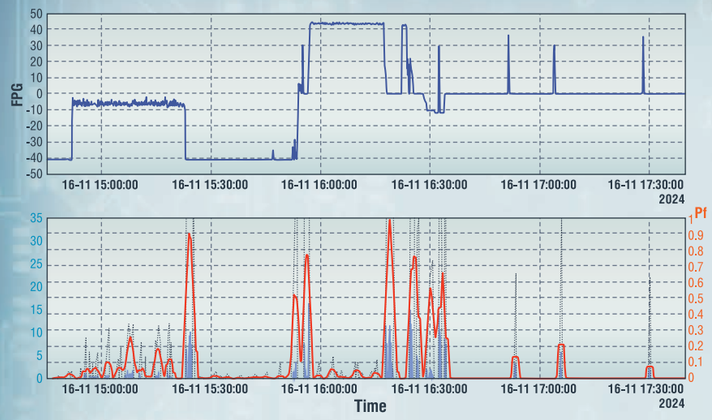
- отсекать ложные сигналы,
- реагировать на устойчивые аномалии,
- классифицировать ситуацию по степени риска.

Кривая (рис. 6) отражает интегральную величину отклонения параметра от ожидаемого поведения во времени.

После нормализации по заданному порогу формируется итоговая метрика вероятности аномалии P_d, используемая как индикатор риска осложнений.

Верхняя часть графика (рис. 7) показывает изменение параметра во времени. Нижняя часть графика отображает интегральную оценку риска (P_f), рассчитываемую на основе отклонения FPG от прогнозного значения. Пики вероятности соответствуют отклонениям, превышающим допустимый порог. Красная линия – сглаженная кривая вероятности.

РИСУНОК 7. Вероятностный анализ аномалий параметра FPG



Индекс риска газонефтеводопроявления (KRI)

Итоговый индекс риска ГНВП (KRI) рассчитывается на основе *объединения вероятностных индикаторов*, полученных по ключевым параметрам циркуляции и давления.

Для формирования KRI учитываются:

- вероятность аномалий по *DPG*,
- вероятность аномалий по *FPG*.

Каждому из компонентов присваивается *весовой коэффициент*, отражающий его значимость в текущем технологическом контексте.

Веса нормированы и могут изменяться в зависимости от условий (режим бурения, тип флюида, геология и пр.).

ФАКТЫ

От 0 до 1

варьируется значение индекса KRI отражает суммарную оценку риска развития газонефтеводопроявления на основе совокупного анализа параметров в реальном времени

Значение индекса KRI варьируется от 0 до 1 и отражает *суммарную оценку риска развития газонефтеводопроявления* на основе совокупного анализа параметров в реальном времени.

На рисунке 8 первый график (изменение параметра DPG) отражает изменения DPG (параметров бурения), где в районе 15:00 происходит заметное снижение, затем стабилизация, это свидетельствует о переходе между различными горно-геологическими условиями и достижении зоны аномально высокого пластового давления (АВПД). Второй график (вероятностный анализ DPG) показывает вероятностный анализ DPG, где синие столбцы отражают вероятностное распределение изменения DPG, а красная линия – сглаженный прогноз. Видно, что на участках с сильным ростом и падением DPG вероятностное значение P_d увеличивается (черная пунктирная линия). Такие пики сигнализируют об изменениях в устойчивости стенок скважины или наличии зон с АВПД.
На третьем графике (FPG) FPG демонстрируется резкий скачок в районе 14:50, затем стабилизация, такие резкие изменения указывают на потери циркуляции или поступление флюида в скважину. Четвертый график (вероятностный анализ прогноза FPG) показывает вероятностный анализ FPG,

РИСУНОК 8. Вероятностный анализ аномалий параметра FPG и DPG

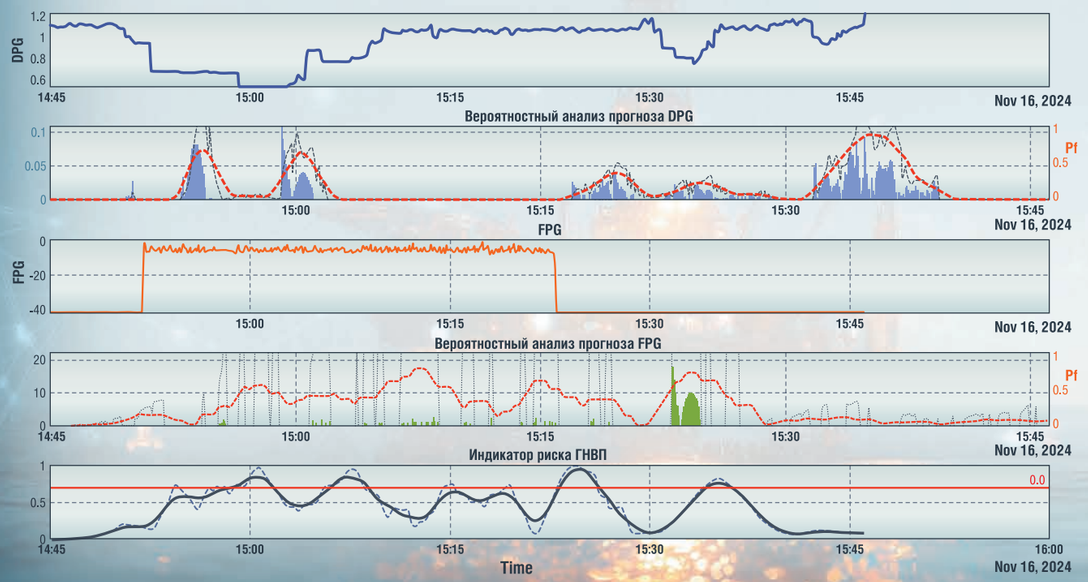
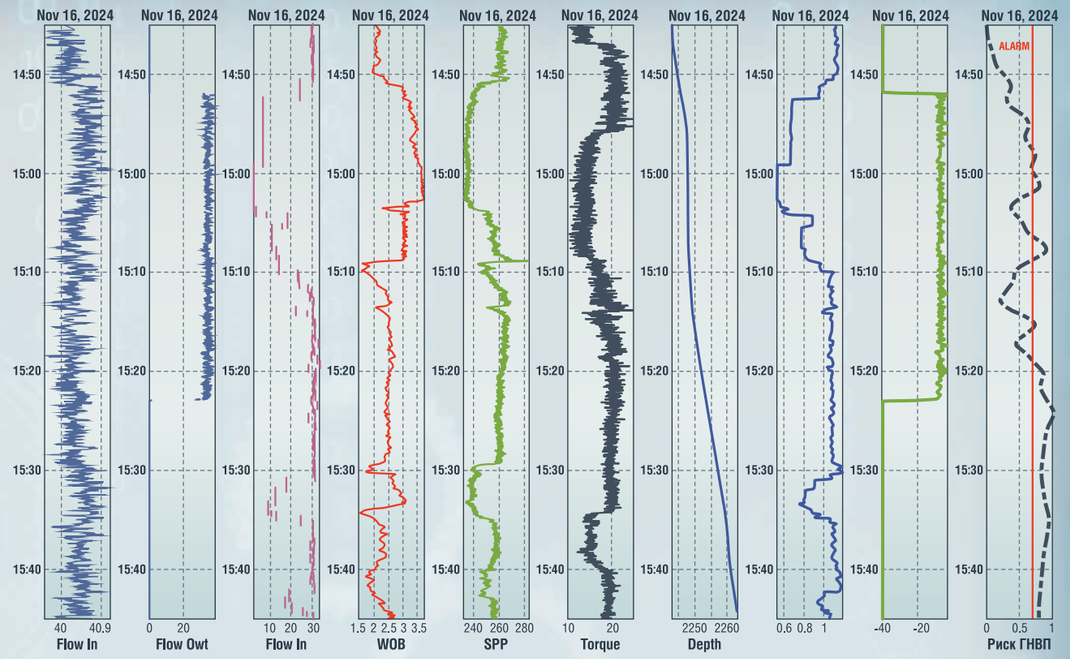


РИСУНОК 9. Ключевые параметры бурения и интегральный индекс риска ГНВП



где красная линия отражает прогнозируемую вероятность аномалии в циркуляционной системе, виден постепенный рост вероятности FPG в районе 15:00, что коррелирует с риском изменений потока или возможным ГНВП. Заключительный график (индикатор риска ГНВП) демонстрирует интегральный риск возникновения ГНВП. Видно, что в нескольких моментах риск превышает 0,5, а около 15:00 и 15:30 приближается к 0,8, что указывает на риск возникновения ГНВП.

Заключение

Разработанный интегрированный алгоритм прогнозирования и раннего обнаружения ГНВП, основанный на сочетании D-экспоненты, методов DMA (Divergence of Moving Average) и DMSA (Divergence of Moving Slope Average), продемонстрировал высокую эффективность в реальном времени. Ключевым достижением стало создание индекса KRI (Kick Risk Index) (рис. 9), объединяющего параметры циркуляции, давления и динамические тренды в единую метрику риска. Это позволяет не только обнаруживать зоны АВПД, но и прогнозировать развитие осложнений на ранних стадиях. В отличие от ручного мониторинга, где риск человеческой ошибки достигает 30 % при противоречивых сигналах, предложенный алгоритм сократил частоту ложных срабатываний до 0,5–1,2 события на 100 минут работы [6]. Кроме того, интеграция DMSA для анализа ускорения трендов повысила точность прогноза в условиях медленного поступления флюида, которое традиционно остается незамеченным. Немаловажный плюс данного метода заключается в отсутствии требований по установке дополнительного оборудования, а также относительной простоте метода.

ФАКТЫ

До 35 %

времени экономится на строительство скважины за счет предотвращения аварий

Практическая значимость работы подтверждается экономией до 35 % времени на строительство скважины за счет предотвращения аварий и снижением аварийности на 13 %.

Литература

1. *IADC ISP Report 2023 [Электронный ресурс]. – 2024. – URL: https://iadc.org/wp-content/uploads/2024/03/IADC-ISP-Report-2023.pdf (дата обращения: 07.05.2025).*
2. *Yin H., Cui H., Gao J. «Research on Pore Pressure Detection While Drilling Based on Mechanical Specific Energy» // Processes. 2022. Т. 10, № 8. С. 1481. DOI: 10.3390/pr10081481.*
3. *Elmgerbi A., Thonhauser G. «Holistic Autonomous Model for Early Detection of Downhole Drilling Problems in Real-Time» // Process Safety and Environmental Protection. 2022. Т. 164. С. 418–434. DOI: 10.1016/j.psep.2022.06.035.*
4. *Zhang S., Samuel R. Reducing False Alarms for Early Kick and Loss Detection (EKLD) in Real-Time Application Using Knowledge-Assisted Case-Based Reasoning // ADIPEC. Abu Dhabi, UAE, November 2024. Paper Number: SPE-221944-MS. DOI: 10.2118/221944-MS.*
5. *Xu Y., Yang J., Hu Z., Xu D., Li L., Fu C. «A Novel Pattern Recognition Based Kick Detection Method for Offshore Drilling Gas Kick and Kick Diagnosis» // Processes. 2023. Т. 11, № 7. С. 1997. DOI: 10.3390/pr11071997.*
6. *Carpenter C. Automation Reduces Human Error in Influx Detection and Well Control // J Pet Technol. 2022. Vol. 74. № 05. P. 77–79. DOI: 10.2118/0522-0077-JPT.*

Keywords: *accidents, gas kicks, D-exponent, DMA/DMSA algorithms, KRI index, drilling complications prediction.*

ВНЕДРЕНИЕ ИИ-ТЕХНОЛОГИЙ:

новые требования для построения успешной карьеры в нефтегазовой отрасли

Некулае Панделе
Ассоциация геофизиков, г. Бухарест, д.т.н, профессор

Танаса Клаудиу
Нефтегазовый университет Плоешти, г. Плоешти, д.т.н, инженер

Стрелецкая Влада Владимировна
эксперт, Международный центр компетенций в горнотехническом образовании под эгидой ЮНЕСКО

УДК 62-05

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ ПЕРЕЖИВАЕТ ТРАНСФОРМАЦИЮ ПОД ВЛИЯНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА (ИИ), КОТОРЫЙ МЕНЯЕТ ПРОЦЕССЫ РАЗВЕДКИ, ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕСУРСОВ. ЭТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОЗДАЮТ КАК ВОЗМОЖНОСТИ, ТАК И СЛОЖНОСТИ ДЛЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ СПЕЦИАЛИСТОВ, СТРЕМЯЩЕГОСЯ ПОСТРОИТЬ УСПЕШНУЮ КАРЬЕРУ В УСЛОВИЯХ БЫСТРО МЕНЯЮЩЕЙСЯ СРЕДЫ. ПО МЕРЕ ТОГО КАК ИИ ТРАНСФОРМИРУЕТ ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ РАБОТЫ, МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ СТАЛКИВАЮТСЯ С НЕОБХОДИМОСТЬЮ ОСВОЕНИЯ НОВЫХ НАВЫКОВ, АДАПТАЦИИ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ИЗМЕНЕНИЯМ И ПРЕОДОЛЕНИЯ ЭТИЧЕСКИХ И ПРАКТИЧЕСКИХ БАРЬЕРОВ. В ДАННОМ АНАЛИЗЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВЛИЯНИЕ ИИ НА НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ, КЛЮЧЕВЫЕ ВЫЗОВЫ ДЛЯ БУДУЩИХ СПЕЦИАЛИСТОВ И СТРАТЕГИИ, КОТОРЫЕ ПОМОГУТ МОЛОДЫМ ИНЖЕНЕРАМ ОБЕСПЕЧИТЬ УСПЕШНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ РАЗВИТИЕ

THE PETROLEUM INDUSTRY IS UNDERGOING A TRANSFORMATION AS ARTIFICIAL INTELLIGENCE (AI) RE-SHAPES EXPLORATION, EXTRACTION, REFINING, AND DISTRIBUTION. THIS SHIFT PRESENTS BOTH OPPORTUNITIES AND CHALLENGES FOR THE YOUNGER GENERATION, WHO MUST NAVIGATE A RAPIDLY EVOLVING LANDSCAPE TO BUILD SUCCESSFUL CAREERS. AS AI DISRUPTS TRADITIONAL OPERATIONS, YOUTH MUST ACQUIRE NEW SKILLS, ADAPT TO TECHNOLOGICAL SHIFTS, AND OVERCOME ETHICAL AND PRACTICAL HURDLES. THIS ANALYSIS EXPLORES THE IMPACT OF AI ON THE PETROLEUM INDUSTRY, THE CHALLENGES IT POSES FOR FUTURE PROFESSIONALS, AND HOW YOUNG INDIVIDUALS CAN POSITION THEMSELVES FOR SUCCESS

Ключевые слова: *нефтегазовая отрасль, искусственный интеллект, цифровая трансформация нефтегазовой отрасли, машинное обучение, карьерные стратегии.*

Современные технологии искусственного интеллекта кардинально меняют нефтегазовую отрасль, становясь ее неотъемлемой частью. Внедрение ИИ-решений позволяет компаниям достигать новых уровней эффективности, безопасности и прибыльности, что делает их незаменимыми в условиях высокой конкуренции и ужесточающихся экологических требований. Рассмотрим ключевые направления интеграции ИИ с конкретными примерами:

- **Разведка и эксплуатация месторождений.** ИИ-алгоритмы анализируют сейсмические данные с беспрецедентной точностью, прогнозируя расположение залежей, снижая геологические риски и помогая избежать ошибок при бурении на 20–30%. Например, компании BP и Shell уже используют 3D-моделирование на основе машинного обучения для оптимизации выбора мест бурения, что позволило сократить затраты на разведку на 15%.
- **Предиктивное обслуживание и промышленная безопасность.** Интеллектуальные системы мониторинга оборудования в режиме реального времени позволяют предупреждать до 90% потенциальных поломок, сокращать простои на 25–40%, снижать количество аварийных ситуаций. Комбинируя оперативные и архивные данные с алгоритмами машинного обучения, системы предиктивного мониторинга прогнозируют потенциальные отказы оборудования, обеспечивая оптимальное планирование регламентных работ [1]. Пример: датчики IoT на платформах ExxonMobil передают более 50 000 параметров работы оборудования каждую секунду, а ИИ-алгоритмы выявляют аномалии за 48–72 часа до возможной поломки.
- **Автоматизация процессов бурения и интеллектуальная добыча.** Управляемые искусственным интеллектом системы оптимизируют параметры бурения в режиме реального времени, повышая эффективность и снижая количество человеческих ошибок.

ФАКТЫ

На **15%**

BP и Shell сократили затраты на разведку используя 3D-моделирование на основе машинного обучения для оптимизации выбора мест бурения

Автономные буровые установки, оснащенные искусственным интеллектом и робототехникой, могут в режиме реального времени принимать решения по регулировке скорости, давления и направления бурения для максимизации производительности и обеспечения безопасности. Роботизированные буровые ключи, автоматизированные системы транспортировки труб, роботы-манипуляторы позволили сократить количество персонала на буровых площадках на 30%, одновременно повысив точность операций на 40%.

- **Торговля энергоносителями и анализ рынка.** ИИ улучшает процесс принятия решений в торговле энергоносителями, анализируя ценовые тенденции, геополитические факторы и колебания спроса и предложения. Прогнозная аналитика, основанная на ИИ, помогает компаниям застраховаться от волатильности цен и оптимизировать стратегии цепочки поставок. Компания Trafigura использует ИИ-алгоритмы для прогнозирования цен на нефть, что позволяет ей ежегодно экономить более 200 млн долл на фьючерсных контрактах.
- **Экологический мониторинг.** Современные ИИ-системы обнаруживают утечки на 60% быстрее традиционных методов, прогнозируют возникновение аварийных ситуаций,

автоматически корректируют процессы для соответствия экологическим нормам. Например, внедренная компанией Chevron система компьютерного зрения анализирует спутниковые снимки и выявляет потенциальные проблемы трубопроводов с точностью до 92%.

- **Оптимизация цепочек поставок.** Искусственный интеллект помогает оптимизировать логистику, осуществлять управление материально-техническим снабжением, прогнозируя сбои в цепочке поставок и повышая эффективность. Платформы на базе искусственного интеллекта должны предоставлять информацию о маршрутах транспортировки, уровнях запасов и стратегиях закупок в режиме реального времени для повышения экономической эффективности.
- **Робототехника для работы на шельфе и удаленных операций.** Роботы и беспилотные летательные аппараты на базе искусственного интеллекта все чаще используются для инспекции морских буровых работ и технического обслуживания в опасных условиях. Эти автономные системы повышают безопасность, сокращая потребность в людях для работы в опасных местах. К практическим результатам использования компанией Stena Drilling роботов для крепления болтов на райзерах можно отнести: значительное сокращение времени на проведение операций – с 8 до 2,5 часов, повышение надежности соединений – нулевые инциденты за три года работы, экономия на проведении водолазных работ – 250 000 долл с проекта.
- **Цифровые двойники.** Являются виртуальными копиями физических активов и могут быть использованы для моделирования и оптимизации буровых работ, производственных процессов и графиков технического обслуживания. Эти модели, управляемые искусственным интеллектом, позволяют осуществлять мониторинг в режиме реального времени, прогнозную аналитику и тестирование сценариев для улучшения процесса принятия решений и повышения общей операционной эффективности. Компании используют технологию цифрового двойника для оптимизации производительности скважин, снижения операционных рисков и продления срока службы критически важной инфраструктуры.

  Российские нефтегазовые компании демонстрируют конкретные финансовые результаты от внедрения цифровых двойников:
  - рост добычи на 5–12%;
  - снижение затрат на 3–20 млн долл ежегодно на объект;
  - упреждающее обслуживание – сокращение аварий на 25–40%.

Эти технологии особенно актуальны для арктических проектов, где ошибки критичны, стареющих месторождений Волго-Уральского региона, морских месторождений с высокой стоимостью эксплуатации.

Одновременно с тем, что применение технологий ИИ повышают производительность и обеспечивают устойчивое развитие, они также создают проблемы для молодых специалистов, приходящих в отрасль. Искусственный интеллект способен раскрывать человеческий потенциал, открывая новые горизонты; оставаться невостребованным, что означает упущенные возможности; или использоваться без меры и не по назначению, порождая риски [2].

Проблемы, возникающие у молодых специалистов из-за развития технологий искусственного интеллекта, и варианты их решения:

ФАКТЫ

Более **50 000**

параметров работы оборудования передают датчики IoT на платформах ExxonMobil каждую секунду, а ИИ-алгоритмы выявляют аномалии за 48–72 часа до возможной поломки

Трансформация профессий и вытеснение кадров

Автоматизация процессов с использованием ИИ-технологий сокращает потребность в традиционных специальностях нефтегазовой отрасли, особенно применяющих ручной труд и рутинную аналитику. Многие задачи, ранее требовавшие человеческого участия, теперь выполняются алгоритмами, что ставит под вопрос стабильность рабочих мест.

✓ **Решение:**

Молодым специалистам стоит осваивать программирование, аналитическую обработку данных и системную интеграцию.

Важно не опасаться сокращений, а адаптироваться к новым ролям, где требуются человеческий контроль, креативность и навыки принятия решений.

Опыт компании Schlumberger, внедрившей в Норвегии программу по переобучению геологов и инженеров работе с ИИ-инструментами «Digital Ready Workforce» («Персонал, готовый к цифровой трансформации»), показал, что 60 % сотрудников освоили новые цифровые роли за 18 месяцев.

Преодоление разрыва в квалификациях

Отрасли все больше нужны специалисты по обработке данных, ИИ-инженеры и эксперты по автоматизации, однако учебные заведения пока не полностью интегрировали соответствующие курсы в образовательные программы по направлению «Нефтегазовое дело».

✓ **Решение:**

Вузам следует разрабатывать междисциплинарные программы на стыке нефтегазовых технологий, машинного обучения и анализа данных.

Студентам важно самостоятельно осваивать онлайн-курсы и получать практический опыт владения новыми навыками и компетенциями.

Хорошим примером может послужить внедрение курсов «Машинное обучение для сейсмики» и «Цифровые двойники месторождений» в магистерскую программу Тюменского индустриального университета, реализуемую совместно с компанией ПАО «Роснефть». 90% выпускников данной программы трудоустроены в дочерние предприятия.

Этические дилеммы и ответственность

Недостаточная прозрачность решений ИИ порождает этические вопросы: предвзятость алгоритмов, защита персональных данных и ответственность за аварии с участием ИИ остаются нерешенными проблемами.

✓ **Решение:**

Молодые специалисты должны придерживаться человеко-ориентированного и риск-ориентированного подходов развития искусственного интеллекта.

Компаниям необходимо внедрять обучение этике в сфере искусственного интеллекта и системы управления рисками, а также создавать комитеты по этике ИИ.

Подобная практика создания комитета по этике ИИ с участием юристов, инженеров и социологов существует в компании Equinor. На проекте Johan Sverdrup алгоритм распределения буровых мощностей проходит проверку на дискриминационные паттерны, благодаря чему происходит снижение спорных решений на 40%.

Высокие затраты на внедрение

Реализация ИИ-проектов требует значительных инвестиций в технологии и подготовку кадров. Малые компании часто не могут себе этого позволить, что ограничивает карьерные возможности молодежи в менее развитых регионах.

✓ **Решение:**

Государству и корпорациям стоит финансировать программы доступности ИИ.

Молодым предпринимателям следует создавать бюджетные ИИ-решения для небольших предприятий.

Казахстанским стартапом DrillAI был разработан облачный ИИ для прогноза износа долот малых месторождений, стоимость внедрения которого в 10 раз ниже аналогов (от 15 тыс. долл). Это обеспечило внедрение разработки в 12 региональных компаний за год.

ФАКТЫ

На **5–12%**

увеличили добычу российские нефтегазовые компании посредством внедрения цифровых двойников

Угрозы кибербезопасности

ИИ-системы, работающие с большими данными, становятся мишенью для хакеров. Отрасль сталкивается с рисками утечек информации, вирусов-шифровальщиков и промышленного саботажа.

✓ **Решение:**

В учебные программы по нефтегазовому делу необходимо включать курсы по информационной и/или кибербезопасности.

Компаниям необходимо инвестировать в решения, обеспечивающие защиту данных и обучать сотрудников наилучшим мировым практикам в данной сфере.

Так, разработанный компанией ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» ИИ-детектор аномалий «КиберЩит» на основе российского ПО, предотвратил 23 инцидента за 2024 год.

Проблемы регулирования

Быстрое развитие ИИ опережает нормотворчество. Различия в нормативных требованиях у разных стран создают сложности при реализации международных проектов.

✓ **Решение:**

Молодым специалистам нужно отслеживать изменения в законодательстве.

Бизнесу и регуляторам важно совместно разрабатывать сбалансированные нормы и стандарты применения ИИ-технологий.

Национальная нефтяная компания ОАЭ ADNOC совместно с регуляторами создала «регуляторную песочницу» (Regulatory Sandbox) – специальный правовой режим, позволяющий тестировать инновационные ИИ-решения без соблюдения части нормативных требований на ограниченный срок. Благодаря чему сократилось время на проведение инспекций на 8% (три дня вместо трех месяцев), произошло обнаружение 92% дефектов против 76% при применении традиционных методов, произошло снижение стоимости на 1,2 млн долл в год на объект.

Междисциплинарное взаимодействие

Будущее отрасли потребует слаженной работы технических специалистов, инженеров, ИИ-экспертов, экологов и чиновников.

✓ **Решение:**

Университетам следует развивать совместные программы по нефтегазовому делу, ИИ-технологиям и менеджменту.

Новому поколению лидеров и управленцев необходимо развивать гибкие навыки: коммуникацию, работу в команде и критическое мышление.

Результат формирования смешанных бригад (геологи + аналитики данных + экологи) для оптимизации ГРП с учетом экологических ограничений в компании «Газпромнефть-ЦР» дала +7% к нефтеотдаче.

Чтобы построить успешную карьеру в нефтегазовой отрасли в эпоху развития ИИ-технологий, новому поколению специалистов следует придерживаться следующих принципов:

- Непрерывное обучение – молодым специалистам необходимо следить за трендами ИИ, проходить онлайн-курсы, посещать профессиональные мероприятия, участвовать в деятельности профессиональных сообществ, таких как общество инженеров нефтегазовой промышленности, мировой нефтяной совет и др.
- Практический опыт – прохождение стажировок, участие в исследовательских проектах и коллаборациях с компаниями позволяют быть более конкурентоспособными на рынке труда, увеличивают адаптивность и развивают как профессиональные компетенции, так и коммуникативные навыки.
- Гибкость мышления – в условиях стремительной трансформации отрасли необходимо быть открытым к изменениям, инновациям и междисциплинарному взаимодействию.
- Продвижение этики ИИ – молодые специалисты должны придерживаться принципов и правил, которые предназначены для создания среды доверенного развития технологий искусственного интеллекта, необходимо отстаивать прозрачность алгоритмов и ответственное использование данных.
- Предпринимательский подход – предпринимательское мышление позволяет молодым специалистам не просто адаптироваться к изменениям, но и создавать новые решения для отрасли.
- Информационная безопасность – изучение методов защиты данных и противостояния цифровым угрозам является новым необходимым условием для работы с большим объемом данных.

Искусственный интеллект трансформирует нефтегазовую отрасль, создавая принципиально новые перспективы. Однако успешная цифровизация зависит не только от технологий, но и от способности специалистов осваивать новые компетенции [3]. Если автоматизация неизбежно сокращает традиционные профессии, то параллельно формируется запрос на принципиально новые специальности – разработчиков ИИ-решений, аналитиков данных и экспертов по цифровой безопасности.

ФАКТЫ

60 %

сотрудников Schlumberger, внедрившей в Норвегии программу по переобучению геологов и инженеров работе с ИИ-инструментами, освоили новые цифровые роли за 18 месяцев

Будущее нефтегазовой отрасли принадлежит универсальным специалистам нового типа – тем, кто гармонично сочетает фундаментальные отраслевые знания с цифровыми компетенциями, способностью к быстрой адаптации и предпринимательским подходом к решению задач. Такой синтез позволяет не только эффективно внедрять готовые ИИ-решения, но и создавать принципиально новые технологические подходы – от применения компьютерного зрения для мониторинга трубопроводов до разработки самообучающихся алгоритмов оптимизации добычи. Особую ценность приобретают специалисты-«гибриды»: геологи с навыками аналитика данных, инженеры-кибернетики, технологи с опытом в машинном обучении, способные говорить на языках как производственных процессов, так и цифровых технологий. Именно они становятся ключевыми драйверами трансформации отрасли, превращая технологические вызовы в возможности для роста и создавая конкурентные преимущества для компаний в эпоху энергетического перехода.

Литература

1. *Библиотека Общества инженеров нефтегазовой промышленности https://jpt.spe.org/ Bilal Hussain, Andrea Vigueras, David Jones, Graeme Smith, Huzeifa Ismail Framework for AI- and ML-Based Predictive Maintenance for Offshore Rotating Equipment, 2025.*
2. *Floridi, L., Cowls, J., Beltrametti, M., Chatila, R., Chazerand, P., Dignum, V., Luetge, C., Madelin, R., Pagallo, U., Rossi, F., Schafer, B., Valcke, P., & Vayena, E. (2018). AI4People-An Ethical Framework for a Good AI Society: Opportunities, Risks, Principles, and Recommendations. Minds and Machines, 28 (4), 689–707. https://doi.org/10.1007/S11023-018-9482-5.*
3. *Библиотека Общества инженеров нефтегазовой промышленности https://jpt.spe.org/ EY Data Science and Digital Engineering Scaling AI for Maximum Impact in Oil and Gas, 2025.*

KEYWORDS: *petroleum industry, artificial intelligence, digital transformation of the oil and gas industry, machine learning, career strategies.*

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

УДК 622.24.08

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФАКТИЧЕСКОЙ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ

и контроля пространственного положения КНБК

Цаплин Даниил Викторович
Самарский государственный технический университет, аспирант

Богатырев Антон Михайлович
Самарский государственный технический университет, магистрант

Нечаева Ольга Александровна
Самарский государственный технический университет, доцент, к.т.н.

Уланов Алексей Дмитриевич
Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П. Королева, студент

НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОДНА ИЗ КЛЮЧЕВЫХ СТРАТЕГИЙ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ – АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ПОНИМАНИЕ ТЕНДЕНЦИИ ПРИОРИТЕТНЫХ НАУЧНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ, ВЫВОДИТ НА ПЕРВЫЙ ПЛАН НЕОБХОДИМОСТЬ КОРРЕЛЯЦИИ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И СФЕРЫ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. В РАМКАХ ДАННОГО НАУЧНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОВОДЯТСЯ РАБОТЫ, НЕПОСРЕДСТВЕННО СВЯЗАННЫЕ С ТЕХНОЛОГИЕЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ, А ИМЕННО – ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММНОГО РЕШЕНИЯ, ПРЕДОСТАВЛЯЮЩЕЕ ВОЗМОЖНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ФАКТИЧЕСКОЙ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ

TODAY, ONE OF THE KEY STRATEGIES FOR THE DEVELOPMENT OF DOMESTIC OIL PRODUCING ORGANIZATIONS IS THE AUTOMATION OF TECHNOLOGICAL PROCESSES. UNDERSTANDING THE TREND OF PRIORITY SCIENTIFIC AREAS BRINGS THE NEED FOR CORRELATION BETWEEN INFORMATION TECHNOLOGY AND THE SPHERE OF HYDROCARBON PRODUCTION TO THE FOREFRONT. WORK DIRECTLY RELATED TO THE TECHNOLOGY OF HYDROCARBON PRODUCTION IS CARRIED OUT WITHIN THE FRAMEWORK OF THIS SCIENTIFIC RESEARCH. THESE WORKS INCLUDE INCREASING THE EFFICIENCY OF DRILLING OIL AND GAS WELLS BY DEVELOPING A SOFTWARE SOLUTION THAT PROVIDES THE ABILITY TO PERFORM CALCULATIONS TO PREDICT AND CONTROL THE ACTUAL WELL TRAJECTORY

Ключевые слова: *автоматизация, направленное бурение, прогнозирование и контроль траектории скважины, математическая модель, программное обеспечение, цифровизация данных.*

За последние годы действующие скважины (наибольший процент наклонно направленных, горизонтальных, многозабойных скважин) бурились благодаря использованию в компоновках низа бурильной колонны (КНБК) винтовых забойных двигателей-отклонителей (ВЗДО). В связи с особенностями эксплуатации данного забойного оборудования, а также со все более извилистыми по геометрии профилями скважин, процесс прокладки траектории осложняется геологическими, техническими и технологическими факторами. В отличии от бурения роторно-управляемыми системами, при бурении с ВЗДО инженер по наклонно направленному бурению (инженер-DD) должен самостоятельно контролировать положение ВЗДО в скважине, выполнять расчеты по выставлению ВЗДО в требуемый сектор, прогнозировать положение инструмента в пространстве после бурения нескольких метров, а также следить в режиме онлайн за точностью прокладывания фактического профиля, а в случае отклонений от плановой траектории – выдавать алгоритмические рекомендации бурильщику по перевыставлению угла установки отклонителя (УУО). Кроме того, условия бурения (особенно горизонтальных участков) далеки от идеальных. Возникают внештатные ситуации, которые приводят к внеплановым спуско-подъемным операциям (СПО), увеличению сроков строительства скважины и, как следствие, удорожанию работ при бурении.

Предлагаемый подход позволяет:

- повысить точность расчетов благодаря разрабатываемым математическим моделям, которые будут использоваться в планируемом программном решении;
- минимизировать такой риск, как «человеческий фактор»;
- выполнять непрерывный перерасчет прогнозной траектории при бурении в режиме «слайд» и контролировать положение ВЗДО;
- разработав определенный алгоритм, применять искусственный интеллект (ИИ) для автоматизации направленного бурения и прогнозирования осложнений при бурении [3].

ФАКТЫ

12-15 метров

– расстояние от долота до телесистемы, определяемое, как «непромер»

Описание математической модели

Как известно, в частности при бурении скважин малого диаметра (СМД), в интервалах набора параметров кривизны каждую пробуренную трубку (стальная труба длиной порядка девяти метров) выполняется статический замер телеметрическими системами (ТМС) для определения пространственного положения бурильного инструмента в скважине на измеряемой прибором глубине. С учетом того, что прибор в КНБК находится на определенном расстоянии от долота, следует говорить о таком понятии, как «непромер» – длина от долота до телесистемы (расстояние около 12–15 метров, в зависимости от типа применяемой КНБК). Таким образом, после снятия замера на текущей глубине долота необходимо спрогнозировать пространственное положение ТМС на следующем замере с целью выдачи рекомендаций бурильщику для дальнейшего интервала направленного бурения.

В основе разрабатываемого решения лежит статистическая математическая модель, выведенная на соотношении исходных плановых значений (известных до начала бурения) и фактических данных, получаемых в процессе строительства скважины с телеметрического оборудования. На рисунке 1 показаны факторы, влияющие на расчет глубины ТМС и долота на различных участках бурения.

РИСУНОК 1. Расчетная модель КНБК

S_0 – глубина ТМС два замера назад; S_1 – глубина ТМС предыдущего замера; S_2 –текущая глубина ТМС; S_3 – глубина ТМС прогнозного замера; L_2 – текущее положение долота; L_3 – положение долота после бурения одной трубки; L_4 – положение долота после бурения двух трубок

РИСУНОК 2. Окно ввода исходных плановых значений

В ряд исходных плановых данных (рисунок 2) входят: начальная глубина бурения, регламентирующие ограничения по интенсивности изменения пространственного угла (ИИПУ), магнитное склонение, значение зенитного угла для перехода ТМС в гравитационный режим, плановая интенсивность ВЗДО (МОР), проектный профиль, мера инструмента.

Фактические исходные данные – это данные, получаемые при снятии статического замера (зенитный угол, азимутальный угол, УУО).

На рисунке 3 представлен алгоритм расчета для выдачи рекомендаций к бурению.

Для расчета прогнозных значений пространственного положения ТМС на следующей точке замера используется метод радиуса кривизны [4]. В результате определения ИИПУ на следующей точке замера (S_3) вычисляются прогнозные значения зенитного и азимутального углов, которые используются для расчета текущего пространственного положения долота. Формула (1) для прогнозирования ИИПУ на следующей точке замера, написанная на языке программирования Python, представлена ниже:

$$\begin{aligned}&\textit{def calculate } ИИПУ_3\ (l_1,\ ИИПУ_2,\ l_2,\ МОР_{ср},\ S_1,\ ЗУ_2,\ S_2,\ S_3):\\&\textit{if } l_1 <= 1 \textit{ or } ИИПУ_2 <= 0.1\textit{: return}\\&\mathbf{(l_2 * МОР_{ср}) / S_3 - S_1}\\&\textit{else: return } \mathbf{(ИИПУ_2 / l_1) * (S_2 - S_1) * (l_2 / S_3 - S_2)}\end{aligned} \tag{1}$$

где: $l1$ – количество метров слайда от S_1 до S_2; $ИИПУ_2$ – ИИПУ на текущем замере; l_2 – количество метров слайда от S_2 до S_3; $МОР_{ср}$ – среднее значение МОР; $ЗУ_2$ – значение зенитного угла на текущем замере.

При расчете прогнозных значений для определения пространственного положения долота используются значения, полученные с телесистемы замером ранее. Одним из влияющих на расчет рекомендаций для бурения следующей трубки является значение ИИПУ на текущей глубине долота (L_2). Данное значение, основанное исключительно на статистических данных, вычисляется по формуле (2), написанной на языке программирования Python:

ФАКТЫ

0,25 м

максимальное расчетное значение необходимого количества метров слайда меньше, меньше которого выдается рекомендация о необходимости бурения следующей трубки вращением

$$\begin{aligned}&\textit{def calculate } ИИПУ_2\ (l_1,\ ИИПУ_2,\ L_2,\ L_3,\ S_3,\ l_3,\ S_2,\ S_1,\ МОР_{ср}):\\&\textit{if } l_1 <= 1 \textit{ or } ИИПУ_2 <= 0.1\textit{:}\\&\textit{return } \mathbf{l_3 * МОР_{ср} / L_2 - S_3}\\&\textit{else: return } \mathbf{l_3 * ИИПУ_2 / l_1 * (S_2 - S_1) / L_2 - S_3}\end{aligned} \tag{2}$$

где: l_3 – количество метров слайда от S_3 до L_2.

Основываясь на ранее вычисленных значениях для прогнозной точки замера и текущего положения долота, производится расчет, а далее выдаются рекомендации о бурении следующей трубки – требуемый УУО, требуемая ИИПУ, количество метров направленного бурения (слайда).

РИСУНОК 3. Алгоритм расчета рекомендаций для дальнейшего бурения

В магнитном режиме работы телесистемы выдается рекомендация для выставления УУО по значению магнитного азимута проектного профиля, путем вычитания из проектного рабочего азимута магнитного склонения, значение которого было внесено в исходных плановых данных. Кроме того, требуемая ИИПУ не может превышать максимально допустимого регламентирующего значения, указанного при вводе исходных проектных данных. В случае если расчетное значение необходимого количества метров слайда меньше <0,25 метра, выдается рекомендация о необходимости бурения следующей трубки вращением (ротором). Это означает, что на прогнозной точке уже достигнуты плановые значения параметров кривизны, либо начинается, согласно проектной траектории, участок стабилизации.

Также планируется внесение в математическую модель поправочных коэффициентов, учитывающих влияние на искривление скважины геологии и режимов бурения. Данные коэффициенты существенно повлияют на расчет участка бурения ротором, то есть вращением всей колонны, поскольку в этот момент наблюдается естественное искривление скважины [1, 5]. Таким образом, в процессе апробации программного продукта составится модернизированная математическая модель, учитывающая не только статистику, но и технологические, технические и геологические параметры. Также планируется учесть такой фактор, как SAG-коррекция, поскольку прогиб КНБК существенно влияет на точность определения пространственного положения ТМС.

Реализация математической модели

Разработанная математическая модель легла в основу специализированного программного обеспечения, реализованного на языке Python. Программное исполнение включает ряд функциональных модулей, каждый из которых отвечает за определенный этап расчетов: прогнозирование пространственного положения телеметрической системы и долота, генерация рекомендаций по направленному бурению, автоматизированный контроль положения КНБК. Все алгоритмы оформлены в виде функций и классов, сгруппированных по логическим блокам.

Основной модуль отвечает за обработку телеметрических и проектных данных, расчет ключевых параметров траектории и формирование прогнозов. В него входят алгоритмы определения:

- текущей глубины и положения долота;
- зенитных и азимутальных углов;
- интенсивности изменения пространственного угла;
- максимальной интенсивности, реализуемой данным ВЗДО (МОР).

Графическая оболочка реализована с использованием библиотеки *Tkinter* [7]. Интерфейс содержит три основных экрана:

- ввод исходных параметров;
- отображение текущих измерений;
- вывод рекомендаций для следующего интервала бурения.

ФАКТЫ

95,08 %

составляет средний процент соответствия прогнозного зенитного угла с фактическим

Интерактивные элементы позволяют визуализировать параметры траектории, контролировать соответствие фактических и проектных данных, а также получать подсказки по корректировке УУО и других параметров.

В программном решении реализованы следующие механизмы:

- валидации и проверки корректности входных данных;
- обработки ошибок (например, деление на ноль, отсутствие измерений);
- логирования операций и параметров расчетов;
- защиты от некорректных рекомендаций в случае выхода за критические границы;
- logging – ведение журнала событий.

В процессе отладки использовалась среда Jupyter Notebook, обеспечивающая быстрый анализ результатов, визуализацию и тестирование моделей. Также предусмотрена возможность интеграции алгоритмов машинного обучения на основе исторических данных для повышения точности прогнозов [6].

Сравнительный анализ

Для оценки точности разрабатываемой математической модели проанализировано множество пробуренных наклонно направленных скважин малого диаметра. В процессе аналитического сравнения рассматривались участки набора параметров кривизны при бурении секции диаметром 215,9 миллиметра. На рисунке 4 для большей наглядности представлена сводка по десяти случайным скважинам малого диаметра, пробуренным на различных месторождениях, в которой рассчитан средний процент соответствия статических фактических замеров с расчетными прогнозными значениями зенитного и азимутального углов.

Согласно данной статистике видно, что средний процент соответствия прогнозного зенитного угла с фактическим равен 95,08 %,

РИСУНОК 4. Анализ совпадения прогнозных и фактических значений

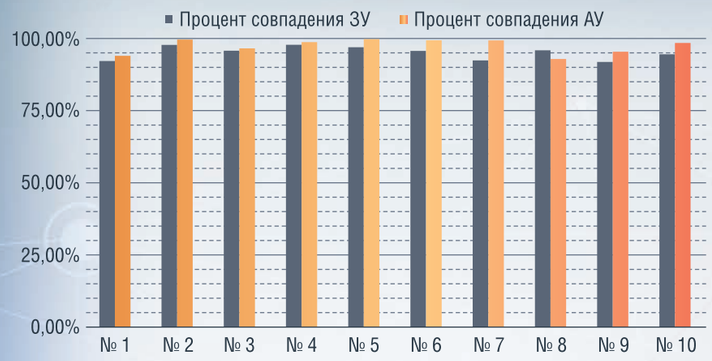


РИСУНОК 5. Соотношение фактического и планового зенитных углов

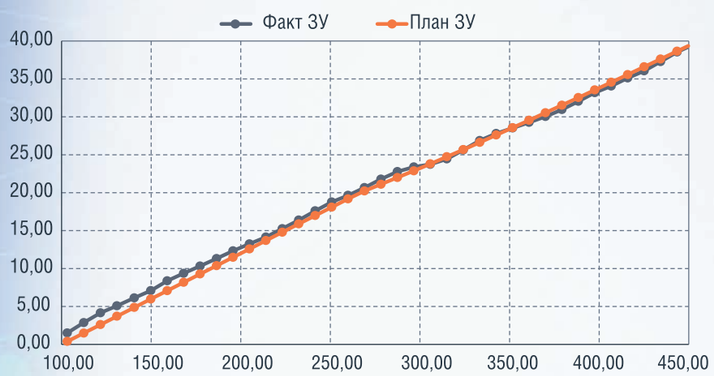


ТАБЛИЦА 1. Анализ бурения СМД в интервале набора кривизны

Глубина замера, м	Факт ЗУ, град	Прогноз ЗУ, град	План ЗУ, град	Процент соответствия планового и фактического зенитных углов, %
103,22	1,51	1,93	0,39	25,83 %
121,77	4,16	4,24	2,61	62,74 %
186,52	11,32	10,94	10,38	91,70 %
269,09	*20,67*	*20,54*	*20,23*	*97,87 %*
278,27	21,79	21,8	21,11	96,88 %
287,44	*22,78*	*22,93*	*22,00*	*96,58 %*
351,72	28,53	28,73	28,57	99,86 %
360,91	29,27	29,00	29,55	99,04 %

ТАБЛИЦА 2. Хронология бурения на участке искривления

Направленно				Ротором		
Средний УУО	От забоя	До забоя	Метры	От	До	Метры
345	285,09	288,09	3,00			
				288,09	294,27	6,18
330	294,27	297,27	3,00			
				297,27	303,44	6,17

а средний процент соответствия прогнозного азимутального угла с фактическим равен 97,41 %.

Кроме того, необходимо проанализировать корректность выдачи рекомендаций для бурения следующей трубки (количество метров слайда, ИИПУ, требуемый УУО), поскольку данный расчет также входит в функционал разрабатываемого решения.
В качестве примера рассмотрим одну из анализируемых скважин, где в ходе анализа выявлен наименьший процент корреляции плановых и фактичекских значений зенитных углов. На рисунке 5 представлена точечная диаграмма зависимости планового и фактического зенитных углов от глубин снятия статических замеров.

Как видно из диаграммы, до глубины 269,09 метра после перехода на гравитационный режим работы ТМС отмечается интенсивный выход на плановые параметры кривизны. Но на глубине снятия статического замера 287,44 метра, что представлено в таблице 1, вновь выделяется существенное несоответствие фактического значения зенитного угла с плановым, что в дальнейшем привело к увеличению количества метров направленного бурения.

Рассмотрим хронологию бурения перед снятием статистического замера на глубине 287,44 метра. Как видно из таблицы 2, бурение трех метров слайдом велось в УУО, равным 345 градусов, то есть большим приоритетом инженера-DD была работа по увеличению зенитного угла с небольшим разворотом по азимутальному углу.

Таким образом, при расчете инженер-DD не учел, что прогнозное значение зенитного угла на следующем замере уже близко к плановому значению зенитного угла на глубине 287,44 метра.

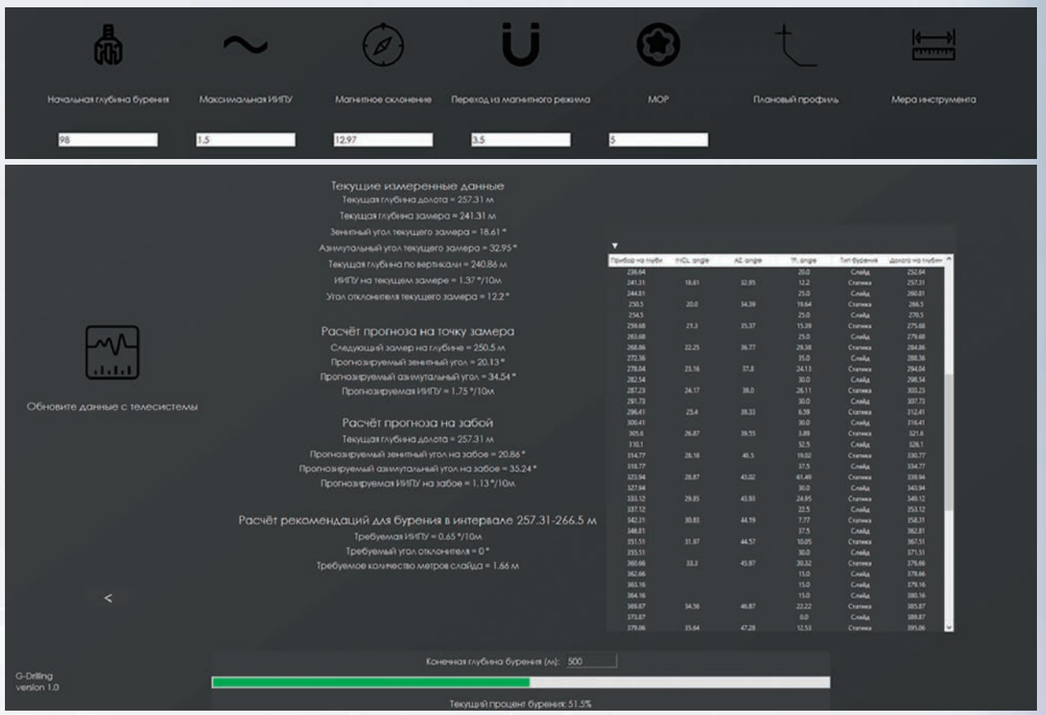
В свою очередь, согласно расчетной модели, прогнозируемое значение зенитного угла на глубине замера 278,44 метра составляло 21,8 градуса. Вычисленные рекомендации для бурения в интервале 285,09–288,09 метра представлены на рисунке 6.

Из рисунка 6 видно, что вместо УУО, равного 345 градусам, расчетная модель предложила бурение с УУО в 325 градусов,

РИСУНОК 6. Пример расчета рекомендаций для бурения следующей трубки

Расчет рекомендаций для бурения в интервале 285.09-294.27 м
Требуемая ИИПУ = 0.58 °/ 10 м
Требуемый угол отклонителя = 325.32 °
Требуемое количество метров слайда = 1.43 м

РИСУНОК 7. Текущий интерфейс предлагаемого решения



при этом с меньшим количеством слайда, равным 1,43 метра, вместо фактических трех.

Окна ввода исходных данных и вычисления прогнозных значений с определением рекомендаций для последующего бурения представлены на рисунке 7. Кроме того, с помощью данного программного решения появляется возможность в удобном формате отслеживать хронологию бурения каждой отдельной трубки.

Автоматизированный контроль положения КНБК

Вторым этапом исследования следует разработка части программного решения, позволяющая в процессе направленного бурения автоматически контролировать УУО в скважине, а в случае отклонения от расчетного сектора – выдавать цифровые и звуковые рекомендации для переориентации ВЗДО в скважине. Алгоритм расчета и контроля положения КНБК в динамике представлен на рисунке 8.

ФАКТЫ

269,09

метров

– глубина до которой после перехода на гравитационный режим работы ТМС отмечается интенсивный выход на плановые параметры кривизны

Таким образом, после того как ВЗДО установлен в требуемый сектор, начинают выдаваться рекомендации по контролю и перевыставлению УУО (по необходимости), согласно данным, передаваемых по протоколу WITS 0 [2]:

1. если фактический УУО в плановом диапазоне, то рекомендаций нет;
2. если фактический УУО не совпадает с рекомендованным менее чем на 15 градусов, то выходит команда «пригрузить/отпустить» перепад на 1–2 атмосферы в зависимости от направления, которое необходимо задать («пригрузить» – УУО пойдет против часовой стрелки, «отпустить» – УУО пойдет по часовой стрелке);

РИСУНОК 8. Алгоритм для контроля пространственного положения КНБК и выполнения перерасчета рекомендаций для добуривания текущей трубки

3. если фактический УУО не совпадает с рекомендованным более чем на 15 градусов, то выходит команда «подтянуть/отпустить» на необходимое количество градусов в нужном направлении часовой стрелки.

Конечно, при направленном бурении невозможно установить УУО в точное значение, поскольку так или иначе ВЗДО находится всегда в движении. В связи с этим принято понятие «допустимый сектор УУО» – это диапазон в 15 градусов, в который необходимо выставить УУО, согласно рекомендуемому расчетному значению. Например, если необходимо выполнять слайд в УУО 225 градусов, то допустимо бурение в диапазоне {210–240} включительно . Как только УУО выходит из данного интервала, начинается перерасчет и выдача рекомендаций бурильщику.

Безусловно, на больших глубинах зачастую действия бурильщика не сразу оказывают желаемое влияние на ВЗДО. Поэтому предлагаемое решение подразумевает не только возращение УУО в требуемый сектор, но и перерасчет рекомендаций относительно фактического профиля для добуривания каждой отдельной трубки.

Таким образом, благодаря разработанному решению будет происходить более точное бурение на участках искривления за счет прогнозирования пространственного положения бурильного инструмента в скважине и контроля ВЗДО в динамическом изменяемом состоянии.

ФАКТЫ

Допустимый сектор

УУО

– это диапазон в 15 градусов, в который необходимо выставить УУО, согласно рекомендуемому расчетному значению

Заключение

Уже на данном этапе исследования отмечается эффективность планируемого для внедрения программного решения. Это отражается как на качестве технологического процесса строительства скважины, так и на росте экономической эффективности за счет сокращения сроков бурения.

Открываются перспективы удаленного мониторинга и контроля процесса проводки фактического профиля скважины. Благодаря данной разработке можно автоматизированно производить бурение нескольких скважин силами одного человека.

Стоит также отметить, что данное программное решение необходимо постоянно доводить до совершенства от скважины к скважине, выделять дополнительные влияющие на расчет факторы для увеличения точности прогнозируемых результатов.

Кроме того, на основе имеющейся базы данных о пробуренных ранее скважинах появляется возможность обучения ИИ для полного исключения «человеческого фактора» на различных этапах направленного бурения. Текущее исследование показывает на своем примере необходимость корреляции информационных технологий и нефтетехнологических решений для повышения эффективности строительства скважин.

Литература

1. *Белорусов, В.О. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин: справ. пособие / В.О. Белоруссов, Т.М. Боднарук. – М.: Недра, 1988. – 175 с.*
2. *Ковалев А.Е. – Файл справки программы Стрела 4, Самара, 2024, ООО «Битас» – 109 л.*
3. *Р.В. Коренев Цифровой двойник бурения: автоматизация механизмов и бизнес-процессов строительства скважин, ООО «РигИнтел», 2024, – 68 с.*
4. *Расчет и корректирование траектории скважины при бурении: методические указания / В.Ю. Близнюков, А.С. Повалихин, С.А. Кейн. Ухта: УГТУ, 2014. – 36 с.: ил.*
5. *Цаплин Д.В., Нечаева О.А. Анализ отклонений фактической траектории скважины от проектного плана и определение зависимости тенденции КНБК, «Инженер-нефтяник , ISSN: 2072-7232, с. 69–75, 2024 г.*
6. *Шаповалов Д.И. Автоматизация процессов в нефтегазовой отрасли с применением Python // Вестник цифровых технологий. – 2021.*
7. *https://docs.python.org/3/library/tk.html - Graphical User Interfaces with Tk, 2025.*

KEYWORDS: *automation, directional drilling, well trajectory prediction and control, mathematical model, software, digitalization of data.*

КОНЦЕПЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ АМОРФНЫХ СПЛАВОВ МЕТАЛЛА

при проектировании керноприемной трубы

ПРЕДЛОЖЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ СОЗДАНИЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С ОТБОРОМ КЕРНА. РАССМАТРИВАЕТСЯ КОНЦЕПЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ АМОРФНЫХ МЕТАЛЛОВ В ИЗГОТОВЛЕНИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ КЕРНОПРИЕМНОЙ ТРУБЫ, А ТАКЖЕ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ. ДАЕТСЯ СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДЛОЖЕННОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ АМОРФНЫХ МЕТАЛЛОВ И РАНЕЕ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ. С ЦЕЛЬЮ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ВНУТРЕННЕЙ ШЕРОХОВАТОСТИ ТРУБ ВЫПОЛНЕНЫ ИСПЫТАНИЯ ОБРАЗЦОВ СТАЛИ ХМН38, СПЛАВА Д16Т И ЖЕЛЕЗОБОРНОГО АМОРФНОГО МЕТАЛЛИЧЕСКОГО СПЛАВА. ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПОЛУЧЕННЫХ РАСЧЕТОМ КОРРЕЛЯЦИИ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ ШЕРОХОВАТОСТИ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ MS EXCEL. ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕННОГО НОВОГО МАТЕРИАЛА СНИЖАЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ И, КАК СЛЕДСТВИЕ, ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОВЫШАЕТ КОНДИЦИОННОСТЬ И СОХРАННОСТЬ КЕРНА, ЧТО АКТУАЛЬНО

THE PROSPECTS OF USING THE NEW MATERIAL FOR THE CREATION AND IMPROVEMENT OF TECHNICAL MEANS AND TECHNOLOGY OF DRILLING WITH CORE SAMPLING ARE PROPOSED. THE CONCEPT OF USING AMORPHOUS METALS IN THE MANUFACTURE OF THE INNER SURFACE OF A CORE INTAKE PIPE, AS WELL AS A DRILL PIPE, IS CONSIDERED. A COMPARATIVE CHARACTERISTIC OF THE PROPOSED MATERIAL BASED ON AMORPHOUS METALS AND PREVIOUSLY USED ONES IS GIVEN. TO SOLVE THE PROBLEM OF INTERNAL ROUGHNESS OF PIPES, TESTS OF SAMPLES OF STEEL HMN38 AND ALLOY D16T, AND AN AMORPHOUS FERROUS METAL ALLOY WERE PERFORMED. THE RESULTS OF THE STUDIES OBTAINED BY CALCULATING THE CORRELATION BETWEEN THE ROUGHNESS PARAMETERS USING THE MS EXCEL SOFTWARE ARE PRESENTED. THE USE OF THE PROPOSED NEW MATERIAL REDUCES HYDRAULIC RESISTANCE AND, AS A RESULT, INCREASES THE ENERGY INTENSITY OF THE DRILLING PROCESS, AS WELL AS INCREASES THE CONDITIONING AND SAFETY OF THE CORE, WHICH IS IMPORTANT

Ключевые слова: *колонковое бурение, буровая штанга, керноприемная труба, керн, шероховатость, энергоемкость.*

Дмитриев Андрей Николаевич
доцент кафедры бурения скважин

Мильвит Иван Васильевич
студент

Санкт-Петербургский Горный университет

Керноприемная труба является важным элементом в процессе бурения и извлечения керна, основного источника информации о геологическом строении и составе пород. Современные технологии бурения требуют применения материалов с уникальными свойствами, чтобы обеспечить эффективность и надежность операций. Одним из таких инновационных материалов являются аморфные сплавы металлов.

Рассматриваемая проблема – это появление шероховатости на внутренней поверхности бурильной и керноприемной труб. Шероховатость внутренней поверхности трубы оказывает прямое влияние на характер потока бурового раствора. Чем более шероховатая поверхность, тем больше турбулентных завихрений возникает в потоке, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления. Эти завихрения создают дополнительные силы трения между жидкостью и стенками трубы, что снижает скорость потока и увеличивает энергозатраты на его поддержание. Кроме того, повышенное гидравлическое сопротивление может негативно сказаться на кондиционности и целостности извлекаемого керна, ухудшая качество получаемых образцов.

Гидравлическое сопротивление оказывает значительное воздействие на целостность керна в процессе его извлечения. Основные механизмы разрушения включают:

- Избыточное давление: вследствие турбулентного потока возникает дополнительное гидравлическое давление на керн, что может привести к его деформации или разрушению.
- Эрозия поверхности: поток бурового раствора с высокими скоростями и завихрениями может вызвать эрозию поверхности керна, снижая его кондиционность и точность геологического анализа.
- Механическое повреждение: турбулентные завихрения и неравномерное распределение давления могут вызвать механические трещины и разломы в керне, что ухудшает его целостность и пригодность для дальнейших исследований.

Аморфные металлические сплавы

Неупорядоченные материалы характеризуются отсутствием строгой периодичности в атомной структуре и включают стекла, полимеры, твердые растворы, смолы, высокодисперсные порошки и металлические сплавы. Термины «аморфный» и «стеклообразный» используются для их описания, причем «стеклообразный» указывает на материал, полученный охлаждением расплавов, а «аморфный» описывает неупорядоченную структуру безотносительно метода получения. Создание единой классификации затруднено из-за различий в свойствах, методах получения и элементном составе материалов. Металлические стекла (аморфные металлические сплавы) проявляют свойства металлов: электрическую проводимость, механические и химические характеристики. Они делятся на несколько групп в зависимости от элементного состава.

Механические свойства аморфных металлических сплавов

Упругость. Экспериментальные данные показывают, что все упругие модули аморфных сплавов по величине меньше, чем упругие модули их кристаллических аналогов, а также меньше модулей кристаллических металлов, входящих в состав соответствующего сплава. Это свидетельствует о том, что при упругом деформировании АМС возникают меньшие напряжения по сравнению с кристаллическими сплавами при аналогичных условиях деформации. Иными словами, АМС обладают меньшей жесткостью, так как при одном и том же значении напряжения они удлиняются или изгибаются в большей степени, чем кристаллический материал.

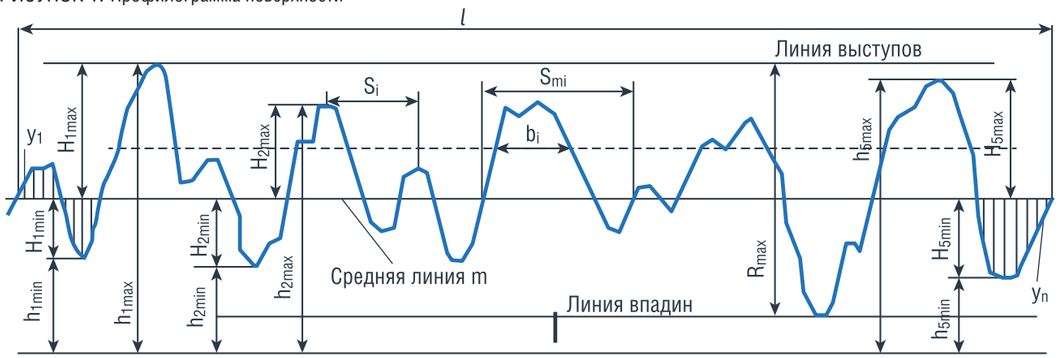
Прочность. Высокая прочность аморфных сплавов обусловлена их структурой. В кристалле при приложении касательного одноосного напряжения деформация происходит благодаря движению дислокаций, которые смещают одну часть кристалла относительно другой. Следовательно, прочность кристалла определяется подвижностью дислокаций: чем выше их подвижность, тем быстрее начинается пластическое течение материала, а значит, ниже его прочность. В аморфном твердом теле отсутствуют кристаллографические плоскости, поэтому при приложении касательного напряжения скольжение, как результат движения дислокаций, не происходит. В этом случае на атомы действуют силы различной направленности и величины, и аморфное твердое тело деформируется путем перемещения групп атомов, что требует гораздо больших значений напряжения. Отсутствие кристаллографических плоскостей в аморфном материале определяет иные механизмы деформации и разрушения при одноосном растяжении, отличающиеся от механизмов в кристаллических телах.

Химическая (коррозионная) стойкость материалов обусловлена образованием пассивирующей пленки на их поверхности, которая предотвращает химическое взаимодействие материала с окружающей средой. Качественная пассивация требует сплошности и однородности этой пленки, что подразумевает отсутствие центров питтинговой коррозии. Гомогенность аморфной структуры является важным фактором в формировании однородного пассивирующего покрытия. Также значимым является то, что фазовый состав АМС не соотносится с их равновесной фазовой диаграммой состояния.

ТАБЛИЦА 1. Сравнение механических характеристик кристаллических и АМС

№	Наименование, марка материала	Прочность на растяжение, МПа	Твердость, HV	Удлинение при разрыве, %	Модуль упругости, ГПа
1	Сталь ХМН38	750–900	200–240	35–45	200
2	Сплав Д16Т	430–480	120–130	10–12	72
3	Fe80B20	3000–3500	900–1100	1–2	150–160
4	Fe62Mo20C18	2500–3000	850–1000	1–2	170–180

РИСУНОК 1. Профилограмма поверхности



Сравнение механических характеристик перспективных АМС с материалами, применяемыми в бурении

На данный момент при создании буровых снарядов типа ССК применяют сталь ХМН38 – нержавеющий сплав на основе никеля и хрома. Из этой стали или ее зарубежных аналогов производят буровые трубы, в том числе типоразмера HQ и PQ. Для производства керноприемной трубы применяется Д16Т – это алюминиевый сплав, широко используемый в том числе и в авиационной промышленности благодаря своей легкости и высокой прочности.

Из аморфных металлических сплавов, перспективными в данном случае являются Fe80B20 – это аморфный металлический сплав на основе железа и бора и Fe62Mo20C18 –сплав на основе железа, молибдена и углерода. Как было описано выше, сплавы на основе железа обладают лучшими механическими свойствами.

Предлагается ознакомиться в таблице 1 с механическими характеристиками, такими как прочность на растяжение, твердость, удлинение при разрыве и модуль упругости.

Из проведенного сравнения можно сделать вывод, что аморфные металлические сплавы Fe80B20 и Fe62Mo20C18 обладают значительно более высокими значениями прочности на растяжение и твердости по сравнению с традиционными кристаллическими сплавами ХМН38 и Д16Т. Однако их удлинение при разрыве значительно ниже, что указывает на их более хрупкий характер.

В качестве эксперимента предлагается произвести испытание образцов стали ХМН38, сплава Д16Т и железоборного аморфного металлического сплава.

Изменение шероховатости поверхности материалов

Подготовка к испытанию

Для количественного описания шероховатости чаще всего используют параметры Rz и Ra, между которыми существует (зависящее от материала поверхности и технологического процесса ее обработки) эмпирическое соотношение

$$Rz = (4 \ldots 5)\ Ra.$$

Установлены определенные соотношения между параметрами шероховатости Ra (Rz) и допуском размера и формы нормируемой поверхности. Например, для нормальной относительной геометрической точности (допуск формы составляет 60 % от допуска размера Тр).

Числовые значения шероховатости поверхности определяют от единой базы, за которую принята средняя линия профиля т, т.е. базовая линия, имеющая форму номинального профиля и проведенная так, что в пределах базовой длины

РИСУНОК 2. Разметка образцов: А – Д16Т; Б – Fe80B20; В – ХМН38

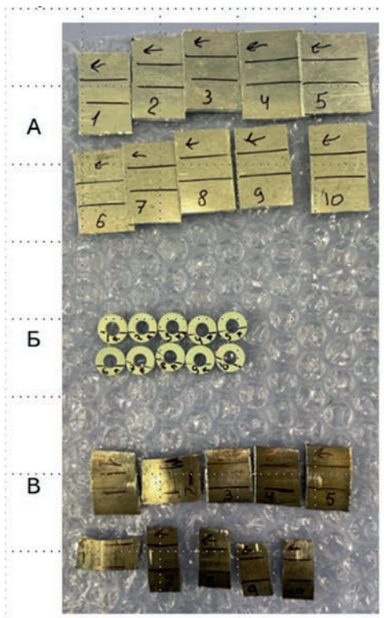


РИСУНОК 3. Профилограммы образцов до испытания. Полученные данные в таблице 2

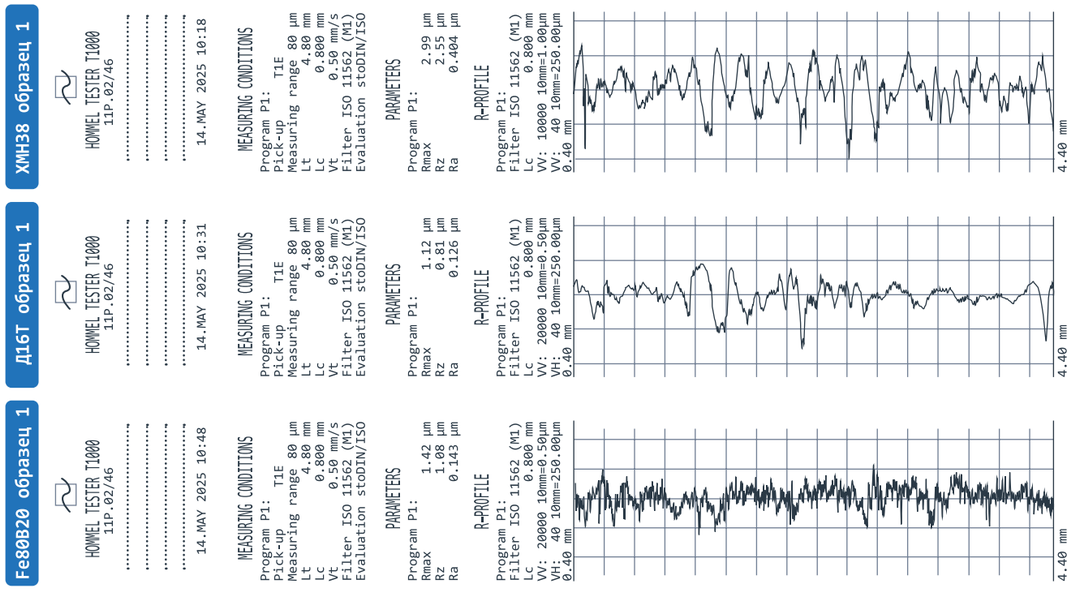


ТАБЛИЦА 2. Данные профилограмм образцов до испытания

№ образца	Сталь ХМН38			Сплав Д16Т			АМС Fe80B20		
	Rmax	Rz	Ra	Rmax	Rz	Ra	Rmax	Rz	Ra
1	2,99	2,55	0,358	1,12	0,81	0,126	1,42	1,08	0,143
2	5,35	3,11	0,404	1,74	1	0,176	1,55	1,2	0,158
3	3,83	3,09	0,442	1,34	1,4	0,137	2,23	1,44	0,271
4	5,22	2,62	0,376	1,07	1,64	0,275	1,47	1,74	0,232
5	4,63	2,7	0,463	1,13	0,7	0,159	2,32	1,01	0,145
6	5,09	3,06	0,462	1,62	1,38	0,152	1,46	1,12	0,266
7	4,38	3,16	0,459	1,5	1,14	0,123	1,69	1,75	0,27
8	3,43	3,21	0,521	1,9	1,6	0,286	1,25	1,13	0,2
9	3,6	2,58	0,415	1,84	1,11	0,237	2,19	1,73	0,282
10	5,45	3,04	0,406	1,08	1,45	0,251	2,44	1,71	0,253

среднее квадратическое отклонение профиля до этой линии минимально. Систему отсчета шероховатости от средней линии профиля называют системой средней линии.

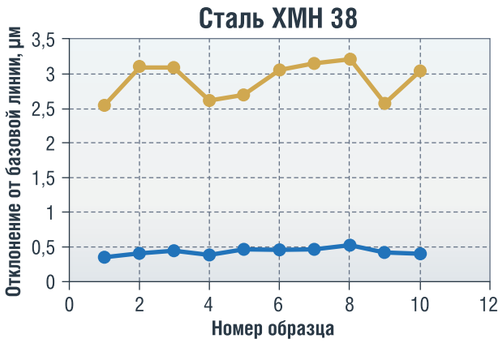
Параметры шероховатости. Согласно ГОСТ 2789 – 73* шероховатость поверхности изделий, независимо от материала и способа изготовления, можно оценивать следующими параметрами (рис. 1).

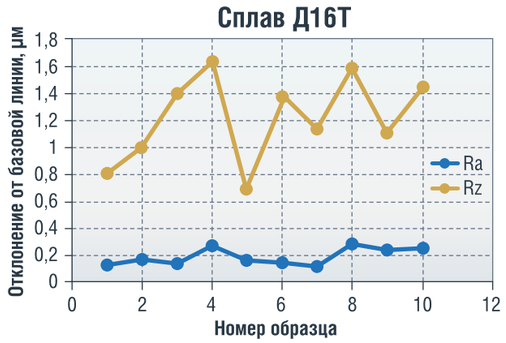
Так как поверхность материалов обладает различной шероховатостью, то для оценки устойчивости материала необходимо ориентироваться на разницу показателей средней арифметической из абсолютных значений отклонений профиля в пределах базовой линии (Ra) и высотой неровностей профиля по десяти точкам (Rz).

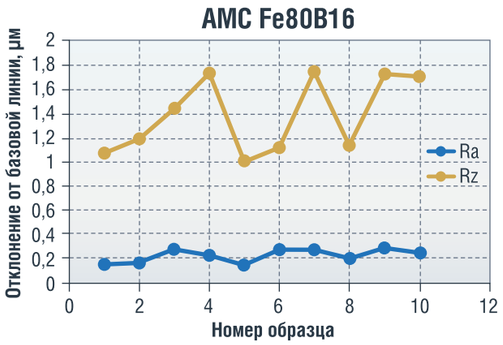
Измерение проводится на относительно небольшой площади, длиной 1 сантиметр, следовательно, чтобы измерять одну и ту же область, необходимо нанести разметку измерения. Также образцы следует пронумеровать для дальнейшего анализа. Разметка образцов представлена на рисунке 2.

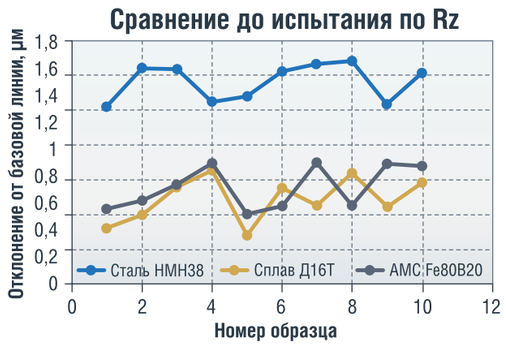
Как видно на рисунке 2, состояние образцов в разных состояниях . Так, А – сплав Д16Т – пластина, без обработки поверхности; Б – Fe80B20 – это сердечник для магнитных лент, состояние этого металла относительно новое; В – сталь ХМН38 – использованный в бурении образец и списанный из-за повреждения резьбы. Для продолжения эксперимента необходимо снять профилограммы с образцов и произвести корреляцию между параметрами Ra и Rz,

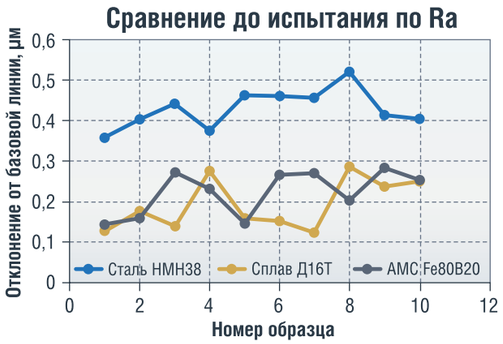
РИСУНОК 4. Профилограммы образцов до испытания. Полученные данные в таблице 2











чтобы убедиться, что существующие повреждения не нарушат ход исследования. Допустимым примем значение больше 0,5, что будет свидетельствовать об умеренной или сильной положительной корреляции. На рисунке 3 представлены примеры профилограмм каждого представленного материала.

С помощью программного обеспечения MS Excel произведем расчет корреляции зависимости Rz от Ra. Результаты: для стали ХМН38 – 0,63; для сплава Д16Т – 0,63; для АМС – 0,72. Эти значения больше принятых ранее 0,5, что свидетельствует о существовании математической зависимости показателей, а это важно, так как для допустимости необходима связь между Rz и Ra, о чем уже писалось ранее.

Результаты профилограмм представлены на рисунке 4 в виде графиков.

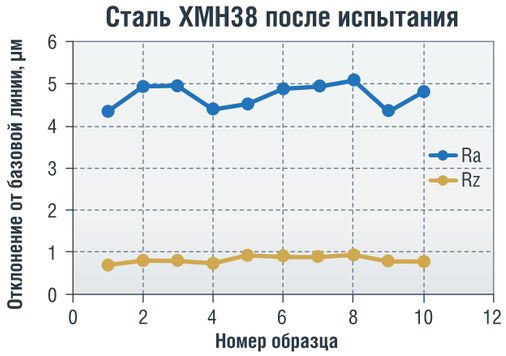
Можно заметить, что состояние дюралюминия и аморфного металла приблизительно на одном уровне, к тому же именно дюралюминий составляет в настоящий момент внутреннюю поверхность керноприемной трубы.

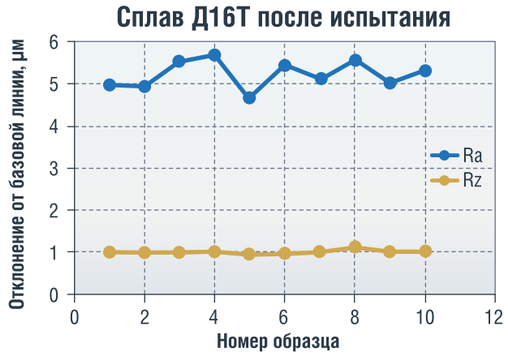
Все образцы помещаются в стенд, в котором будут подвергаться абразивному воздействию в течение 1 часа.

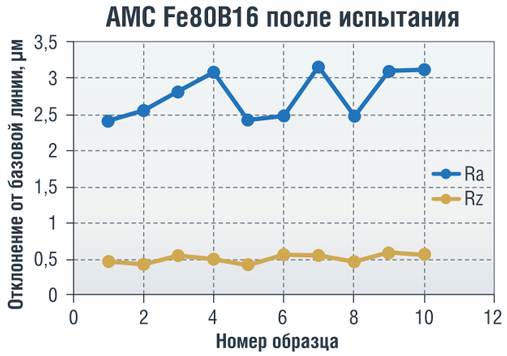
ТАБЛИЦА 3. Данные профилограмм образцов после испытания

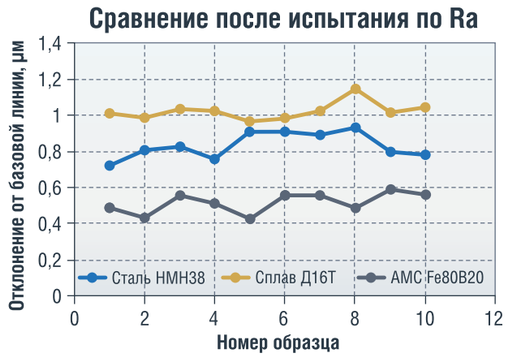
№ образца	Сталь ХМН38			Сплав Д16Т			АМС Fe80B20		
	Rmax	Rz	Ra	Rmax	Rz	Ra	Rmax	Rz	Ra
1	7,42	4,34	0,722	7,57	4,97	1,013	5,59	2,40	0,487
2	9,8	4,93	0,808	8,05	4,93	0,990	5,17	2,54	0,433
3	8,48	4,96	0,826	7,24	5,53	1,034	6,03	2,80	0,557
4	9,67	4,41	0,760	6,89	5,67	1,027	5,22	3,07	0,510
5	9,13	4,52	0,914	6,71	4,68	0,969	6,52	2,42	0,425
6	9,3	4,89	0,909	7,25	5,43	0,983	5,13	2,48	0,557
7	8,74	4,96	0,892	7,51	5,10	1,029	5,06	3,15	0,556
8	8,02	5,08	0,934	7,78	5,57	1,151	4,59	2,47	0,487
9	8,04	4,36	0,798	8,28	5,03	1,022	5,76	3,10	0,589
10	9,6	4,83	0,783	7,46	5,33	1,047	6,64	3,12	0,563

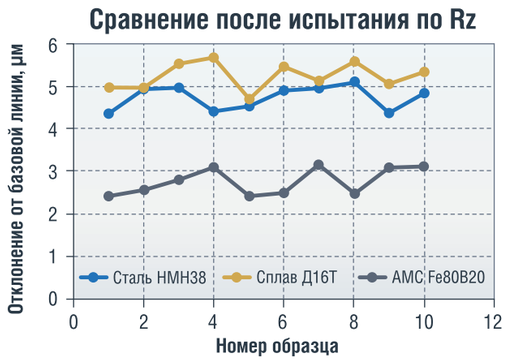
РИСУНОК 5. Сравнение данных профилограмм после испытания (по оси абсцисс – номер образца, по оси ординат – отклонение от базовой линии, µм)











Анализ данных после испытания

Образцы после испытания были тщательно отмыты от остатков частиц абразива и элементов, сошедших в ходе испытания. Некоторым образцам восстановлена разметка, к счастью, полной потери разметки не было. Произведены измерения шероховатости профилометром.

Результаты полученных профилограмм в таблице 3.

Также результаты профилограмм представлены на рисунке 5.

Следует обратить внимание, как изменилось состояние дюралюминия: если до испытания его состояние поверхности было приблизительно равным АМС, то после испытания имеются значительные отличия.

Теперь вычислим разницу до и после испытаний. Результаты в таблице 4.

По этой таблице составлены графики сравнения (рис. 5), по которым видно, что сильнее всех абразивному воздействию подвергся сплав Д16Т, в большей или меньшей степени, но заметно больше, чем остальные образцы.

Важно отметить, что на графике сравнения сплава Д16Т и стали ХМН38 с АМС Fe80B20 линия не пересекает по оси ординат отрицательные значения, что свидетельствует о хорошей устойчивости металлического стекла по сравнению с используемыми в бурении материалами.

ТАБЛИЦА 3. Данные профилограмм образцов после испытания

	Сталь ХМН38		Сплав Д16Т		АМС Fe80B20		Сравнение ХМН38-АМС		Сравнение Д16Т-АМС	
	ΔRz	ΔRa	ΔRz	ΔRa	ΔRz	ΔRa	ΔRz	ΔRa	ΔRz	ΔRa
1	1,79	0,364	4,16	0,887	1,32	0,345	0,47	0,020	2,84	0,542
2	1,82	0,404	3,93	0,814	1,35	0,276	0,47	0,129	2,59	0,538
3	1,87	0,384	4,13	0,897	1,36	0,287	0,51	0,098	2,77	0,610
4	1,79	0,384	4,03	0,752	1,33	0,279	0,45	0,106	2,70	0,473
5	1,82	0,451	3,98	0,810	1,41	0,281	0,42	0,171	2,57	0,529
6	1,83	0,447	4,05	0,831	1,36	0,292	0,47	0,156	2,69	0,539
7	1,80	0,433	3,96	0,906	1,40	0,287	0,40	0,147	2,56	0,619
8	1,87	0,413	3,97	0,865	1,34	0,288	0,53	0,126	2,63	0,577
9	1,78	0,383	3,92	0,785	1,37	0,308	0,41	0,076	2,55	0,477
10	1,79	0,377	3,88	0,796	1,41	0,311	0,38	0,067	2,47	0,485
Макс	1,87	0,45	4,16	0,906	1,41	0,345	0,53	0,171	2,84	0,619
Мин	1,78	0,36	3,88	0,752	1,32	0,276	0,38	0,020	2,47	0,473

Подтверждение эксперимента

Для подтверждения результатов эксперимента необходимо провести статистический анализ данных профилограмм (параметров шероховатости Ra и Rz) до и после абразивного воздействия. Основная цель – сравнить устойчивость материалов к износу.

Первым шагом необходимо оценить нормальность распределения данных по параметрам Ra и Rz для каждого материала. Для этого подойдет тест Шапиро-Уилка, так как он подходит для малых выборок (n < 50). Критерии:

- если p-value > 0,05, распределение считается нормальным;
- если p-value < 0,05, распределение ненормальное.

Результаты для всех материалов в таблице 5.

ТАБЛИЦА 5. Данные профилограмм образцов после испытания

Материал	Параметр	p-value (Шапиро)	Нормальность
Сталь ХМН38	ΔRa	0,15	Да
	ΔRz	0,07	Да
Сплав Д16Т	ΔRa	0,03	Нет
	ΔRz	0,02	Нет
АМС Fe80B20	ΔRa	0,91	Да
	ΔRz	0,78	Да

Для сплава Д16Т распределение ненормальное, поэтому для анализа подойдет непараметрический тест Краскела-Уоллиса, в котором сравним изменение шероховатости по ΔRa и ΔRz. Тест проверит гипотез :

- H_0: медианы изменений шероховатости одинаковы для всех материалов;
- H_1: медианы различаются хотя бы для одной пары материалов.

Из таблицы 4 возьмем данные по ΔRz и проведем ранжирование данных, для которого объединим все значения и присвоим им ранги, пример в таблице 6.

ТАБЛИЦА 6. Данные профилограмм образцов после испытания

Значение	Материал	Ранг
1,32	Fe80B20	1
1,33	Fe80B20	2
…	…	…
4,16	Д16Т	30

Далее производится расчет суммы рангов для каждой группы, R_1 для стали ХМН38, R_2 для сплава Д16Т, R_3 для АМС Fe80B20. $R_1 = 170$; $R_2 = 255$; $R_3 = 55$.

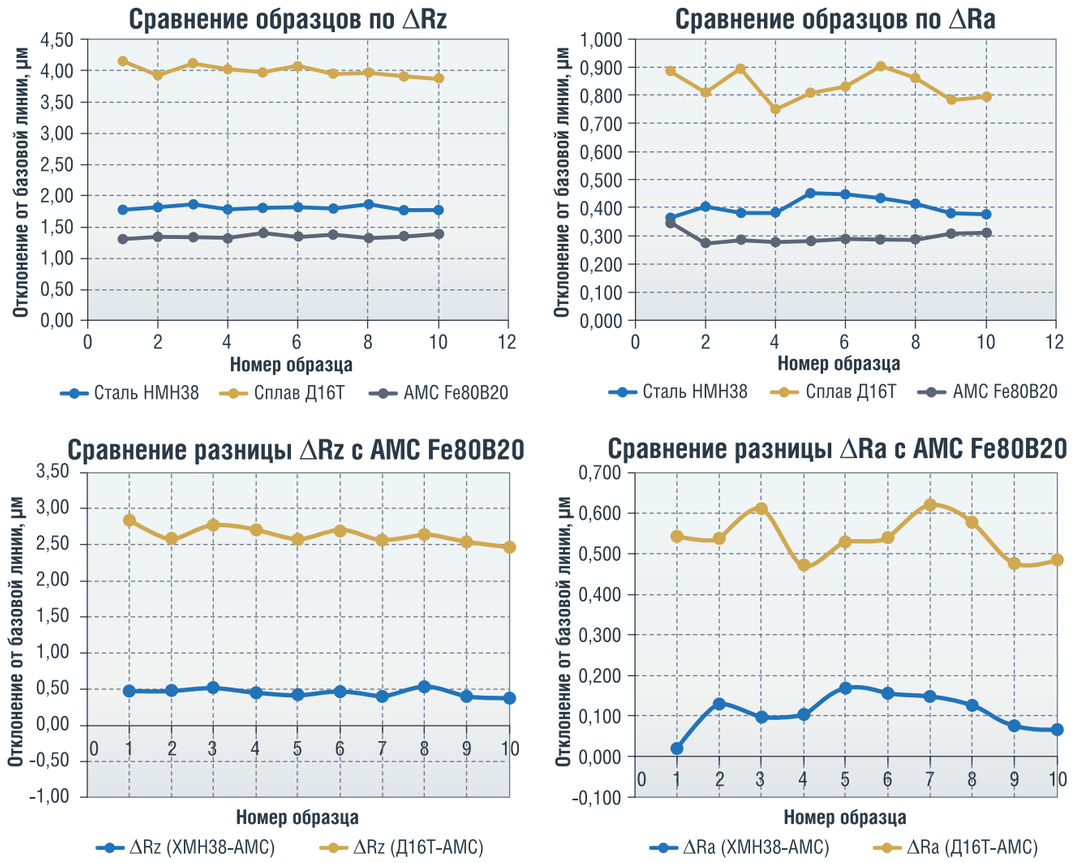
Следом производим расчет по формуле теста Краскела-Уоллиса:

$$H = \frac{12}{N(N+1)}\left(\sum_{i=1}\frac{R_i^2}{n_i}\right) - 3(N+1), \qquad (1)$$

где $N = 30$ – общее количество наблюдений; $k = 3$ – количество групп; $n_i = 10$ – размер каждой группы; R_i – сумма рангов для группы i.

$$H = \frac{12}{30 \cdot 31}\left(\frac{170^2}{10} + \frac{255^2}{10} + \frac{55^2}{10}\right) - 3 \cdot 31 \approx 24{,}3$$

РИСУНОК 6. Сравнительная характеристика профилограмм до и после испытания (по оси абсцисс – номер образца, по оси ординат – отклонение от базовой линии, μм)



Сравниваем H с критическим значением из таблицы распределения $\chi^2_{cdf} = k\text{-}1 = 2$. Для $\alpha = 0{,}05$ $\chi^2_{крит} = 5{,}99$. Из этого следует вывод, что $H = 24{,}3 > 5{,}99$, а значит гипотезу H_0 отвергаем.

Пост-хок анализ с использованием метода Данна для определения, какие именно группы различаются:

- Сплав Д16Т и АМС Fe80B20 – различие значимо ($p < 0{,}01$), следовательно, сплав Д16Т изменился сильнее;
- Сталь ХМН38 и АМС Fe80B20 – различие значимо ($p < 0{,}05$), следовательно, АМС устойчивее;
- Сталь ХМН38 и сплав Д16Т – различие значимо ($p < 0{,}01$), следовательно, сталь устойчивее дюралюминия.

Вывод: тест Краскела-Уоллиса показал статически значимые различия в изменении шероховатости (по ΔRz) между материалами ($H = 24{,}3$, $p < 0{,}001$).

Вывод

Проведенный анализ с использованием теста Краскела-Уоллиса и пост-хок анализа методом Данна выявил статистически значимые различия в изменении шероховатости (ΔRz) между различными материалами. Аморфные металлические сплавы (АМС) продемонстрировали наибольшую устойчивость, а сплавы дюралюминия оказались менее устойчивыми. Это подтверждает перспективность использования аморфных сплавов в геолого-разведочном бурении для снижения гидравлического сопротивления и повышения общей производительности. Дальнейшее развитие технологий обработки аморфных материалов будет способствовать улучшению бурового процесса, обеспечивая высокую эффективность и надежность операций. ●

Литература

1. *Стогней О.В. Физика аморфных металлических сплавов. Учебное пособие / О.В. Стоней; Воронеж: Изд. ВГУ, 2000. – 139 с.*
2. *Золотухин И.В. Физические свойства аморфных металлических материалов / И.В. Золотухин: М: Металлургия, 1986. – 176 с.*
3. *Золотухин И.В. Новые направления физического материаловедения / И.В. Золотухин, Ю.Е. Калинин, О.В. Стогней: Воронеж: Изд. ВГУ, 2000. – 360 с.*
4. *Земляной К.Г. Метрология, стандартизация и сертификация. Учебное пособие / К.Г. Земляной, А.Э. Глызина: Екатеринбург: Изд. УФУ, 2022 – 235 с.*

KEYWORDS: *core drilling, drilling rod, core intake pipe, core, roughness, energy intensity.*

РАЗРАБОТКА БИОЦИДНЫХ ДОБАВОК

для буровых растворов и жидкостей ГРП

Иванова Ксения Михайловна
специалист отдела по разработкам и инновациям, ООО «Химпром», к.б.н.

Машаров Марсель Талгатович
начальник лаборатории НИР, ООО «Химпром»

Бурцева Юлия Евгеньевна
инженер-химик лаборатории НИР, ООО «Химпром»

Блюмберг Никита Сергеевич
инженер-химик лаборатории буровых растворов, ООО «Химпром»

Захаров Александр Андреевич
начальник лаборатории реагентов для добычи нефти и газа, ООО «Химпром»

Кожевников Роман Олегович
начальник отдела по разработкам и инновациям, ООО «Химпром»

УДК 630.841.1:006.354

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (ГРП) ПРИВОДИТ К РАЗРУШЕНИЮ ОРГАНИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ, КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ, СНИЖЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ, ОСТАВАЯСЬ ОДНОЙ ИЗ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. РОСТ РЕЗИСТЕНТНОСТИ МИКРОБНЫХ СООБЩЕСТВ К АКТИВНЫМ ОСНОВАМ КЛАССИЧЕСКИХ АНТИМИКРОБНЫХ АГЕНТОВ СОХРАНЯЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ ПОСТОЯННОГО ПОИСКА НОВЫХ ЭФФЕКТИВНЫХ БИОЦИДНЫХ РЕАГЕНТОВ. СПЕЦИАЛИСТАМИ КОМПАНИИ ХИМПРОМ РАЗРАБОТАНЫ КОМПОЗИЦИИ HIMBIO B И HYDRA CID, КОТОРЫЕ ОБЛАДАЮТ ВЫСОКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ В ТЕЧЕНИЕ ДЛИТЕЛЬНОГО ПЕРИОДА ВРЕМЕНИ И ПРЕДОТВРАЩАЮТ ДЕГРАДАЦИЮ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ЖИДКОСТЕЙ ГРП

MICROBIOLOGICAL CONTAMINATION OF DRILLING FLUIDS AND HYDRAULIC FRACTURING FLUIDS LEADS TO THE DESTRUCTION OF ORGANIC COMPONENTS, EQUIPMENTS CORROSION, AND REDUCED PIPELINES SAFETY, REMAINING ONE OF THE PRESSING PROBLEMS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY. THE GROWTH OF RESISTANCE OF MICROBIAL COMMUNITIES TO THE ACTIVE BASES OF CLASSIC ANTIMICROBIAL AGENTS MAINTAINS THE NEED FOR A CONSTANT SEARCH FOR NEW EFFECTIVE BIOCIDAL REAGENTS. SPECIALISTS OF HIMPROM HAVE DEVELOPED HIMBIO B AND HYDRA CID COMPOSITIONS THAT ARE HIGHLY EFFECTIVE OVER A LONG PERIOD OF TIME, PREVENTING THE DEGRADATION OF DRILLING FLUIDS AND HYDRAULIC FRACTURING FLUIDS

Ключевые слова: *биоциды, буровые растворы, жидкости ГРП.*

Микробиологическое загрязнение буровых растворов и жидкостей гидравлического разрыва пласта (ГРП) является одной из актуальных проблем современных нефтехимической и нефтегазовой отраслей. Рост микроорганизмов, как в форме свободно плавающих (планктонных) клеток, так и в виде биопленок, сопровождается образованием органических кислот, сероводорода и способен вызывать серьезные эксплуатационные осложнения. В частности, жизнедеятельность микробных сообществ приводит к биодеградации органических компонентов, входящих в состав буровых растворов и жидкостей ГРП, вызывает коррозию металлического оборудования, нарушает целостность и герметичность трубопроводов, снижает эффективность эксплуатации скважин и может представлять угрозу для экологической и промышленной безопасности [1–4]. Ситуация осложняется тем, что стандартные методы микробиологического контроля, несмотря на развитие аналитических технологий, часто не позволяют выявить ранние стадии контаминации. Традиционные биоцидные составы, применяемые в отрасли на протяжении десятилетий, не всегда обеспечивают необходимый уровень защиты. Это связано как с ростом резистентности микробных сообществ к действующим веществам, так и с особенностями условий применения – высокие температуры, давление, солесодержание и органическая нагрузка в растворах могут снижать эффективность биоцидов. Ситуация становится особенно критичной при использовании биополимерных систем подверженных быстрой ферментативной деструкции при наличии активной микрофлоры [3–5]. Уникальный случай деградации биополимерного раствора, несмотря на высокие дозировки (до 5%) классических биоцидов на основе альдегидов, зафиксированный заказчиком, служит дополнительным подтверждением актуальности исследования [4–6].

ФАКТЫ

Жизнедеятельность микробных сообществ

приводит к биодеградации органических компонентов, входящих в состав буровых растворов и жидкостей ГРП, вызывает коррозию оборудования, нарушает целостность трубопроводов, снижает эффективность эксплуатации скважин

Указанные проблемы способствуют смещению фокуса от традиционного акцента на стоимости в сторону создания новых, более эффективных, устойчивых и одновременно безопасных для человека и окружающей среды биоцидов. Повышаются требования к экологичности применяемых компонентов, их биоразлагаемости, а также к удобству применения на месторождениях. Особенно актуальны решения в форме сухих композиций, позволяющих избежать трудностей с хранением и транспортировкой жидких реагентов, а также упростить процесс дозирования в полевых условиях [6–8]. Такие биоцидные составы могут вноситься непосредственно в рабочую систему без предварительного растворения, что существенно снижает трудозатраты и повышает оперативность реагирования на микробные угрозы.

Настоящая работа посвящена решению поставленных задач и ориентирована на разработку новых эффективных рецептур биоцидов, адаптированных под конкретные условия эксплуатации и требования заказчиков. В ходе работы были протестированы различные действующие вещества и композиции, проведена их оценка по комплексу показателей – антимикробная активность, стабильность, растворимость, удобство применения, а также экологическая и промышленная безопасность. Полученные результаты позволили сформировать подход к созданию биоцидных решений нового поколения для нефтехимической и нефтегазовой отраслей.

Материалы и методы

Тестирование буровых растворов

Приготовление модельного бурового раствора с биоцидом. Базовый раствор готовят, вводя 4 г биополимера в 2000 мл дистиллированной воды при 1600 об/мин, затем добавляют 50 г

крахмала (перемешивают 30 мин) и 60 г мела (еще 60 мин). Полученный раствор делят на две части: одна остается фоновым образцом, во вторую добавляют 1 мл тестируемого биоцида и перемешивают 10 мин. Растворы хранят в термостате при температуре 37±2 °С. В день приготовления, а также на 3, 5 и 7 сутки оценивают запах, наличие пены и измеряют pH растворов после 30-минутного перемешивания.

Приготовление модельного глинистого полисахаридного бурового раствора с биоцидом. В стакан помещают 800 мл дистиллированной воды и ставят на перемешивание на верхнеприводной мешалке при 1600 об/мин. Вносят 40 г глины ПБМВ и перемешивают в течение 30 минут. Затем вводят 16 г крахмала и перемешивают еще 1,5 часа. По окончании перемешивания добавляют по 0,8 мл исследуемого образца биоцида. Затем замеряют параметры pH и фильтрации. Замер повторяют на 3, 5 и 7 сутки инкубации.

Тестирование жидкостей ГРП

Приготовление воды, имеющей склонность к биоразложению линейных гуаровых гелей (далее – зараженная вода). С помощью мерного цилиндра отбирают расчетное количество дистиллированной воды и наливают в лабораторный блендер. Вносят расчетное количество микробной закваски. Перемешивают содержимое в течение 5 минут со скоростью 500–700 об/мин.

Приготовление линейного геля без биоцида. С помощью мерного цилиндра отбирают 500 мл зараженной воды и наливают ее в лабораторный блендер. Далее при скорости перемешивания 1500 об/мин вносят навеску гелеобразователя, запускают секундомер и гидратируют гелеобразователь в течение 15 мин. Затем отбирают 200 мл линейного геля, измеряют значение вязкости на приборе OFITE M900 (R1/B1/F1) при 511 с-1 водного раствора гелеобразователя.

Приготовление линейного геля с биоцидом. С помощью мерного цилиндра отбирают 500 мл зараженной воды и наливают ее в блендер. Далее вносят расчетное количество сухого биоцида и перемешивают со скоростью 500–800 об/мин в течение 10 мин. Далее при скорости перемешивания 1500 об/мин вносят расчетное количество гелеобразователя и растворяют в течение 15 мин. Отбирают 200 мл получившегося линейного геля, переливают в стакан реометра, замеряют вязкость.

ФАКТЫ

6 Раз в месяцев

в среднем меняют биоциды при их подборе для снижения резистентности микрофлоры в ЦБП или промышленной водоподготовке

Оценка эффективности бактерицидного действия Hydra CID. Полученный гель переливают в ПЭТФ емкости с завинчивающейся крышкой и помещают в предварительно нагретую до 35 °С водяную баню. Через 8 ч и 24 ч пробу извлекают из сушильного шкафа, охлаждают до 25±2 °С и измеряют вязкость гелеобразователя на реометре OFITE M900 (R1/B1/F1) при при 511 $с^{-1}$. Значение эффективности бактериального действия рассчитывают по формуле:

$$Э_t = \frac{\eta_t}{\eta_{нач}} * 100\ \%,$$

где $Э_t$ – эффективность бактериального действия через заданное время t; % $\eta_{нач}$ – начальная вязкость водного раствора гелеобразователя с биоцидом, сП; η_t – вязкость водного раствора гелеобразователя с биоцидом через 8 ч и 24 ч после термостатирования, сП.

ТАБЛИЦА 1. Тестирование биоцидов на основе альдегидов в биополимерном модельном растворе

Наименование показателя	Результат	
	Старт	3 сутки
Биополимерный раствор (крахмал ксантан) + 0,1 % Биоцид основе глутарового альдегида		
Водородный показатель	8,2	7,7
Фильтрация, мл/30 мин	6,8	16,0
Биополимерный раствор (крахмал ксантан) + 0,1 % Биоцид на основе формальдегида		
Водородный показатель	8,2	8,0
Фильтрация, мл/30 мин	6,6	17,0
Биополимерный раствор (крахмал ксантан) + 5 % Биоцид на основе формальдегида		
Водородный показатель	8,2	8,0
Фильтрация, мл/30 мин	6,6	17,0

Результаты и обсуждения

Разработка реагента HimBio B

В рамках настоящего исследования был рассмотрен случай заказчика, столкнувшегося с деградацией биополимерного бурового раствора в процессе бурения, несмотря на использование штатного альдегидного биоцидного реагента. В растворе было зафиксировано существенное изменение pH и рост показателя фильтрации, что, вероятно, указывало на активное развитие микрофлоры и разрушение полимерной составляющей.

Для подтверждения наблюдаемой деградации компонентов бурового раствора нами были проведены первичные лабораторные тесты с использованием исходных реагентов заказчика. Эксперименты показали, что традиционные биоциды на основе альдегидов, широко применяемые в буровой химии и известные своей высокой антимикробной активностью, оказались неэффективными даже при ударных дозах. Уже на третьи сутки тестирования наблюдалось заметное снижение биостабильности раствора и рост фильтрации, что свидетельствует о разрушении структурных компонентов системы (таблица 1).

ТАБЛИЦА 2. Тестирование биоцидов на основе альдегидов в модельном глинистом полисахаридном модельном растворе

Наименование показателя	Результат			
	Старт	3 сутки	5 сутки	7 сутки
Базовый раствор				
Водородный показатель	9,7	9	7,9	7,6
Фильтрация, мл/30 мин	8,0	14,5	29,0	32,0
Базовый раствор + 0,1 % Биоцид				
Водородный показатель	9,7	9,5	9,4	9,2
Фильтрация, мл/30 мин	8,0	8,5	8,0	8,0

Для оценки сохранности действия альдегидных биоцидов была проведена проверка их активности в модельном глинистом полисахаридным буровом растворе на основе глины и крахмала, где все препараты функционировали в штатном режиме, подтверждая их химическую активность (таблица 2). Это позволило сделать вывод о специфичности взаимодействия между биоцидом и компонентами конкретной полимерной системы, вероятно, обусловленного присутствием устойчивых к альдегидам микробных штаммов или неучтенным механизмом разложения полисахаридов (например, ферментативным путем).

ФАКТЫ

На протяжении месяца

раствор с добавлением HimBio B сохранял стабильность при температуре 37 °С

Биоциды на основе альдегидов всегда считались стандартом эффективности в борьбе с микрофлорой в технических жидкостях. Однако в современных полимерных системах, особенно на основе ксантана и крахмала, традиционные решения уже не всегда обеспечивают надежную биостабильность. Это может быть связано с развитием резистентности микрофлоры к токсичным веществам или с заражением более устойчивой микрофлорой, которая может деградировать альдегиды. При подборе биоцидов в других направлениях, таких как ЦБП или промышленной водоподготовке, для снижения резистентности микрофлоры планово меняют биоциды в среднем раз в 6 месяцев. В буровой отрасли подобная тактика применяется редко, а в качестве компенсирующего подхода зачастую используются краткосрочные ударные дозировки, что, однако, противоречит современным требованиям к экологической и промышленной безопасности. Важное значение имеет качество используемых в процессе бурения реагентов, соблюдение условий хранения и их обсемененность, поскольку проблемы при бурении могут быть связаны именно с деятельностью микроорганизмов. В связи с вышесказанным постоянно сохраняется необходимость поиска новых противомикробных компонентов, которые проявляют эффективность в низких концентрациях [4–8].

С учетом специфики случая была проведена экспресс-оценка возможных активных компонентов, представленных в научной и патентной литературе, с последующим отбором перспективных антимикробных основ. При разработке учитывались следующие критерии: отсутствие хлорорганических соединений (ХОС), термостабильность, полифункциональность (антимикробная и антикоррозионная активность), допустимые диапазоны pH, а также доступность компонентов на российском рынке.

В результате комплексного подбора и лабораторных испытаний был создан новый биоцидный реагент HimBio B, способный эффективно защищать биополимерный буровой раствор от деградации. При температуре 37 °С (благоприятной для развития большинства бактерий) раствор с добавлением HimBio B сохранял стабильность на протяжении одного месяца (таблица 3). Испытания на объекте заказчика также подтвердили его эффективность в реальных условиях эксплуатации.

Разработка реагента HydraCiD

Вторым ключевым направлением в рамках настоящей работы стало создание сухого биоцидного реагента Hydra CID, предназначенного для применения в жидкостях гидравлического разрыва пласта (ГРП). Поводом к разработке послужило обращение заказчика, ранее использовавшего импортный биоцид, поставки которого прекратились в связи с изменившимися рыночными условиями в РФ. Актуальность исследований в данном направлении также обусловлена сохраняющейся проблемой микробиологической контаминации жидкостей ГРП, которая приводит к биодеградации органических компонентов, включая полимеры, поверхностно-активные вещества и другие функциональные добавки. Жизнедеятельность микроорганизмов сопровождается образованием органических кислот, сероводорода и биопленок, что не только снижает эффективность системы, но и ускоряет коррозию оборудования, ухудшая технико-экономические показатели разработки месторождений. При разработке особое внимание

ТАБЛИЦА 3. Тестирование HimBio B в модельном биополимерном растворе

Описание пробы	Результат pH								
	Старт	3 сут	7 сут	10 сут	14 сут	18 сут	21 сут	24 сут	28 сут
Базовый раствор + 0,1 % HimBio B	10,9	8,8	8,7	8,7	8,7	8,4	8,5	8,5	8,4

ТАБЛИЦА 4. Тестирование Hydra CID в линейном геле ГРП

Образец	Вязкость при 511 с -1 (300 об/мин), сП			Эффективность биоцида, %	
	Старт	8 ч	24 ч	8 ч	24 ч
Без биоцида	61,40	58,50	29,90	Снижение вязкости на 4,8 %	Снижение вязкости на 51,3 %
Hydra CID	57,70	56,80	54,10	98,40 %	93,76 %

РИСУНОК 1. Лабораторные образцы Hydra CID

уделялось технологическим аспектам, включая возможность фасовки препарата в водорастворимые пакеты, стабильность при хранении, легкость транспортировки и точность дозирования в полевых условиях. Такая форма обеспечивает снижение логистических затрат и упрощает процедуру внесения реагента на объекте.

В условиях необходимости оперативного импортозамещения нами был применен подход обратного инжиниринга, позволивший установить состав ключевых активных веществ исходного импортного реагента. По результатам аналитических исследований были идентифицированы основные функциональные группы и вспомогательные компоненты. Параллельно был проведен анализ потенциально применимых биоцидных агентов, активно используемых в различных направлениях компании Химпром, таких как целлюлозно-бумажная промышленность и системы промышленной водоподготовки. Это позволило расширить диапазон рассмотренных активных основ и учесть не только эффективность, но и доступность компонентов на российском рынке. В результате проведенных исследований разработан реагент Hydra CID, который демонстрирует высокую эффективность при внутреннем (таблица 4) и внешнем тестировании.

Рецептуру Hydra CID удалось разработать в сухой форме (рисунок 1). Фасовка в водорастворимые пакеты позволила упростить процедуру дозирования, исключив необходимость предварительного приготовления растворов (рисунок 2). Таким образом, разработка сухой формы биоцида Hydra CID позволила обеспечить заказчику надежную и доступную альтернативу импортному реагенту с сохранением высокого уровня микробиологической защиты и улучшенными эксплуатационными свойствами.

РИСУНОК 2. Производственные образцы Hydra CID

ФАКТЫ

Hydra CID

разработан в сухой форме, что упрощает процедуру дозирования

Заключение

В результате проведенной работы были разработаны эффективные биоцидные реагенты HimBio B и Hydra CID, предназначенные для стабилизации и защиты буровых растворов и жидкостей гидравлического разрыва пласта (ГРП) от микробиологического разрушения. HimBio B проявил высокую эффективность в условиях, когда классические альдегидные биоциды оказались неработоспособными даже в ударных дозировках, и обеспечивал сохранность полимерной фазы бурового раствора в течение месяца. Параллельно была разработана рецептура сухого биоцида Hydra CID с учетом требований к хранению, транспортировке и дозированию. Полученный продукт показал высокую антимикробную активность, устойчивость к условиям эксплуатации и совместимость с компонентами жидкостей ГРП. Разработка данных реагентов позволила закрыть потребности в импортозамещении и повысить надежность микробиологической защиты технологических жидкостей в нефтегазовой отрасли. ●

Литература

1. *Лаптева Т.В., Суханов П.А., Пономарева И.В. Биодеградация микроорганизмами смазочных добавок к буровым растворам // Химическая техника. 2015. № 7. С. 31–35.*
2. *Parolini M., Pedriali A., Mentasti E., Binelli A. In vivo exposure of freshwater bivalves to differently treated wastewaters: A proteomic investigation // Environmental Science & Technology. 2015. Vol. 49, Iss. 8. P. 4976–4985. DOI: https://doi.org/10.1021/es503724k.*
3. *Czub M. Biodegradability and microbial toxicity of ester-based lubricants // Archives of Environmental Protection. 2014. Vol. 40, No. 3. P. 127–139.*
4. *Khavari-Khorasani T., Moghaddam A. Synthesis and application of eco-friendly ester lubricants derived from natural resources // Journal of Agricultural Science and Technology B. 2021. Vol. 11, No. 5. P. 219–229.*
5. *Bartz W. J. Lubricant chemistry, technology and testing // In: Chemistry and Technology of Lubricants. Dordrecht: Springer, 1992. P. 145–161. DOI: https://doi.org/10.1007/978-94-011-1354-0_6.*
6. *Бабаев Э.Р. Биоцидные добавки против сульфатредуцирующих бактерий // Органическая химия. 2023. Т. 30, № 1. С. 13–22.*
7. *Кравченко Н.Г., Щекин В.К., Лаптев А.Б., Кривушина А.А. Биоциды: примеры, механизмы действия и применение // Испытания материалов. Труды ВИАМ. 2023. Т. 125. С. 125–137.*
8. *Kahrilas G. A., Blotevogel J., Stewart P. S., Borch T. Biocides in hydraulic fracturing fluids: a critical review of their usage, mobility, degradation, and toxicity // Environmental Science & Technology. 2015. Vol. 49. P. 16–22.*

Keywords: *biocides, drilling fluids, hydraulic fracturing fluids.*

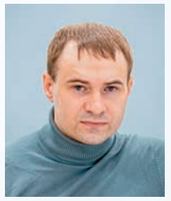
ЗАВОДНЕНИЕ КЕРНА С ПОМОЩЬЮ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ

с добавкой наночастиц

УДК 622.276

Жигарев Владимир Алексеевич
старший преподаватель кафедры Бурения нефтяных и газовых скважин, ИНиГ

Минаков Андрей Викторович
директор ИИФиРЭ, д.ф.-м.н.



Пряжников Максим Иванович
научный сотрудник Лаборатории физико-химических технологий разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов

Скоробогатова Анжелика Дмитриевна
старший преподаватель кафедры Бурения нефтяных и газовых скважин, ИНиГ

Ваганов Роман Александрович
младший научный сотрудник Лаборатории физико-химических технологий разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов

ФГАОУ ВО Сибирский федеральный университет

ПРОВЕДЕНЫ ЛАБОРАТОРНЫЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ ФЛЮИДОВ НА ОСНОВЕ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ДОБАВЛЕНИЕМ НАНОЧАСТИЦ ОКСИДА КРЕМНИЯ. ИССЛЕДОВАНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ РАЗРАБОТАННЫМИ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ. В КАЧЕСТВЕ НАНОДОБАВОК ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ СФЕРИЧЕСКИЕ НАНОЧАСТИЦЫ ОКСИДА КРЕМНИЯ. В КАЧЕСТВЕ БАЗОВЫХ РАСТВОРОВ ПАВ ИСПОЛЬЗОВАЛСЯ AES, В КАЧЕСТВЕ ПОЛИМЕРА – РАСТВОРЫ ПОЛИАКРИЛАМИД (МАРКА 2540)

LABORATORY FILTRATION STUDIES OF THE DEVELOPED OIL-DISPLACING FLUIDS BASED ON SURFACTANT-POLYMER COMPOSITIONS MODIFIED BY ADDING NANOPARTICLES WERE CONDUCTED. THE INFLU-ENCE OF EFFICIENCY OF OIL DISPLACEMENT BY THE DEVELOPED SURFACTANT-POLYMER COMPOSI-TIONS WAS STUDIED. SPHERICAL NANOPARTICLES OF SILICON OXIDE WERE USED AS NANOADDITIVES. AES WAS USED AS BASE SURFACTANT SOLUTIONS. POLYACRYLAMIDE (GRADE 2540) SOLUTIONS WERE USED AS A POLYMER

Ключевые слова: *ПАВ-полимерные композиции, нанодобавки, повышение нефтеотдачи, полимерные растворы, керн, заводнение.*

В настоящее время на части месторождений нашей страны применяются третичные методы увеличения нефтеотдачи. Одним из этих методов является химический метод, подразумевающий заводнения пласта при помощи растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров и их композиций, а также других жидкостей. Принцип действия таких вытесняющих агентов заключается в изменении межфазного натяжения и смачиваемости горной породы, фронта заводнения (широкий охват) за счет изменения реологии таких жидкостей.

Однако у таких жидкостей при контакте с пластовыми флюидами возникает ряд проблем, связанных с адсорбцией ПАВ на поверхности [1], разрушением цепочки полимера, и других, связанных с их термоустойчивостью. В связи с чем в последнее время появляется много работ, связанных с повышением устойчивости вытесняющих жидкостей путем модификации их свойств за счет добавления наночастиц [2–3]. Так, например, в работе [4] использовались растворы ПАВ, модифицированные наночастицами оксида кальция. Использования таких растворов позволило повысить совокупную нефтеотдачу с 69 до 76 % и снизить адсорбцию ПАВ на 33 %. Положительные эффекты от добавки наночастиц в растворы ПАВ также отмечены в работах [5, 6].

В работах [7–10] исследовалась возможность модификации полимерных составов различными наночастицами. В работе [10] полимерные наножидкости продемонстрировали лучшее реологическое поведение по сравнению с чистым полимером ксантановой камеди. Добавка наночастиц 0,5 масс. % в полимерный раствор снизила межфазное натяжение и увеличили прирост нефтеотдачи после заводнения водой более чем на 25 %.

Представленные выше данные литературного обзора показывают эффективность применения модифицированных наночастицами растворов ПАВ, полимеров и ПАВ-полимерных композиций.

Целью данной работы является исследование возможности применения ПАВ-полимерных композиций, модифицированных наночастицами для повышения нефтеотдчи пласта.

Задачами данного исследования являются определение физико-химических свойств разработанных растворов и определение возможности применения разработанных растворов для повышения нефтеотдачи на образцах кернового материала.

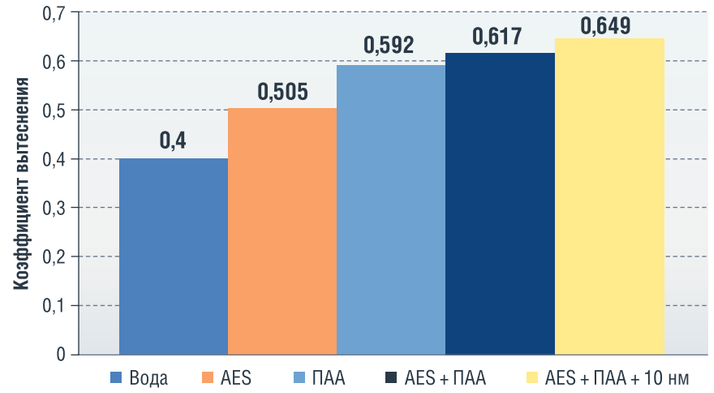
Методы

Зависимости реологических (вязкость, напряжение сдвига) характеристик были получены на ротационном вискозиметре DV2T (Brookfield, США). Для определения коллоидной устойчивости полимерных растворов с нанодобавками использовался анализатор устойчивости MultiScan MS 20 (DataPhysics, Германия).

Принцип работы анализатора устойчивости основан на методе определения пропускания и обратного рассеяния монохромного излучения ближней инфракрасной области спектра, что позволяет проводить анализ систем с различной концентрацией дисперсной фазы, проводить сканирование по всей высоте образца. Данный прибор позволяет проводить расчет скорости седиментации и расслоения коллоидных систем.

Измерение краевого угла смачивания (КУС) и межфазного натяжения проводилось с помощью автоматического тензиометра IFT-820-P. КУС измерялся методом плененного пузырька (капля нефти под поверхностью породы в жидкости) [11]. Межфазное натяжение на границе «суспензия – нефть» определялось методом висящей капли [12] по геометрическим параметрам капли нефти в суспензии. Более подробное описание прибора и методов определения характеристик подробно описано в статье [13]. Лабораторные фильтрационные исследования разработанных нефтевытесняющих флюидов на основе ПАВ-полимерных композиций, модифицированных добавлением наночастиц, проведены на фильтрационной установке UFS-200. Методика проведения фильтрационных экспериментов с наносуспензиями основана на [14]. Настоящий стандарт распространяется на нефтесодержащие породы и устанавливает метод определения коэффициента вытеснения нефти в лабораторных условиях. Порядок проведения эксперимента на образцах керна по определению эффективности вытеснения нефти разработанными

РИСУНОК 1. Гистограмма коэффициента вытеснения нефти из керна вытесняющим агентом



нефтевытесняющими флюидами на основе ПАВ-полимерных композиций, модифицированных добавлением наночастиц заключался в следующем. Составной образец насыщался нефтью, после этого производилась оценка нефтенасыщенности образцов, далее через образцы прокачивались вытесняющие агенты, вытесненная жидкость собиралась в мерные пробирки, и определялся объем вытесненной нефти в зависимости от прокачанного порового объема и коэффициент вытеснения.

Результаты

Было установлено, что добавка наночастиц SiO_2 улучшает устойчивость полимерного раствора. Заметное, примерно в два раза, снижение индекса стабильности наблюдалось при концентрации наночастиц более 0,25 % в полимерном растворе. Водные растворы ПАА демонстрируют псевдопластичное поведение.

Проведены фильтрационные исследования по изучению эффективности применения комплексных растворов полимеров и ПАВ, модифицированных наночастицами в качестве вытесняющих агентов (рис. 1). Исследования проводились на образцах нефти с вязкостью 67 мПа·с.

Рассмотрены 0,05 %-ный полиакриламидный (марка 2540, молекулярная масса 10,5МДа) раствор (далее ПАА), 0,05 %-ный раствор ПАВ AES (Лауретсульфат натрия 70 %; Tainolin, AES-70-2NC), комплексный раствор ПАА полиакриламида 2540 с концентрацией 0,05 масс.% и базового раствора ПАВ AES с концентрацией 0,05 масс.%, модифицированный наночастицами SiO_2 со средним размером 10 нм (ООО РусСилика, Дзержинск). Анализ результатов фильтрационных экспериментов показал, что использование растворов полимера ПАА дает более значительное повышение коэффициента вытеснения нефти по сравнению с вытеснением растворами ПАВ. Показано, что комбинация полимера и ПАВ позволяет получить прирост коэффициента вытеснения нефти на 21,7 %, по сравнению с водой, что выше, чем прирост отдельно от использования полимера (19,2 %) или ПАВ (10,5 %). Модификация комплексных растворов наночастицами также дает дополнительное повышение нефтеотдачи.

Заключение

Было показано, что имеет место синергетический эффект от совместного действия ПАВ и нанодобавок на величину коэффициента вытеснения нефти. Модификация комплексных растворов наночастицами также дает дополнительное повышение. Результаты данного исследования подтверждают возможность использования разработанных растворов в качестве вытесняющих агентов с целью повышения нефтеотдачи пласта. ●

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-79-30022, https://rscf.ru/project/23-79-30022/.

Литература

1. *Saxena N., Kumar A., Mandal A. Adsorption analysis of natural anionic surfactant for en-hanced oil recovery: The role of mineralogy, salinity, alkalinity and nanoparticles // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V.173. – № 1. – P. 1264–1283.*
2. *Hou J., Du J., Sui H., Sun L. A review on the application of nanofluids in en-hanced oil recovery // Frontiers of Chemical Science and Engineering. – 2022. – V. 16. – № 8. – P. 1165–1197.*
3. *Pan Y., Zhang C., Yang S., Liu Y., Muhammad A. Research progress and prospect of silica-based polymer nanofluids in enhanced oil recovery// Nanotechnology Reviews. – 2023. – V. 12. – P. 20220530.*
4. *Kesarwani H., Khan F., Tandon A., Azin R., Osfouri S., Sharma S. Performance Improvement of the Surfactant Polymer Flooding Using Bio Synthesized Calcium Carbonate Nanoparticles: An Experimental Approach // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2022. – V. 47. – I. 9. – P. 11775–11792.*
5. *Rattanaudom P., Alimin A.A., Shiau B.-J. B. Experimental investigation of hydro-phobic and hydrophilic silica nanoparticles on extended surfactant properties: Micro-emulsion, viscosity, and adsorption behaviors // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – V. 223. – P. 211582.*
6. *Almahfood M, Bai B. The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 171. – P. 196–210.*
7. *Bila A., Torsæter O., Experimental Investigation of Polymer-Coated Silica Nano-particles for EOR under Harsh Reservoir Conditions of High Temperature and Salinity // Na-nomaterials. – 2021. – V. 11. – 765.*
8. *Ahmadi Y., Ayari M. A., Olfati M., Hosseini S. H., Khandakar A., Vaferi B., Olazar M., Application of green polymeric nanocomposites for enhanced oil recovery by spon-taneous imbibition from carbonate reservoirs // Polymers. – 2023. – V. 15. – № 14. – P. 3064.*
9. *Afeez O. Gbadamosi, Radzuan Junin, Muhammad A. Manan, Nurudeen Yekeen & Agi Augustine Hybrid suspension of polymer and nanoparticles for enhanced oil recovery // Polymer Bulletin. – 2019. – V. 76. – P. 6193–6230.*
10. *Gbadamosi A., Yusuff A., Agi A., Muruga P., Junin R., Jeffrey O. Mechanistic study of nanoparticles-assisted xanthan gum polymer flooding for enhanced oil recovery: a comparative study // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – V. 12. – P. 207–213.*
11. *Minakov A.V., Pryazhnikov M.I., Suleymana Y.N., Meshkova V.D., Guzei D. Experimental study of nanoparticle size and material effect on the oil wettability characteris-tics of various rock types // Journal of Molecular Liquids. 2020. – V. 327. – No. 114906.*
12. *Адамсон А. 1979. Физическая химия поверхностей. М.: Мир. 568 с.*
13. *Жигарев В.А., Минаков А.В., Гузей Д.В., Пряжников М.И. Исследование процессов довытеснения нефти наносуспензией оксида кремния из модельного керна // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое модели-рование. Нефть, газ, энергетика. – 2024. – Т. 10. – № 1 (37). – С. 72–87.*
14. *ОСТ 39-195-86. 1987. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.*

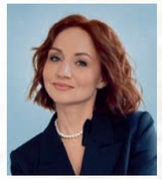
KEYWORDS: *surfactant-polymer compositions, nano additives, enhanced oil recovery, polymer solutions, core, flooding.*

МЕХАНИЗМ ПОВЫШЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

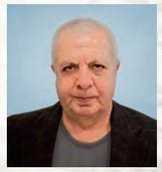
в условиях воздействия агрессивных флюидов

УДК 622.245.422

Камаев Данила Романович
аспирант, ассистент



Нечаева Ольга Александровна
научный руководитель, к.т.н., доцент



Хасаев Рагим Ориф оглы
профессор, д.т.н.

Камаева Елена Анатольевна
старший преподаватель

ФГБОУ ВО СамГТУ

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕХАНИЗМОВ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ, СПОСОБНЫХ ОБРАЗОВЫВАТЬ ГЕЛЬ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С ПОРОДОЙ, ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ. НА ОСНОВЕ ФИЗИЧЕСКИХ И ХИМИЧЕСКИХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ПРОЦЕССЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ СОСТАВОВ В ПОРИСТО-ТРЕЩИНОВАТУЮ СРЕДУ И ФОРМИРОВАНИЯ ПЛОТНОЙ ПОЛИМЕРНОЙ СТРУКТУРЫ, ПРЕПЯТСТВУЮЩЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВОДЫ И МИГРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО УСТОЙЧИВОСТИ ГОТОВЫХ ГЕЛЕЙ К АГРЕССИВНЫМ ПЛАСТОВЫМ УСЛОВИЯМ И СОВМЕСТИМОСТИ С ТРАДИЦИОННЫМИ ЦЕМЕНТНЫМИ МАТЕРИАЛАМИ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДТВЕРЖДАЮТ, ЧТО ВВЕДЕНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ ДОБАВОК ПОЗВОЛЯЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНО ПОНИЗИТЬ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ И СНИЗИТЬ РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ, ЧТО В ЦЕЛОМ СПОСОБСТВУЕТ ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

THE PAPER EXAMINES THE STUDY OF THE MECHANISMS AND EFFICIENCY OF USING BLOCKING COMPOSITIONS CAPABLE OF FORMING A GEL WHEN INTERACTING WITH ROCK TO IMPROVE THE RELIABILITY OF ISOLATION IN OIL AND GAS WELLS. BASED ON PHYSICAL AND CHEMICAL EXPERIMENTS, THE PROCESSES OF COMPOSITION PENETRATION INTO A POROUS-FRACTURED ENVIRONMENT AND THE FORMATION OF A DENSE POLYMER STRUCTURE THAT PREVENTS WATER FILTRATION AND FORMATION FLUID MIGRATION ARE ANALYZED. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO THE STABILITY OF FINISHED GELS TO AGGRESSIVE FORMATION CONDITIONS AND COMPATIBILITY WITH TRADITIONAL CEMENT MATERIALS. THE RESULTS CONFIRM THAT THE INTRODUCTION OF GELLING ADDITIVES CAN SIGNIFICANTLY INCREASE THE GAS RESISTANCE OF CEMENT STONE AND REDUCE THE RISKS OF INTER-COLUMN FLOWS, WHICH GENERALLY CONTRIBUTES TO AN INCREASE IN THE EFFICIENCY OF INSULATION WORK IN COMPLEX GEOLOGICAL AND TECHNICAL CONDITIONS

Ключевые слова: *цементный камень, агрессивные флюиды, коррозионная стойкость, блокирующие реагенты, прочность цементного камня, газопроницаемость.*

Развитие нефтегазовой промышленности связано с постоянной необходимостью бурения и эксплуатации скважин в условиях все более сложных геологических и технологических факторов. В таких условиях существенно возрастает риск межпластовых перетоков, проникновения агрессивных флюидов и преждевременного разрушения цементного кольца, что ставит под угрозу герметичность обсадных колонн и безопасность эксплуатации объектов. Традиционно для крепления скважин используется портландцемент (ПЦТ), который обладает рядом преимуществ, однако в ходе длительной эксплуатации выявлены его уязвимости: под действием пластовых, в том числе высокоминерализованных или агрессивных жидкостей, цементный камень постепенно теряет прочностные характеристики, его газо- и водопроницаемость увеличиваются, образуются каналы и трещины, что приводит к потере контроля над продуктивными пластами и аварийным ситуациям [1].

Основная причина снижения долговечности цементного камня в таких условиях заключается в его внутренней пористости и развитой капиллярной структуре, по которой агрессивные компоненты могут беспрепятственно инфильтроваться сквозь цементное кольцо. Для традиционного ПЦТ характерна относительно высокая проницаемость, а после завершения гидратации и в процессе усадки часто появляются микротрещины; кроме того, такой материал недостаточно устойчив к воздействию сульфатных, кислотных и щелочных сред. Это приводит к постепенному разрушению структуры гидратационных продуктов, развитию коррозионных процессов и деструкции изоляционных поясов, что способствует возникновению межпластовых перетоков и снижает эффективность эксплуатации месторождений.

Актуальной задачей современного скважинного строительства становится модификация цементных растворов с целью повышения их эксплуатационных свойств и долговечности. Наиболее перспективным направлением в этом контексте является внедрение в состав воды затворения цементных растворов полимерных блокирующих реагентов. Подобные блокирующие составы способны эффективно снижать проницаемость цементного камня, улучшать его структурную целостность и повышать устойчивость к воздействию агрессивных сред. Если традиционные минеральные и химические добавки не всегда обеспечивают требуемый уровень защиты при высоких давлениях, температурах и в присутствии агрессивных флюидов, то использование полимерных реагентов позволяет принципиально по-новому укрепить барьерные свойства цементного камня. Вводимые в воду затворения органические и синтетические полимеры активно участвуют в формировании внутренней структуры материала: они заполняют микропоры, совершенствуют гидратационные процессы и формируют водонепроницаемую полимерную сетку внутри камня, существенно повышая его устойчивость как к механическим, так и к химическим воздействиям.

Таким образом, исследование эффективности внедрения блокирующих полимерных реагентов в цементные растворы, а также изучение влияния этих добавок на структурные, физико-механические и барьерные характеристики цементного камня является важным и перспективным направлением, способствующим повышению надежности изоляции скважин в нефтегазовой отрасли.

Принцип действия блокирующих составов для ликвидации зон поглощения

Блокирующие составы действуют на основе комплекса полимерных реагентов, которые инициируют структурообразование непосредственно после контакта с растворами, насыщенными водой. Проникая в пористые или трещиноватые зоны, такие составы образуют гель посредством физико-химического взаимодействия между компонентами раствора и породой, значительно снижая фильтрацию цементного раствора, усиливая его водонепроницаемость и препятствуя миграции пластовых флюидов. Формирующаяся при этом полимерная матрица отличается высокой плотностью и эластичностью, что позволяет заполнять даже микротрещины, повышая структурную целостность цементного камня. Немаловажно, что активное гелеобразование происходит в широком диапазоне температур и давлений, а сами реагенты устойчивы к воздействию минерализованных, соленых и кислых пластовых вод. Благодаря высокой технологической гибкости и совместимости с иными химическими добавками блокирующие составы способны эффективно работать в скважинах с различными геолого-промысловыми условиями, обеспечивая надежную и долговременную изоляцию.

Возможность применения совместно с цементными растворами

Одно из преимуществ полимерных блокирующих составов – возможность применения в комплексе с классическими цементными растворами. Блокирующий состав может использоваться как самостоятельное изолирующее средство перед основным цементированием (этап предварительного «пломбирования» проблемных зон) либо совместно с цементным или тампонажным раствором как добавка для повышения его герметизирующей и блокирующей способности.

В первом случае состав закачивается до цементного раствора и блокирует зону

поглощения, после чего производится основное цементирование без риска ухода разжиженного раствора в продуктивный горизонт. Во втором случае добавление состава непосредственно в воду затворения цементного раствора или само введение в состав цементной смеси позволяет повысить стабильность цементного камня в агрессивных и минерализованных условиях. При этом сохраняется достаточная подвижность цементного раствора, а формирующееся цементное кольцо приобретает дополнительные гидроизоляционные и прочностные свойства.

Такие полимеры отлично работают в составе стандартных портландцементов, облегченных и тампонажных составов, а также не вступают в химический конфликт с другими функциональными добавками – пластификаторами, замедлителями, ускорителями. Это позволяет одновременно достигать нескольких технологических целей: снижать фильтрацию, повышать водонепроницаемость, усиливать структурную целостность цементного камня.

Дополнительным преимуществом является возможность применения в широком диапазоне температур и давлений, а также в скважинах с агрессивными флюидами (соленые, минерализованные, кислые воды). Полимерные блок-системы позволяют повысить оценочную долговечность цемента, уменьшить вероятность разрушения кольматирующих поясов и, что особенно важно, повысить

РИСУНОК 1. Образование структуры блокирующего состава

надежность изоляции даже при наличии трещиноватых или неоднородных пород.

Методы исследования тампонажных растворов и цементных камней

Для изучения воздействия блокирующих реагентов на основе синтетических полимеров на прочность и стойкость цементного камня в данной работе были проведены комплексные лабораторные испытания, а также морфологические и физико-химические исследования образцов цементных камней, приготовленных с различными составами воды затворения.

В качестве основного вяжущего использовался портландцемент (ПЦТ-IG-СС), в контролируемых сериях – с использованием воды затворения стандартного состава, в экспериментальных сериях – с добавлением блокирующих полимерных реагентов определенной концентрации. Все образцы подвергались одинаковым технологическим режимам затворения, формовки, твердения при заданных температурно-влажностных условиях.

Оценка физико-механических характеристик проводилась по набору стандартных методов: определение пористости, плотности, прочности на сжатие, измерение газопроницаемости, водоотдачи. Для изучения изменений структуры цементного камня применялись методы сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), а также химические методы изучения продуктов гидратации и остаточного содержания реагентов.

Критерием практической пригодности модифицированных цементных камней являлись показатели газопроницаемости, а также долговечности под воздействием моделированных агрессивных сред – сульфатных растворов.

Были проведены лабораторные исследования по определению плотности как тампонажных, так и блокирующих составов (использовались пикнометрический метод и рычажные весы под давлением), оценке реологических свойств (в том числе эффективной вязкости, статического и динамического напряжения сдвига с использованием ротационного

ТАБЛИЦА 1. Физико-механические характеристики тампонажных растворов для цемента марки ПЦТ-I-G при T = 20 °C

Состав	ВЦО	Растекаемость, мм	Плотность, кг/м³	Водоотдача, см³/30 мин	$\sigma_{пр}$, МПа	Время загустевания, час	Сроки схватывания, час. начало…конец	
1. ПЦТ-IG + Пресная вода затворения	0,44	180	1800	199	2,7	2–20	3–30	6–00
2. ПЦТ-IG + 9 % Полиэкосил + 0,05 % ПолиТЩР на пресной воде	0,44	250	1830	30	2,95	2–10	3	5–40
2. ПЦТ-IG + 6 % ПЕК + 0,1 % Polyox на пресной воде	0,44	200	1840	19	2,8	2–55	5–10	6
4. ПЦТ-IG + 9 % Полиэкосил + 0,05 % ПолиТЩР на соленой воде	0,44	240	1960	92	3,1	2–50	3–40	6
5. ПЦТ-IG + 6 % ПЕК + 0,1 % Polyox на соленой воде	0,44	195	1950	17	2,92	4–10	6–30	7–10

РИСУНОК 2. Поэлементный состав цементного камня ПЦТ-IG с обычной водой затворения до коррозионного воздействия

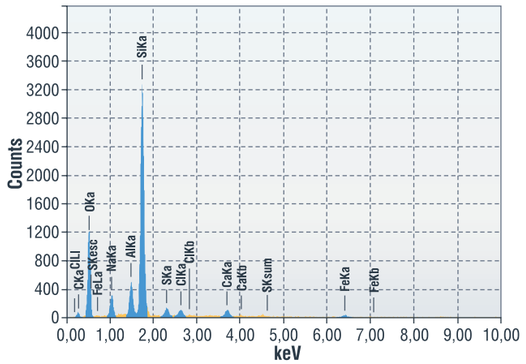
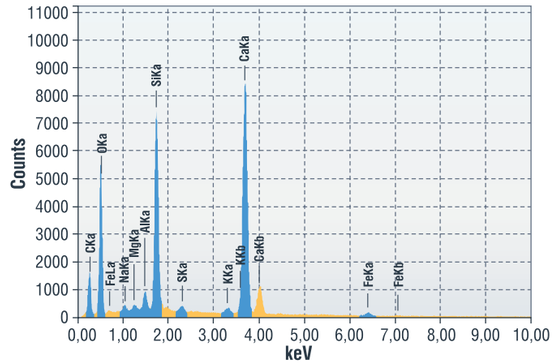


РИСУНОК 3. Поэлементный состав цементного камня после коррозионного воздействия с химически обработанной водой затворения



вискозиметра), а также параметров растекаемости и консистенции раствора [2].

Анализ стабильности полученных составов проводили методом выдерживания в термостате при пластовой температуре в течение трех суток с визуальным контролем осадкообразования, фазовых переходов и изменения цвета. Для изучения устойчивости материала и его склонности к смешиванию с агрессивными средами пробы контактировали с пластовой водой, нефтью, а также растворами хлоридов натрия и кальция; результаты оценивались после 24 и 72 часов термостатирования.

Использовался метод количественного поэлементного анализа состава цементного камня до и после воздействия агрессивных сред (с применением электронного микроскопа JEOL), что позволило проследить миграцию ионов и изменение фазового состава (например, появление эттрингита и гипса) [3].

В лабораторных условиях моделировалась трещиноватая структура пласта с помощью высокотемпературного фильтр-пресса, что дало возможность оценить блокирующие свойства составов в искусственных трещинах шириной 1–2 мм. Оценка газопроницаемости проводилась при различных уровнях давления до и после воздействия на образцы агрессивной среды (сероводорода) на протяжении 2 и 30 суток.

Обсуждение результатов исследования

Результаты лабораторных исследований однозначно свидетельствуют о значительном повышении эксплуатационных характеристик цементного камня при введении блокирующих реагентов на полимерной основе в состав воды затворения. Анализ микроструктуры показывает уменьшение среднего размера пор, снижение количества открытых и капиллярных каналов благодаря формированию полимерной фазы внутри объема камня, что создает эффективный барьер для миграции агрессивных флюидов и газов [4, 5].

Введение модифицирующих добавок привело к увеличению прочности на сжатие на 15–25 % по сравнению с контрольными образцами, приготовленными на обычной воде затворения, а также к существенному снижению газопроницаемости за счет уменьшения пористости – при этом отмечается снижение коэффициентов проницаемости

ТАБЛИЦА 2. Газопроницаемость цементного камня и зоны контакта для цемента марки ПЦТ-I-G

Состав	Вода затворения	ВЦО	Коэффициент физической газопроницаемости, м²·10⁻¹⁷		Коэффициент фазовой газопроницаемости, м²·10⁻¹⁷	
			камня	зоны контакта	камня	зоны контакта
1. ПЦТ-IG + пресная вода затворения					34,0 24,0	4100,0
2. ПЦТ-IG + 9 % Полиэкосил + 0,05 % ПолиТЩР	пресная	0,44	18,6 15,7	2,50	0,98 0,92	21,4
3. ПЦТ-IG + 9 % Полиэкосил + 0,05 % ПолиТЩР	соленая	0,44	11,5 10,7	1,60	0,0768 0,0741	19,1
4. ПЦТ-IG + 6 % ПЕК + 0,01 % Polyox	пресная	0,44	8,53 7,73	1,17	0,06314 0,0 707	18,8
5. ПЦТ-IG + 6 % ПЕК + 0,01 % Polyox	соленая	0,44	2,34 2,17	0,92	0,0074 0,00701	12,4

в 3–10 раз по сравнению с немодифицированным цементом [6]. Это напрямую указывает на возросшие барьерные свойства и потенциальное увеличение срока службы цементного камня в условиях воздействия агрессивных сред.

Характерной особенностью полимермодифицированного цемента является его высокая устойчивость к долговременному контакту с растворами высокой концентрации сульфатов, кислот, а также к циклическим изменениям температуры и давления. Массовые потери цементного камня в этих условиях не превышают 1–2%, в то время как для обычных составов уже на ранних стадиях фиксировались существенные разрушения структуры. Микроскопический анализ показал формирование более плотного и однородного микрорельефа с выраженным уменьшением количества микротрещин и пор, а фазовый анализ выявил появление новых прочных соединений – гидросиликатных и гидроалюминатных фаз, которые образуются вследствие взаимодействия полимерного реагента с продуктами гидратации цемента. Это объясняет не только повышение общей стойкости материала к химической и газовой коррозии, но и дополнительную герметизацию межпорового пространства, блокирующую каналы миграции агрессивных флюидов.

Эксперименты также показали, что использование комплексных химических добавок привело к существенному снижению фильтрации тампонажного раствора, улучшению тиксотропных свойств, а также к дополнительному повышению прочности на сжатие и изгиб. Испытания на устойчивость к сероводороду подтвердили, что модифицированные растворы характеризуются меньшей водоотдачей, более низкой проницаемостью и стабильными механическими характеристиками при длительном контакте с агрессивными средами.

В сравнении с существующими аналогами, применение современных полимерных реагентов и оптимизированных составов позволяет существенно повысить эксплуатационную надежность цементирования скважин, а также обеспечить более длительную герметизацию изоляционного экрана, что особенно важно в сложных и истощенных месторождениях, а также при разработке в экстремальных климатических и пластовых условиях. При этом выявлена необходимость дальнейших исследований, направленных на адаптацию технологии к различным типам агрессивных флюидов, а также в условиях расширенного диапазона температур и давлений, с учетом специфики конкретных скважин и месторождений.

В целом внедрение комплексных модифицированных тампонажных составов и соответствующих технологических решений способно значительно увеличить срок эффективной службы цементного камня, повысить его герметизирующие свойства и надежно снизить риск возникновения межпластовых перетоков и аварийных ситуаций – что является определяющим фактором для долгосрочной и безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Выводы

Проведенное исследование доказало, что применение блокирующих составов и реагентов на полимерной основе в составе воды затворения для цементных растворов обеспечивает многократное улучшение эксплуатационных свойств цементного камня. Это проявляется в резком снижении газо- и водопроницаемости, увеличении прочности на сжатие и существенном повышении долговечности материала при контакте с агрессивными пластовыми флюидами. Полимермодифицированный цемент препятствует образованию заколонных перетоков и эффективно изолирует продуктивные пласты друг от друга, сохраняя механическую целостность и герметичность цементного кольца в ходе всего срока службы скважины.

Таким образом, блокирующие составы эффективны как самостоятельные реагенты для первичной изоляции, так и в составе цементных смесей для повышения эффективности цементации в сложных геолого-технических условиях. Их совместное применение позволяет повысить герметичность, прочность и долговечность крепи скважины, минимизировать риски проявлений, аварийных ситуаций и перетоков между пластами.

Таким образом, классический портландцемент, применяемый без специальных модифицирующих добавок, не способен обеспечить надежное крепление скважин в условиях высокоминерализованных, коррозионно-активных или иных агрессивных сред. Использование блокирующих полимерных реагентов в воде затворения цементного раствора является перспективным направлением в технологии цементирования скважин и гарантирует повышение эффективности и безопасности изоляционных работ на всех этапах эксплуатации нефтегазовых скважин.

Литература

1. *Агзамов, Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 131000 «Нефтегазовое дело» / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. – Санкт-Петербург: Издательство «Недра», 2011. – 266 с. – ISBN 978-5-905153-11-2. – EDN QMZDWL.*
2. *Двойников, М.В. Обоснование выбора методики расчета реологических параметров тампонажного раствора для крепления скважин / М.В. Двойников, В.И. Никитин, А.И. Коптева // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 54–61. – EDN QBQPFH.*
3. *Живаева В.В. Создание модифицированного отечественного реагента для повышения коррозионной стойкости цементной оболочки / В.В. Живаева, Д.Р. Камаев // Бурение и нефть. – 2023. – № S1. – С. 57–59. – EDN CCRHEV.*
4. *Камаев Д.Р. Методика определения параметров тампонажного материала, подвергнутого влиянию агрессивного агента / Д.Р. Камаев // Актуальные проблемы недропользования: тезисы докладов XVIII Международного форума-конкурса студентов и молодых ученых, Санкт-Петербург, 15–21 мая 2022 года. Том 1. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 134–136. – EDN HIOSPJ.*
5. *Камаев, Д.Р. Планирование методики определения параметров тампонажного материала и свойств скважинных жидкостей для оценки времени сохранения эксплуатационных свойств камня за обсадной колонной / Д.Р. Камаев, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 11 (359). – С. 54–56. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-54-56. – EDN RJDPNP.*
6. *Kamaev, D.R. Study of the effect of corrosive-active agents on the plugging materialdestruction processes / D.R. Kamaev, V.V. Zhivaeva // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources: XVII International Forum-Contest of Students and Young Researchers. Scientific conference abstracts, St Petersburg, 31 мая – 06 2021 года. Vol. 1. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2021. – P. 62–64. – EDN WJOJMP.*

KEYWORDS: *cement stone, aggressive fluids, corrosion resistance, blocking reagents, cement stone strength, gas permeability.*

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ:

попытка системного подхода

УДК 622.32:54-4

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ КАК МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОЙ ОБЛАСТИ ЗНАНИЙ И ФОКУСИРУЕТСЯ НА ПРОБЛЕМЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕЕ ПРЕДМЕТА И ОБЪЕКТА, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕТ НОВУЮ КЛАССИФИКАЦИЮ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕАГЕНТОВ. ОБЪЕКТОМ НАУКИ АВТОР СЧИТАЕТ ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ВСЕХ ЭТАПАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ОТ БУРЕНИЯ ДО ТРАНСПОРТИРОВКИ, И ИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ПЛАСТОВЫМИ ФЛЮИДАМИ, ГОРНЫМИ ПОРОДАМИ И ОБОРУДОВАНИЕМ. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД ПОЗВОЛЯЕТ, С ОДНОЙ СТОРОНЫ, СТРУКТУРИРОВАТЬ ЗНАНИЯ ЧЕРЕЗ КЛАССИФИКАЦИЮ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕАГЕНТОВ, А С ДРУГОЙ – УЧИТЫВАЕТ ИХ ВЛИЯНИЕ НЕ ТОЛЬКО НА ОТДЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС, НО И НА ВСЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ ЦЕПОЧКУ. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД ОБЕСПЕЧИВАЕТ ЦЕЛОСТНОЕ ВИДЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ, ОН СПОСОБСТВУЕТ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ, ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ИННОВАЦИЯМ И СТАНДАРТИЗАЦИИ, ЧТО ДЕЛАЕТ ЕГО НЕЗАМЕНИМЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ В XXI ВЕКЕ

THE ARTICLE IS DEVOTED TO OILFIELD CHEMISTRY AS AN INTERDISCIPLINARY FIELD OF KNOWLEDGE, FOCUSES ON THE PROBLEM OF DEFINING ITS SUBJECT AND OBJECT AND PROPOSES A NEW CLASSIFICATION OF OILFIELD REAGENTS. THE AUTHOR CONSIDERS CHEMICAL REAGENTS AS THE OBJECT OF THE SCIENCE USED AT ALL STAGES OF THE OIL AND GAS INDUSTRY, FROM DRILLING TO TRANSPORTATION, AND THEIR INTERACTION WITH FORMATION FLUIDS, ROCKS AND EQUIPMENT. THE SYSTEMATIC APPROACH ALLOWS, ON THE ONE HAND, TO STRUCTURE KNOWLEDGE THROUGH THE CLASSIFICATION OF OILFIELD REAGENTS, AND ON THE OTHER HAND, TO OBSERVE THEIR IMPACT NOT ONLY ON A SEPARATE PROCESS, BUT ALSO ON THE ENTIRE TECHNOLOGICAL CHAIN. THE SYSTEMS APPROACH PROVIDES A HOLISTIC VIEW OF THE DISCIPLINE; IT FOSTERS PROCESS OPTIMIZATION, INCLUDING ENVIRONMENTAL SAFETY, INNOVATION AND STANDARDIZATION, WHICH MAKES IT AN INDISPENSABLE CONTRIBUTION TO THE DEVELOPMENT OF THE INDUSTRY IN THE 21ST CENTURY

Ключевые слова: *нефтепромысловая химия, нефтепромысловые реагенты, системный подход, классификация.*

Каюгин Аркадий Александрович

главный специалист, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз», к.х.н.

Использование химических реагентов в нефтепромысловых операциях началось на рубеже XIX и XX веков, когда нефтяная промышленность перешла от кустарных методов добычи к более технологичным процессам. Первые шаги в этой области были эмпирическими. Для решения тех или иных задач использовались простейшие подручные или буквально подножные материалы. Первым нефтепромысловым реагентом можно считать глину. В начале 1880-х годов началось использование системы промывки водой при бурении на нефть. Выбуренная порода частично диспергировалась в воде, в результате чего получалась «буровая грязь», или «естественно наработанный буровой раствор». Первая кислотная обработка карбонатных пластов датируется 1895 годом [1]. В 1913 году в России впервые (на год раньше, чем в США) запатентован метод химической деэмульсации нефти [2]. Настоящий скачок в применении химических реагентов в нефтедобыче произошел в первой половине XX века с началом применения синтетических полимеров и поверхностно-активных веществ (ПАВ).

После Второй мировой войны, в 1950-х годах, нефтепромысловая химия начала приобретать черты самостоятельной дисциплины. В этот период активно изучались физико-химические свойства пластовых флюидов, что привело к созданию более эффективных реагентов. Однако до 1970-х годов нефтепромысловая химия находилась в «серой» зоне между различными науками и технологиями: предмет казался «слишком связанным с нефтяными месторождениями» для Американского химического общества (ACS) и «слишком связанным с химией» для Общества инженеров-нефтяников (SPE) [3]. Само понятие «нефтепромысловая химия» (Oilfield Chemistry) впервые появляется в публикациях SPE только в 1972 году в статье «Нефтепромысловая химия – вызов для индустрии» [3], в которой О.Дж. Веттер, специалист по борьбе с солеотложениями, сетует, что, несмотря на многомиллионные вложения в химизацию процессов добычи нефти, результаты часто непредсказуемы и нежелательны: «Большинство этих неудач происходит из-за отсутствия знаний о конкретной задействованной химии» [3].

Датой «выхода из тени» стал май 1973 года, когда под эгидой SPE прошел первый симпозиум по нефтепромысловой химии [4], собравший «химиков с некоторыми знаниями в области нефтяной инженерии и инженеров-нефтяников с большим опытом в области химии».

Днем рождения отечественной нефтепромысловой химии можно считать 24 февраля 1978 года, когда приказом Министерства нефтяной промышленности СССР было образовано научно-производственное объединение по химизации процессов добычи нефти «Союзнефтепромхим», головной единицей которого являлся институт «ВНИПИнефтепромхим» [5].

Последняя четверть XX века стала временем активного прогресса в нефтепромысловой химии. Появлялись как новые реагенты, так и новые типы реагентов (например, ингибиторы отложения парафинов и асфальтенов). Однако формирование нефтепромысловой химии как отдельной науки продвигалось медленно. И тому есть несколько причин.

Прежде всего, это фрагментарность исследований. Многие разработки проводились в рамках отдельных проектов, зачастую под эгидой нефтяных компаний. К тому же их результаты охранялись как коммерческая тайна, что затрудняло их систематизацию. В отличие от других разделов химии, нефтепромысловая химия долгое время не имела устоявшегося академического сообщества или признанной научной школы. Это замедляло процесс формирования дисциплины как самостоятельной области знаний.

О том, с каким трудом шел этот процесс, может сказать тот факт, что первая монография, посвященная нефтепромысловой химии, вышла через столетие после начала применения химических реагентов в нефтедобыче. Появление книги «Нефтепромысловые химикаты» [6] авторства Йоханнеса Финка в 2003 году стало важным событием. Этот труд ознаменовал переход от разрозненных исследований к системному подходу. Монография охватывает широкий спектр тем – от ингибиторов коррозии до полимеров для заводнения, что подчеркивает накопление достаточного объема знаний для их обобщения. Это можно рассматривать как признак того, что к началу XXI века нефтепромысловая химия наконец оформилась как самостоятельная научная дисциплина.

За следующие 20 лет вышло несколько монографий, в том числе на русском языке [7–11].

Особо стоит отметить вышедшую в 2018 году на английском языке книгу профессоров Цайли Дай и Фулиня Чжао [12]. Фулинь Чжао, чья карьера охватывает более 50 лет преподавательской и исследовательской работы, является пионером этого научного направления в Китае. Об уровне развития данной дисциплины в КНР может сказать и тот факт, что единственный на данный момент англоязычный научный журнал, посвященный исключительно проблемам нефтепромысловой химии – *«Oilfield chemistry»*, издается в Китае с 1984 года [13].

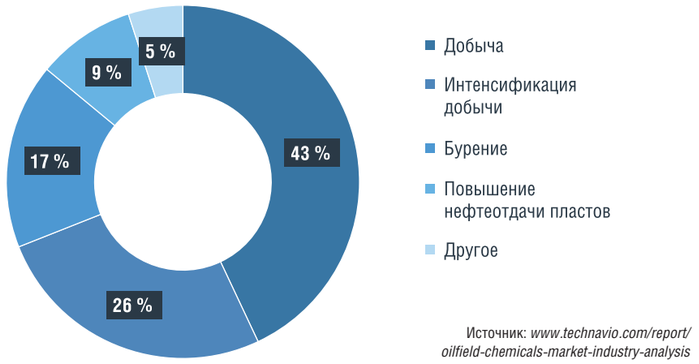
Нефтепромысловая химия – наука молодая. Но любая наука – это, прежде всего, люди. А где этих людей брать? Желательно готовить со студенческой скамьи. В 1984 году впервые в нашей стране в Казанском химико-технологическом институте на кафедре химической технологии переработки нефти и газа была создана специализация «Нефтепромысловая химия» [14].

Однако и через 30 лет преподавание нефтепромысловой химии в российских вузах оставалось эпизодическим. Как минимум, об этом свидетельствует выход в 2014 году статьи В.Н. Глущенко [14] под говорящим названием *«Нефтепромысловую химию на уровень вузовской дисциплины»*, в которой автор утверждает, что «назрела отраслевая и государственная необходимость создания при нефтяных вузах или факультетах политехнических институтов кафедр «Нефтепромысловая химия» с собственными аспирантурами, которые бы занимались целенаправленной подготовкой квалифицированных химиков-технологов для нефтепромыслов». Автор подчеркивает, что вузовский курс нефтепромысловой химии потребует создания специальной программы, учебных и методических пособий. Однако и в публикации 2023 года В.Н. Глущенко с соавторами сетуют, что в нефтяных вузах практически отсутствует подготовка квалифицированных кадров по нефтепромысловой химии, хотя регулярно издаются соответствующие учебные пособия, проводятся ежегодные конференции [15].

По состоянию на 2024–2025 учебный год магистерские программы по нефтепромысловой химии открыты в трех университетах, а дисциплина «нефтепромысловая химия» преподается как минимум в десятке вузов как на нефтегазовых специальностях, так и на химико-технологических и химических. Содержание дисциплины в разных вузах отличается как по способу организации материала, так и по перечню освещаемых тем. Если, например, деэмульгаторам уделяется время во всех рассмотренных рабочих программах, то реагентам для буровых растворов – только в 30% случаев, а реагенты для крепления скважин представлены только в каждой пятой программе.

И в таком различии кроется одна из проблем современной нефтепромысловой химии.

РИСУНОК 1. Распределение нефтепромысловых реагентов по сегментам рынка (данные компании Technavio, 2023 год)



Источник: *www.technavio.com/report/oilfield-chemicals-market-industry-analysis*

К сожалению, до сих пор нет консенсуса, какие именно типы реагентов относятся к нефтепромысловым. Например, согласно аннотации магистерской программы «Нефтепромысловая химия», входящей в государственный образовательный стандарт высшего профессионального образования от 2000 года, «программа включает область синтеза и испытания реагентов для повышения нефтеотдачи пласта, деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, соле-парафиноотложений, разработки композиций этих реагентов с оптимальными физико-химическими свойствами» [16]. В круг интереса нефтепромысловой химии не попали ни реагенты для бурения, ни для интенсификации.

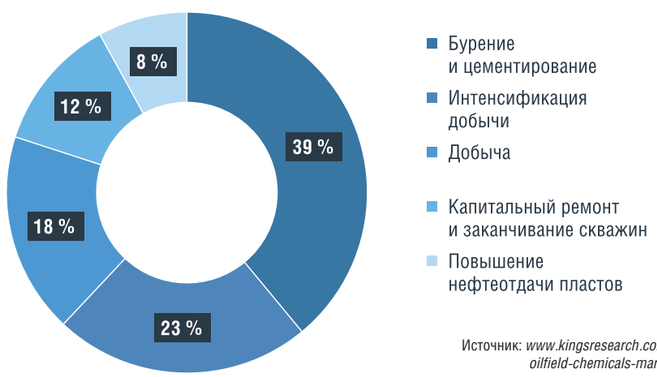
ГОСТ Р 54567-2011 «Требования к химическим продуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли» распространяется на реагенты, применяемые в процессе добычи, подготовки, транспортирования нефти. Согласно этому же документу добыча нефти определяется как «технологический процесс извлечения смеси углеводородов и сопутствующих ценных компонентов из недр, включая процессы подготовки нефти (обезвоживания, обессоливания и стабилизации)». Если буквально следовать тексту стандарта, то круг нефтепромысловых реагентов становится еще уже. Существует, однако, мнение [17], что если химический реагент и/или продукты его реакции физически могут оказаться в добываемом углеводороде, то химический реагент подпадает под действие ГОСТ Р 54567-2011 и определение «химический реагент, применяемый в процессе добычи» или «нефтепромысловый химический реагент». Несмотря предлагаемую формулировку, автор [17] тем не менее не относит реагенты для бурения к нефтепромысловым, хотя фильтрат бурового раствора может проникать в пласт и потенциально оказаться в добываемой продукции скважин.

В России реестр «Перечень химических продуктов, прошедших испытания и рекомендованных для безопасного применения их в нефтяной отрасли» [18] ведет Автономная некоммерческая организация «Головной центр по сертификации и стандартизации химреагентов для нефтяной промышленности» (АНО «ГЦСС «Нефтепромхим»). В 2012 году по рекомендации Департамента добычи и транспортировки нефти и газа Минэнерго РФ в АНО ГЦСС «Нефтепромхим» был разработан стандарт организации СТО 44932911-001-2012 «Химические продукты. Требования к химическим продуктам, правила и порядок испытаний их для безопасного применения в технологических процессах добычи и транспорта нефти». Этот документ распространяется на продукты химического производства, используемые «для интенсификации процесса добычи нефти, ее транспорта к месту переработки, в процессах сбора и подготовки нефти, а также строительства, освоения, эксплуатации, ремонта, реконструкции, консервации и ликвидации скважин, утилизации отходов производства». Данное определение существенно расширяет принятое в ГОСТ Р 54567-2011. Но почему-то из перечня процессов пропали методы повышения нефтеотдачи пластов.

В англоязычных источниках [6, 7, 10–12] к нефтепромысловым реагентам относят наиболее широкий круг химикатов, в том числе такие специфические, как, например, одоранты или трассеры. Однако и за рубежом какой-то устоявшейся классификации нефтепромысловых реагентов не сложилось. Это можно оценить, например, по результатам маркетинговых исследований.

Согласно данным компании Technavio, мировой рынок нефтепромысловых реагентов в разрезе технологических процессов сегментирован следующим образом (рисунок 1).

РИСУНОК 2. Распределение нефтепромысловых реагентов по сегментам рынка (данные компании Kings Research, 2022 год)



Источник: *www.kingsresearch.com/ru/oilfield-chemicals-market-4*

РИСУНОК 3. Распределение нефтепромысловых реагентов по сегментам рынка (данные компании Precedence Research, 2023 год)

Источник: *www.precedenceresearch.com/oilfield-chemicals-market*

Согласно данным другой компании, занимающейся анализом рынков – Kings Research, на 2022 год нефтепромысловые реагенты по сегментам рынка распределены несколько иначе (рисунок 2).

И для сравнения: компания Precedence Research, также занимающаяся маркетинговыми исследованиями, предлагает третий вариант распределения (рисунок 3).

При этом следует отметить, что все три компании общий объем рынка оценивают примерно одинаково – от 29 до 32 миллиардов долларов. Такое различие в долях ранка между отдельными секторами свидетельствует о достаточно условном отнесении реагентов к той или иной группе, с учетом того, что многие реагенты одновременно могут использоваться в разных процессах.

С целью упрощения классификации целесообразно выделить шесть групп технологических процессов, в которых применяются нефтепромысловые реагенты, схожие по своему функциональному назначению:

1. *Бурение и крепление скважин* – реагенты для буровых, тампонажных растворов, буферных жидкостей, а также для ликвидации поглощений в процессе бурения и цементирования;
2. *Заканчивание и капитальный ремонт скважин* – реагенты для перфорации, освоения, глушения, очистки призабойной зоны пласта;
3. *Интенсификация добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов* – реагенты для гидравлического разрыва пласта, кислотных обработок, термогазохимического воздействия на пласт, химических методов увеличения нефтеотдачи, методов выравнивания профилей приемистости и притока;
4. *Ремонтно-изоляционные работы* – реагенты для селективной и неселективной изоляции водопритока, изоляции негерметичностей и заколонных перетоков;
5. *Эксплуатация скважин, промысловый сбор и подготовка нефти, газа и воды* – реагенты для борьбы с коррозией, солеотложениями, отложениями АСПО, газогидратов, биоциды, поглотители кислорода и сероводорода, деэмульгаторы, флокулянты и коагулянты;
6. *Транспорт нефти* – ингибиторы коррозии, депрессоры, противотурбулентные добавки.

Приведенная классификация позволяет минимизировать пересечение реагентов из разных групп и в то же время охватить максимальный их круг.

Несмотря на то, что конкретные нефтепромысловые реагенты используются для решения определенных производственных задач, необходимо учитывать их воздействие на всю систему в целом. Например, остатки буровых растворов, выносимых из скважины на начальном этапе эксплуатации, могут существенно осложнить процессы подготовки нефти, избыточное содержание ингибитора коррозии – повышать устойчивость эмульсии, образующейся при механизированной добыче, и также затруднять промысловый сбор и подготовку продукции [17].

По химической природе нефтепромысловые реагенты можно разделить на следующие группы:

1. Неорганические реагенты. Группа включает минеральные кислоты, щелочи, соли и оксиды, применяемые для регулирования pH, растворения пород, утяжеления растворов и других целей.
2. Органические реагенты. Группа включает углеводороды, спирты, эфиры, амины и другие соединения, которые применяются для растворения органических отложений, снижения вязкости, улучшения текучести, а также для борьбы с коррозией, поглощения сероводорода.
3. Полимеры. Синтетические, природные и искусственные высокомолекулярные соединения, используемые для увеличения вязкости, создания гелей, улучшения вытеснения нефти и изоляции.
4. Поверхностно-активные вещества (ПАВ). Соединения, снижающие поверхностное натяжение, улучшающие вытеснение нефти, стабилизирующие или разрушающие эмульсии.
5. Минеральные и природные материалы. Глины, минеральные вяжущие, утяжелители и облегчающие добавки, кольматанты, проппанты.
6. Биологические и биоразлагаемые реагенты, в том числе биополимеры, ферменты.

По состоянию на 01.11.2024 в «Перечне химических продуктов, прошедших испытания и рекомендованных для безопасного применения их в нефтяной отрасли» [18] содержится информация о 2864 продуктах и 466 компаниях-производителях из 14 стран.

На рисунке 4 представлено распределение нефтепромысловых реагентов из этого перечня по группам. Предлагаемая классификация позволяет охватить все зарегистрированные в России нефтепромысловые реагенты.

Около 85 % производителей нефтепромысловых реагентов – отечественные, при этом на их долю приходится 96,5 % наименований всех нефтепромысловых реагентов.

РИСУНОК 4. Распределение нефтепромысловых реагентов, рекомендованных к применению в России, по группам

Наибольшее число иностранных производителей приходится на Китай (6 %) и Казахстан (4 %). Страны СНГ поставляют 1,5 % от всей номенклатуры нефтепромысловых реагентов.

Однако необходимо отметить, что степень локализации производства многих формально отечественных нефтепромысловых реагентов может существенно различаться – от фасовки импортного сырья, до синтеза на основе импортных реагентов.

Итак, можно дать следующее определение нефтепромысловой химии.

Нефтепромысловая химия – это междисциплинарная наука и прикладная область химической технологии, которая занимается изучением и применением химических процессов и реагентов в нефтегазовой отрасли.

Объектом нефтепромысловой химии являются химические реагенты, используемые в нефтегазовой отрасли на всех этапах от добычи (включая бурение) до транспортировки нефти и газа, и их взаимодействие с:

- пластовыми флюидами (нефть, газ, вода),
- горными породами (пластами),
- оборудованием (буровым, добывающим, транспортным).

Предметом нефтепромысловой химии является разработка, синтез, применение и оптимизация химических реагентов и процессов, направленных на:

- повышение эффективности добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа,
- обеспечение безопасности и экологичности операций,
- управление свойствами технологических жидкостей,
- предотвращение отложений (солей, парафинов, гидратов),
- улучшение проницаемости пласта,
- изоляцию зон в скважинах,
- обработку пластовых флюидов,
- защиту оборудования от коррозии и износа.

Нефтепромысловая химия эволюционировала от эмпирических методов конца XIX века к самостоятельной научной дисциплине XXI века, однако ее становление все еще не закончено. Достаточно сказать, что термина «нефтепромысловая химия» нет ни в русскоязычной, ни в англоязычной «Википедии». К сожалению, в науке и индустрии до сих пор не сложилось общепринятое понимание границ данной дисциплины. Сегодня преподавание нефтепромысловой химии в российских вузах остается достаточно фрагментарным, несмотря на то что потребность в квалифицированных кадрах в данной области существует – особенно в условиях санкционного давления и курса на технологический суверенитет. Решением стоящих перед отраслью вызовов может стать системный подход, который предполагает рассмотрение всех элементов дисциплины – технологических процессов, реагентов, их взаимодействия с окружающей средой и оборудованием – как единой взаимосвязанной системы.

Литература

1. *Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: В 5 Т. 4 Кислотная обработка скважин / В. Н.Глущенко, М.А. Силин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.*
2. *История разработки и применения деэмульгаторов при добыче и подготовке нефти к переработке / Х.Х. Ахмадова, М.А. Такаева, М.А. Мусаева, А.М. Сыркин // История и педагогика естествознания. – 2015. – № 1. – С. 27–34.*
3. *Vetter, O.J. Oilfield Chemistry A Challenge for the Industry. // J Pet Technol. – 1972 – 24. – P. 994–995. doi: https://doi.org/10.2118/3922-PA.*
4. *Vetter, O.J. Oil-Field Chemistry – A Multi-Billion Dollar Challenge. // SPE Oilfield Chemistry Symposium, Denver, Colorado, May 1973. – P. 179–187. doi: https://doi.org/10.2118/4366-MS.*
5. *История компании: [Электронный ресурс] // АО «СНПХ». url: https://neftpx.ru/about/history/. (Дата обращения: 23.03.2025).*
6. *Fink J.K. Oil Field Chemicals. Gulf Professional Publishing, 2003. – 495 p.*
7. *Kelland M. A. Production Chemicals for the Oil and Gas Industry. Taylor & Francis, 2009 – 456 p.*
8. *Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: учеб. пособие: в 5 т. / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2009–2010.*
9. *Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.*
10. *Craddock H. A. Oilfield Chemistry and its Environmental Impact. Wiley, 2018. – 565 p.*
11. *Oil and Gas Chemistry Management: in 4 vol. / Ed. by Qiwei Wang. Elsevier, 2021–2022.*
12. *Caili Dai, Fulin Zhao. Oilfield Chemistry. Springer Singapore, 2018. – 395 p.*
13. *Oilfield Chemistry [Electronic resource]. URL: https://ythx.scu.edu.cn/ (date of treatment: 23.03.2025).*
14. *Глущенко В.Н. Нефтепромысловую химию на уровень вузовской дисциплины // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 130–137.*
15. *Глущенко В.Н. Перспективные направления совершенствования кислотных составов и методов воздействия на призабойную зону пласта / В.Н. Глущенко, Г.П. Хижняк, А.А. Мелехин // Недропользование. – 2023. – Т. 23, № 3. – С. 122–132.*
16. *Государственный образовательный стандарт высшего профессионального образования. Направление 550800 Химическая технология и биотехнология. Степень (квалификация) – магистр техники и технологии. М: Министерство образования РФ, 2000 [Электронный ресурс]. URL: https://www.fgosvo.ru/archivegosvpo/downloads?f=%2Fuploadfiles%2FGOS_VO%2F2000%2F550800_M_2000.doc&id=833 (Дата обращения: 23.03.2025).*
17. *Жуков А.Ю. Требования «Газпром нефти» к химическим реагентам, применяемым для добычи углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 109–113.*
18. *Реестр «Перечень химических продуктов, прошедших испытания и рекомендованных для безопасного применения их в нефтяной отрасли» [Электронный ресурс]. URL: https://gcssnph.ru/reestry. (Дата обращения: 25.11.2024).*

KEYWORDS: *oilfield chemistry, oilfield chemicals, system approach, classification.*

ВЫСОКОИНГИБИРОВАННАЯ СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА «Полиэконол Вассер»

УДК 624.953

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОДНИМ ИЗ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ЯВЛЯЕТСЯ НАПРАВЛЕНИЕ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА ЭТАПЕ БУРЕНИЯ. СНИЖЕНИЕ РИСКОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗМОЖНОСТЬ БУРЕНИЯ В СЛОЖНОСОВМЕСТИМЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ, УВЕЛИЧЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СКОРОСТЕЙ ПРОХОДКИ ПРИ СОХРАНЕНИИ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ОТ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ, СНИЖЕНИЕ ВРЕМЕНИ НА ПОДГОТОВКУ СТВОЛА СКВАЖИНЫ К ПРОВЕДЕНИЮ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И СПУСКУ ОБСАДНЫХ КОЛОНН – ВОТ ОСНОВНЫЕ ВЫЗОВЫ, СТОЯЩИЕ ПЕРЕД БУРОВЫМ ПОДРЯДЧИКОМ И СЕРВИСНЫМИ КОМПАНИЯМИ НА ЭТАПЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ. ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ПОМОГАЕТ РЕШАТЬ ДАННЫЕ ЗАДАЧИ И ВНОСИТ СВОЙ ВКЛАД В СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА ЭТАПЕ БУРЕНИЯ

NOWADAYS, ONE OF THE PRIORITY AREAS FOR IMPROVING THE EFFICIENCY OF WELL CONSTRUCTION IS THE DIRECTION OF REDUCING COSTS AT THE DRILLING STAGE. THE MAIN CHALLENGES FACING THE DRILLING CONTRACTOR AND SERVICE COMPANIES AT THE WELL CONSTRUCTION STAGE ARE REDUCING THE RISKS OF COMPLICATIONS, THE POSSIBILITY OF DRILLING IN DIFFICULT-TO-COMPATIBLE GEOLOGICAL CONDITIONS, INCREASING MECHANICAL RATES OF PENETRATION WHILE MAINTAINING HIGH-QUALITY CLEANING OF THE WELLBORE FROM DRILLED ROCK, REDUCING THE TIME FOR PREPARING THE WELLBORE FOR A SET OF GEOPHYSICAL STUDIES AND LOWERING CASING STRINGS. THE USE OF NEW GENERATION DRILLING FLUID SYSTEMS HELPS TO SOLVE THESE PROBLEMS AND CONTRIBUTES TO REDUCING COSTS AT THE DRILLING STAGE

Ключевые слова: *строительство скважин, бурение, буровые растворы, спуск обсадных колонн, снижение затрат.*

Кривцов Илья Владимирович

руководитель проекта по оказанию сервисных услуг АО «НПО «Полицелл»

Помимо прочего, при строительстве скважин огромное внимание уделяется экологической безопасности применяемых химических реагентов и буровых растворов на их основе, а также вопросам дальнейшей утилизации (как к технологии, так и к стоимости). Применение систем буровых растворов с низкой экологической безопасностью может привести к значительному увеличению затрат на утилизацию отработанных буровых растворов и бурового шлама.

Все вышеперечисленное приводит к повышению эксплуатационных и экологических требований к буровым растворам, что, в свою очередь, приводит к усложнению их компонентного состава и необходимости применения химических реагентов нового поколения.

АО «НПО «Полицелл» – ведущий российский производитель реагентов и материалов для бурения. Кроме того, АО «НПО «Полицелл» осуществляет разработку и внедрение новых систем буровых растворов как на водной, так и на углеводородной основе, в том числе для бурения в сложносовместимых геологических условиях. При разработке систем буровых растворов учитываются особенности геологического разреза, требования заказчика, а также требования к экологической безопасности – в качестве сырья для производства компонентов применяются материалы природного происхождения.

Одной из таких экологически безопасных универсальных систем является система бурового раствора на водной основе – «Полиэконол Вассер».

Отличительной особенностью системы «Полиэконол Вассер» является высокая ингибирующая способность, максимально замедляющая набухание глинистых частиц, что значительно снижает риски осложнений при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях, особенно в интервалах залегания активных глин.

Было проведено тестирование реагента «Полиэконол Вассер» на тестере линейного набухания в течение 24 часов. На рис. 1, 2 представлены результаты испытания.

Основным компонентом данной системы является концентрат «Полиэконол Вассер», который представляет собой раствор химически модифицированных углеводов (до 40 % масс.), гликолей и ингибиторов аминного типа. Все компоненты, входящие в состав концентрата «Полиэконол Вассер», ингибируют набухание глинистых материалов. Количественно состав указанных материалов подобран таким образом, что в композиции максимально проявляется синергетический эффект.

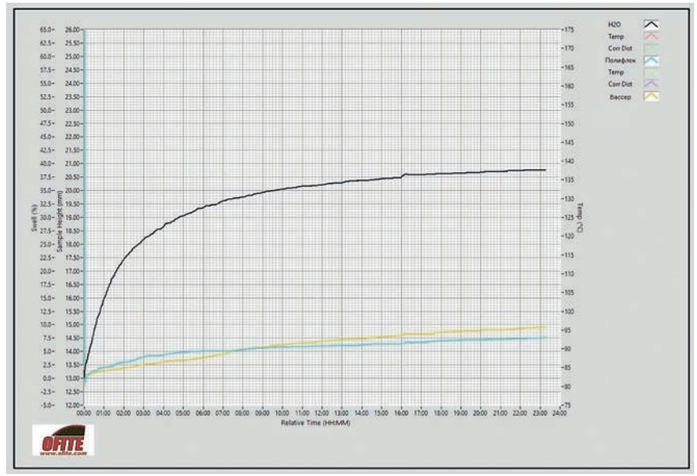
Концентрат «Полиэконол Вассер» сохраняет текучесть при температуре минус 30 °С, что позволяет использовать его при строительстве скважин в условиях низких температур Крайнего Севера.

Буровой раствор «Полиэконол Вассер» может использоваться при строительстве скважин с забойными температурами до 120 °С.

Система бурового раствора «Полиэконол Вассер» успешно применяется при строительстве эксплуатационных скважин Харасавэйского месторождения.

Строительство скважин на Харасавэйском месторождении сопряжено с рядом возможных осложнений – неустойчивость ствола скважины, сальникообразования, осыпи и обвалы, сужения ствола скважины, поглощения, газоводопроявления, прихваты. Применение данной системы бурового раствора позволило успешно закончить строительством 40 наклонно направленных и горизонтальных скважин Харасавэйского месторождения. Скважины имели разные профили, разную глубину по вертикали и по стволу, различные целевые пласты.

РИСУНОК 1. Результаты тестирования реагента «Полиэконол Вассер» на тестере линейного набухания



Всего с применением данной системы бурового раствора было пробурено 65 170 метров.

Для регулирования реологических и фильтрационных свойств системы применялись ксантановый биополимер и полианионная целлюлоза низкой и высокой вязкости. В качестве смазывающей добавки использовались жидкая смазочная добавка СМЭГ-5 и сухая смазочная добавка Микан-40.

Глинопорошок для заготовки и дообработки бурового раствора «Полиэконол Вассер» не применялся, что позволило регулировать и контролировать реологические характеристики промывочной жидкости при бурении в активных глинах.

Интервал эксплуатационного хвостовика скважин Харасавэйского месторождения представляет собой протяженный участок, при бурении которого происходит вскрытие Яронгской свиты, склонной к обвалообразованиям, сужениям, кавернообразованиям.

РИСУНОК 2. Внешний вид глинистых таблеток до и после испытания

а б

а – до начала эксперимента; б – по окончании эксперимента

Применение системы «Полиэконол Вассер» позволило осуществлять строительство данной секции без осложнений. По статистике, с применением системы бурового раствора «Полиэконол Вассер» сократилась продолжительность спуско-подъемных операций и проработок ствола: при плановой продолжительности 45,5 часа потребовалось в среднем 27,5 часа.

Использование системы «Полиэконол Вассер» позволило переводить буровой раствор с интервала на интервал, а также на последующую скважину без потери стабильности и отклонений параметров.

Система «Полиэконол Вассер» при использовании на Харасавэйском месторождении показала себя как легко управляемая система бурового раствора, сохраняющая стабильность реологических параметров и низкие фильтрационные характеристики и позволяющая осуществлять строительство скважин в сложных геологических условиях, достигая при этом высоких скоростей бурения. Высокая ингибирующая способность позволила поддерживать требуемые параметры промывочной жидкости даже в условиях неэффективной работы системы очистки. Применение высокоингибированной системы позволило снизить непроизводительное время и минимизировать риски возникновения осложнений при бурении эксплуатационных скважин Харасавэйского месторождения.

Keywords: *well construction, drilling, drilling fluids, casing descent, cost reduction.*

ПРЯМАЯ ЭМУЛЬСИЯ ПОЛИОЙЛ ДИРЕКТ – современный подход к бурению скважин

Полищученко Василий Павлович
руководитель научно-технологического центра, АО «НПО «Полицелл», к.х.н.

Смирнов Максим Евгеньевич
ведущий технолог, АО «НПО «Полицелл»

Ноздря Владимир Иванович
председатель совета директоров, АО «НПО «Полицелл», к.г.-м.н.

Мазыкин Сергей Владимирович
заместитель генерального директора по перспективному развитию, АО «НПО «Полицелл»

РАЗРАБОТАНА СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ НИЗКОЙ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ СКВАЖИН ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ, ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕСТИРОВАНИЙ, РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ, УСТОЙЧИВОСТИ К ЗАГРЯЗНЕНИЯМ, ПРОВЕДЕНЫ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ РАСТВОРОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

A DRILLING FLUID SYSTEM BASED ON A LOW-DENSITY DIRECT EMULSION HAS BEEN DEVELOPED FOR WELLS IN EASTERN SIBERIA. TEST RESULTS, RHEOLOGICAL PROPERTIES, CONTAMINATION RESISTANCE, AND FIELD TRIALS DURING WELL CONSTRUCTION ARE PRESENTED

Ключевые слова: *прямая эмульсия, буровой раствор, углеводородная фаза, полимерный ингибитор.*

Буровой раствор в цикле строительства скважины занимает важный технологический сегмент, выбор которого определяет качество строительства скважины. Среди различных систем растворов эмульсионные на основе обратной эмульсии считаются самыми эффективными, но в то же время и самыми дорогими. Растворы на углеводородной основе или РУО, как наиболее часто сокращенно называют эти системы, превосходят растворы на водной основе практически по всем показателям, и, проводя сравнение, проще перечислить их недостатки, к которым относятся: стоимость 1м^3, дорогостоящие методы ГИС, экологическая составляющая и методы обращения с отходами бурения, дегазация в условиях газопроявления, повышение реологии при водо- и рапопроявлении.

В высокую стоимость 1м^3 РУО основной вклад вносит углеводородная составляющая, содержание которой может варьироваться от 60 до 95%. Природа РУО не позволяет снизить объемную долю углеводородной составляющей менее 60%, что приводит к росту реологических показателей и последующей потере седиментационной стабильности.

Снижение стоимости раствора с углеводородной составляющей возможно путем применения прямой эмульсии, в которой объемное содержание углеводорода значительно меньше (15–45%). Поскольку стабилизация прямых эмульсий представляет собой сложную задачу, их опытно-промышленное применение носит единичный характер.

Бурение скважин в Восточной Сибири сопряжено со вскрытием интервалов с высокой вероятностью поглощений бурового раствора. Литологический разрез представляет собой переслаивающиеся терригенные и хемогенные отложения с растворимой каменной солью и отличается низкими коэффициентами аномальности (менее 1,0). Применение соленасыщенных растворов на водной основе в данных геологических условиях создает высокую вероятность возникновения поглощений, поскольку плотность таких растворов составляет 1,20–1,23 г/см^3. Поэтому для снижения рисков поглощения используют растворы на углеводородной основе РУО с плотностью 1,10 г/см^3 и менее. В этих разрезах ключевая задача РУО, наряду с ингибированием и инертности к солям, это снижение плотности.

Снижение стоимости раствора с углеводородной составляющей возможно путем применения прямой эмульсии, в которой объемное содержание углеводорода значительно меньше (15–45% объемн.). Поскольку стабилизация прямых эмульсий представляет собой сложную задачу, их применение носит единичный характер.

ФАКТЫ

60-95%

стоимости 1 м^3 РУО составляет углеводородная компонента

К технологическим вызовам прямой эмульсии следует отнести потерю седиментационной стабильности при высоком содержании углеводородной фазы, повышении температуры, минерализации, изменении pH.

Наряду с этим, при высоком содержании углеводородной фазы (выше 25%) снижается вязкость при низких скоростях сдвига, что является важным фактором при очистке ствола скважины в горизонтальных участках и скважин большого диаметра.

Раствор на водной основе, каковым является прямая эмульсия, должен обеспечивать высокие ингибирующие свойства.

Ключевым реагентом прямой эмульсии является эмульгатор, определяющий поверхностное натяжение. Для решения этой задачи было найдено решение из двух эмульгаторов Поли Стаб и Полиойлчек БН. Разработана соленасыщенная прямая эмульсия (таблица 1) для бурения надсолевых, солевых и подсолевых интервалов.

Для скважин Восточной Сибири разработано два состава прямой эмульсии – соленасыщенный плотностью 1,05 и минерализованный 0,90 г/см^3. Вода – основа раствора, щелочь – регулятор pH. В качестве структуробразователя и понизителя фильтрации использован биополимер и модифицированный крахмал. Хлористый натрий применен для соленасыщенного раствора, хлористый калий – для минерализованного низкой плотности. В качестве эмульгаторов использованы

ТАБЛИЦА 1. Составы прямой эмульсии Полиойл Директ

Наименование реагента	Функция реагента	Состав, кг/м³	
		для 0,90	для 1,05
Вода техническая	Основа для раствора	364	580
NaOH	Регулятор pH	0,07	0,1
Крахмальный реагент «ПолиКР-К»	Понизитель фильтрации	5,5	12
Биополимер «Биоксан»	Структурообразователь	0,36	1,9
«ПолиСтаб»	Эмульгатор	37	40
«Полиойлчек Стаб БН»	Эмульгатор	4,4	20
«Полиойл Директ»	Дисперсионная фаза эмульсии	469	250
NaCl	Источник ионов Cl^-	–	135
KCl	Источник ионов K^+	14	–
Мел	Кислоторастворимый кольматант	14	40
«Полифлок Плюс-20»	Полимерный ингибитор	0,7	1
«Полидефомер»	Пеногаситель	1	1
«Полибакцид»	Бактерицид	1	1
Окись магния	Нейтрализатор углекислотной агрессии	1	1

ТАБЛИЦА 2. Результаты теста на цилиндре стабильности

Плотность	Единица измерения	T, °C замера	Требуемая плотность	Плотность через 24/48 ч
Верх ЦС-2	г/см³	13	1,05	1,05/1,04
Низ ЦС-2	г/см³			1,05/1,06
Верх ЦС-2	г/см³		0,90	0,90/0,89
Низ ЦС-2 через 24/48 ч	г/см³			0,90/0,91

комплексы Поли Стаб и Полиойлчек Стаб БН, которые обеспечили как седиментационную устойчивость, так и реологические параметры при содержании углеводородной фазы эмульсии, масла «Полиойл Директ» 469 и 250 кг/м³ – для минерализованного и соленасыщенного раствора. Кислоторастворимый кольматант – мел. Полимерный ингибитор для нейтрализации коллоидной фазы, нейтрализатор углекислоты – окись магния, пеногаситель, бактерицид.

На стадии тестирования произвели оценку седиментационной устойчивости прямой эмульсии Полиойл Директ плотностью 0,90 и 1,05 г/см³ при температуре продуктивного пласта 13 °C. Оценивали плотность верха и низа цилиндра ЦС через 24 ч и 48 ч. Отслоение не отмечено.

Устойчивость к загрязнениям Полиойл Директ плотностью 1,05 г/см³. Измерения реологических параметров производили при двух температурах пластовой температуры 13 °C и 20 °C. Исходный раствор до загрязнения: реологические параметры соответствуют проектным значениям, пластическая вязкость менее 30 сПз, $СНС_{1/10}$ 33/43 дПа, Ф 1 мл. Загрязнение активным глинопорошком ПБМБ 50 кг/м³ приводит к незначительному увеличению структурно-реологических параметров, но даже незначительная дообработка эмульгаторов 1 кг/м³ показывает снижение пластической вязкости и $СНС_{10}$.

ФАКТЫ

Для скважин Восточной Сибири

разработано два состава прямой эмульсии – соленасыщенный плотностью 1,05 и минерализованный 0,90 г/см³

Дополнительно загрязнение производили галитом – 70 кг/м³, гипсом – 20 кг/м³, углекислым газом, 0,7 МПа, 30 мин, цементом – 1,5 % к объему эмульсии, утяжеление мрамором – 300 кг/м³, рассолом KCl 1,05 г/см³ – 30 % к объему эмульсии. Перечисленные загрязнения не приводят к существенным изменениям.

Возможность проведения электрических методов геофизических работ подтверждена измерениями проводимости и удельного сопротивления Полиойл директ плотностью 1,05 г/см³ и раствора плотность 0,90 г/см³. Сопротивление прямой эмульсии сопоставимо со значением растворов на водной основе.

Для исключения наработки коллоидной твердой фазы (МВТ) в системе применен полимерный ингибитор ПОЛИФЛОК. В отдельных методиках по оценке степени ингибирования системы показатель изменения МВТ используется как критерий степени ингибированности раствора после добавления в него глинопорошка. Так, калий, хлор и другие неорганические ингибиторы не способны снизить МВТ, а только замедляют его рост, и единственный способ в такой системе – это разбавление.

МВТ исходной глинистой суспензии составляет порядка 60 кг/м³, по мере увеличения концентрации содержания ингибитора Полифлок МВТ снижается и остается на уровне менее 10 кг/м³ после содержания свыше 1 %.

Таким образом, полимер Полифлок не только ингибирует наработку, но даже снижает МВТ, что выгодно отличает его от всех других известных ингибиторов.

Для понимания механизма снижения МВТ на лазерном анализаторе определили размер частиц. 6 % глинистой суспензии, средний размер составил 3 мкм. После добавления в эту глинистую суспензию 20 кг/м³ полимера Полифлок размер частиц увеличивается до 58 мкм. Таким образом, адсорбция полимера на коллоидных глинистых частицах нейтрализует МВТ, увеличивает их размер без коагуляции.

На двух скважинах Тас-Юряхского НГКМ применена система прямой эмульсии Полиойл Директ плотностью 0,90 и 1,10 г/см³. Скважина 1051 закончена, 1081 – на стадии бурения хвостовика. На скважине 1051 Полиойл Директ применен в интервалах: кондуктор 60–910 м, пилотный ствол – 2052 м, эксплуатационная колона – 2290 м при плотности 1,10 г/см³. Хвостовик – 3687 м при плановой плотности 0,90 г/см³. На стадии приготовления раствора использована вода с плотностью 1,01 г/см³.

РИСУНОК 1. Внешний вид состава плотностью 1,05 г/см³ после отстоя 48 ч

РИСУНОК 2. Внешний вид состава плотностью 0,90 г/см³ после отстоя 48 ч

РИСУНОК 3. Фото прямой эмульсии под микроскопом

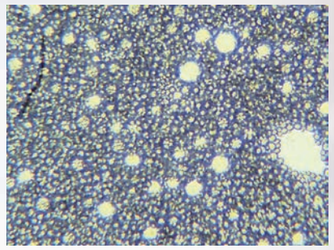


РИСУНОК 4. Распределения размеров частиц пресной прямой эмульсии

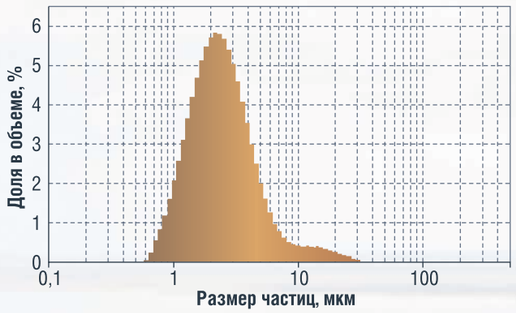


РИСУНОК 5. Распределения размеров частиц соленасыщенной прямой эмульсии

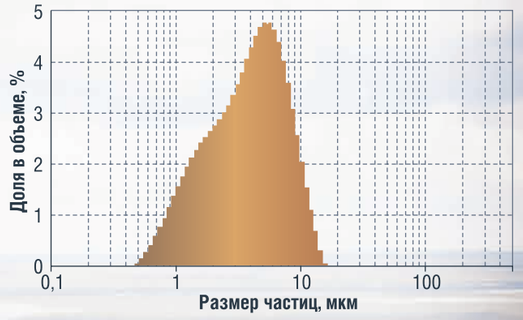
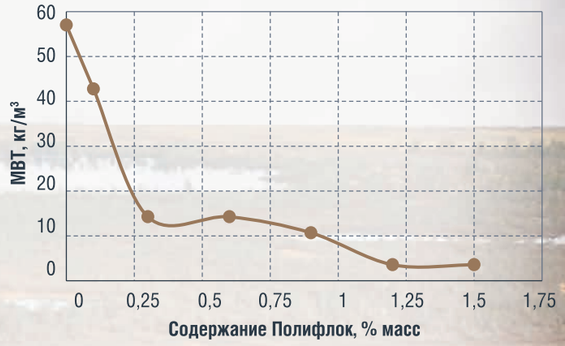


РИСУНОК 6. Зависимость МВТ от концентрации ингибитора Полифлок



ФАКТЫ

Эмульгатор,

определяющий поверхностное натяжение, является ключевым реагентом прямой эмульсии

Фактическая плотность после приготовления составила 0,92 г/см³. Бурение хвостовика на первой скважине велось с управляемым давлением. При расчетной плотности 1,13 фактическая ЭЦП не превышала 1,05–1,06 г/см³. В процессе бурения наблюдались сложности работы всех четырех ступеней очистки. При бурении скважин не отменено критических отклонений от программных значений.

РИСУНОК 7. Распределение размеров частиц исходной глинистой суспензии

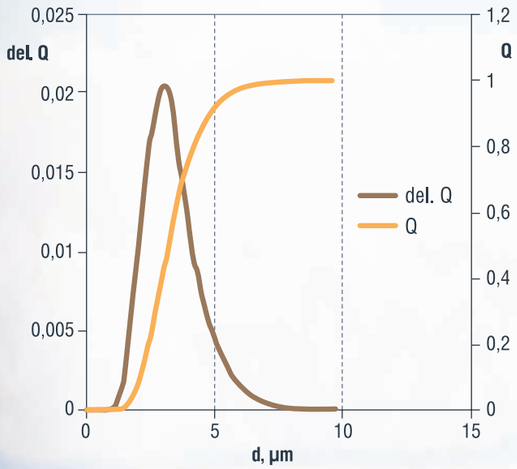


РИСУНОК 8. Распределение размеров частиц глинистой суспензии с добавкой 20 кг/м³ Полифлок

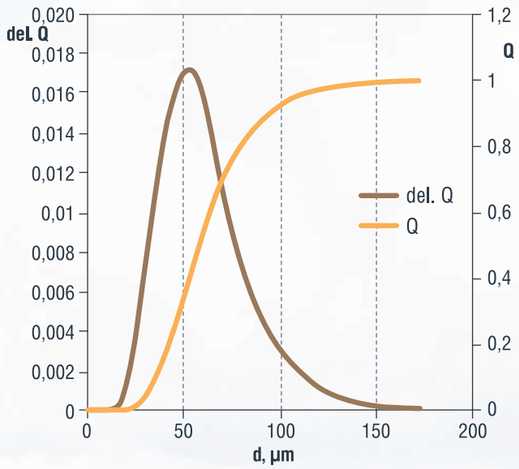


ТАБЛИЦА 3. Технологические параметры Полиойл Директ при моделировании загрязнения

Плотность, г/см³	Ф (API) мл	Т изм, °С	Показания вискозиметра								ПВ, сП	ДНС, дПа	СНС₁ дПа	СНС₁₀ дПа	pH
			600	300	200	100	60	30	6	3					
Исходный раствор до загрязнения															
1,05	1,0	20	81	53	42	28	21	15	7	5	28	119,7	33,5	43,1	9
		13	94	62	47	31	23	16	7	5	32	143,6	33,5	33,5	
Загрязнение глинопорошком ПБМБ – 50 кг/м³															
1,09	3,0	20	98	64	51	34	25	17	8	7	34	143,6	38	52,7	9
		13	122	80	61	41	29	20	8	6	42	182	38	38	
Загрязнение глинопорошком ПБМБ 50 кг/м³ + 1 кг/м³ Стаб БН *															
1,09	3,0	20	95	66	52	36	28	20	10	7	29	177,2	38	47,9	9
		13	112	78	62	48	28	23	11	8	34	211	43,1	52,7	
Загрязнение галитом NaCl – 70 кг/м³															
1,11	3,0	20	81	53	42	28	21	14	7	6	28	119,7	43,1	47,9	9
		13	107	73	61	39	29	19	8	6	34	186,7	38,3	43,1	
Загрязнение гипсом – 20 кг/м³															
1,08	2,4	20	81	54	42	29	22	15	7	6	27	129,3	28,7	33,5	9
		13	101	68	52	34	24	16	7	5	33	167,6	33,5	38,3	

Выводы

Разработаны две системы прямой эмульсии Полиойл Директ для условий скважин Восточной Сибири – соленасыщенная и минерализованная с повышенным содержанием углеводородной фазы. Протестирована система Полиойл Директ по программе ПАО «Газпром» для условий Тас-Юряхского месторождения, подтверждена стабильность и соответствие свойств. Проведены опытно-промысловые испытания на двух скважинах с применением прямой эмульсии Полиойл Директ при бурении солевых отложений и минерализованой низкой плотности для вскрытия продуктивного пласта. Впервые пробурены скважины на прямой эмульсии низкой плотности с беспрецедентным содержанием углеводородной фазы, высокими значениями вязкости при низких скоростях сдвига.

Keywords: *direct emulsion, drilling fluid, hydrocarbon phase, polymer inhibitor.*

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СНИЖЕНИЮ АВАРИЙНОСТИ

при строительстве скважин на примере нефтяного месторождения Пермского края

УДК 622.24.001

БУРЕНИЕ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПЕРМСКОГО КРАЯ ЗАЧАСТУЮ СОПРОВОЖДАЕТСЯ ВЫСОКОЙ АВАРИЙНОСТЬЮ И ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ОСЛОЖНЕНИЙ РАЗЛИЧНОГО ХАРАКТЕРА, СООТВЕТСТВЕННО, ЦЕЛЬЮ ИССЛЕДОВАНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКА ТРЕБОВАНИЙ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЕКТНЫХ РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ПРИВЕДЕНИЕМ ИХ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ К УСТАНОВЛЕННЫМ ТРЕБОВАНИЯМ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАМЕННОУГОЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИВЕДЕННЫХ В РАБОТЕ ИССЛЕДОВАНИЙ В СОВОКУПНОСТИ С НЕПРЕРЫВНЫМ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ СОПРОВОЖДЕНИЕМ НА ЭТАПЕ БУРЕНИЯ ПОЗВОЛИЛО БЕЗАВАРИЙНО ПРОБУРИТЬ СКВАЖИНЫ НА РАССМАТРИВАЕМОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

WELL DRILLING IN DIFFICULT PERM REGION GEOLOGICAL CONDITIONS IS OFTEN ACCOMPANIED BY THE HIGH LEVEL OF DRILLING ACCIDENTS AND INITIATION OF DIFFERENT TROUBLES. CONSEQUENTLY, THE OBJECTS ARE REQUIREMENTS ENGINEERING AND OPTIMIZATION OF DRILLING MUD DESIGNED FORMULATION WITH REDUCTION THEIR COMPONENT COMPOSITION AND CHARACTERISTIC EXPONENTS TO IMPOSED REQUIREMENTS FOR COMPLETION OF WEAK CARBON DEPOSITS ON CONSIDERED FIELD. USING THE RESEARCH RESULTS, STATED IN THE ARTICLE, TOGETHER WITH CONTINUOUS ENGINEERING SUPPORT AT THE STAGE OF DRILLING, ALLOWED TO DRILL WELL ON THE PERM REGION OIL FIELD WITHOUT INCIDENTS

Ключевые слова: *горизонтальная скважина, бурение, устойчивость пород, буровой раствор, геомеханическое моделирование, лабораторные исследования.*

Клыков Павел Игоревич
руководитель направления управления проектирования строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Мелехин Александр Александрович
научный руководитель, доцент кафедры нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, к.т.н.

Изменение структуры ресурсов углеводородного сырья в сторону трудноизвлекаемых запасов, усложнение горно-геологических условий бурения и другие факторы неизбежно ведут к усложнению конструкций и траекторий скважин. Растет число горизонтальных скважин, бурение которых сопровождается высокой аварийностью и возникновением осложнений различного характера. Причины осложнений при строительстве горизонтальных скважин через терригенные отложения связаны с потерей устойчивости глинистых пород, представленных легко осыпающимися аргиллитами и мергелями, и их разупрочнением под воздействием бурового раствора [1, 2]. Минимизация отрицательного влияния данных причин позволит снизить количество осложнений при бурении горизонтальных скважин.

Информация об исследуемом месторождении

В административном отношении исследуемое нефтяное месторождение расположено в Соликамском районе Пермского края. Участок работ характеризуется низкой изученностью глубоким бурением. В пределах участка пробурено три скважины: поисковая скважина № 1П, разведочная скважина № 2Р и эксплуатационная № 3Э. На месторождении

выделяют две промышленные залежи нефти, приуроченные к бобриковскому горизонту (пласт Бб) и турнейско-фаменским отложениям (пласт Т-Фм).

Исходя из опыта строительства скважин № 1П, 2Р, 3Э на рассматриваемом месторождении, основными проблемами, возникающими при бурении, являются:

- поглощения бурового раствора (уфимский ярус, соликамский и шешминский горизонты каменноугольной системы) во всех скважинах;
- при бурении скважины № 2Р отмечены затяжки бурового инструмента после отбора керна при подъеме в интервале бобриковских отложений каменноугольной системы.

В целом в районе работ неустойчивые отложения представлены в интервалах терригенных отложений верейского, алексинского, тульского (нижняя терригенная пачка), бобриковского и радаевского горизонтов каменноугольной системы.

Для снижения риска осложнений при бурении последующих скважин на рассматриваемом месторождении проведен ряд исследовательских работ, включающих в себя исследование физико-механических свойств терригенных отложений каменноугольной системы, разработка 1D геомеханических моделей, адаптация состава и свойств бурового раствора для вскрытия неустойчивых отложений каменноугольной системы и инженерно-технологическое сопровождение геомеханической модели.

Исследование физико-механических свойств терригенных отложений

При определении диапазона изменения плотности бурового раствора для обеспечения устойчивости стенок при бурении скважин и построении геомеханической модели исследование геомеханических параметров образцов керна является необходимым этапом комплекса работ [3–7].

Для проведения лабораторных исследований использован полноразмерный керн скважины № 3Э. Исследования проведены на образцах со 100%-ной насыщенностью пластовой водой. Смоделированы следующие условия: температура 30,1 °С для пласта Тл и 33,9 °С для пластов Бб и Рд, значение эффективного давления 33,0 МПа. Далее произведена выдержка до стабилизации, после чего определено время распространения продольной и поперечной волны и изменение пористости. Рассчитан коэффициент Пуассона, модуль Юнга, модуль сдвига, модуль объемного сжатия и коэффициент пористости.

При проведении исследований по определению предела прочности при объемном сжатии записаны максимальные разрушающие нагрузки и изменение геометрических размеров, исследуемых образцов во времени. На основании полученных данных для каждого образца построена диаграмма «деформация – напряжение», по которым рассчитаны упругие модули и коэффициент Пуассона. Ввиду значительной литологической расчлененности исследуемого интервала и условном принятии за пористость и плотность образцов одной «точки» образца получить достоверные зависимости между полученными параметрами и пористостью не удалось. Для решения этой проблемы осуществлено разделение на группы образцов по литотипам:

- *образцы с условно высокой прочностью* – песчаники преимущественно мелкозернистые и нефтенасыщенные с мелкими включениями пирита и углистыми жилками;
- *образцы с условно средней прочностью* – песчаники неравномерно алевритистые, неоднородные по пористости, с углисто-глинистыми прожилками, с гнездами пирита; алевриты, алевропесчаники с углисто-глинистыми прожилками, с гнездами пирита; известняки;
- *образцы с условно низкой прочностью* – глинистые песчаники, алевролиты, аргиллиты.

При изучении данных распределений, найдены связи между упруго-прочностными параметрами (рисунки 1–4), статическими и динамическими свойствами (рисунки 5, 6).

Итоговые зависимости, согласно лабораторным исследованиям керна, представлены ниже.

1. Зависимость предела прочности при одноосном сжатии от предела прочности при объемном сжатии:

$$\sigma_{сж} = 0{,}3565 \cdot \sigma_{осж} - 16{,}085, \quad \text{при } R^2 = 0{,}96 \qquad (1)$$

РИСУНОК 1.
Связь предела прочности при объемном сжатии с пределом прочности при одноосном сжатии

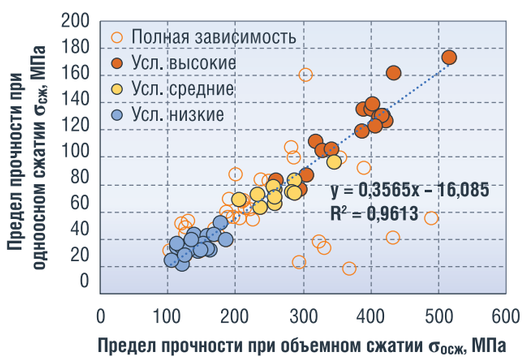


РИСУНОК 2.
Связь предела прочности при объемном сжатии с пределом прочности при одноосном растяжении (минимальные значения)

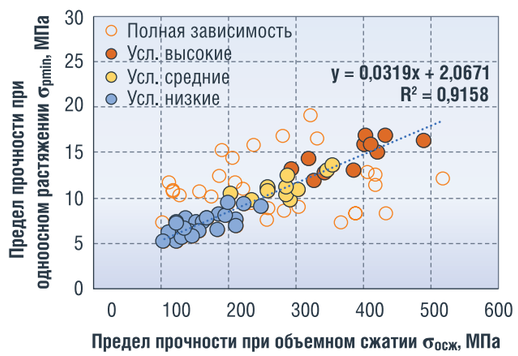


РИСУНОК 3.
Связь предела прочности при объемном сжатии с пределом прочности при одноосном растяжении (максимальные значения)

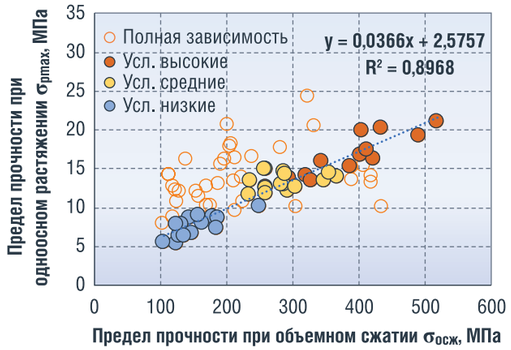


РИСУНОК 4.
Связь предела прочности при объемном сжатии со статическим модулем Юнга

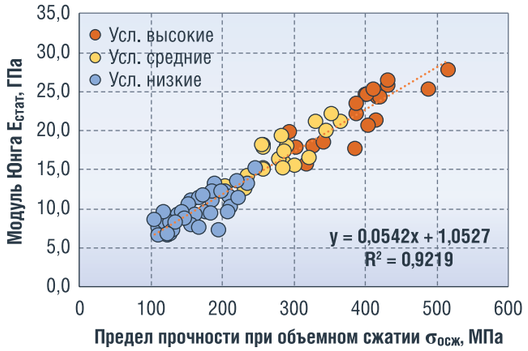


РИСУНОК 5.
Связь динамического модуля Юнга со статическим

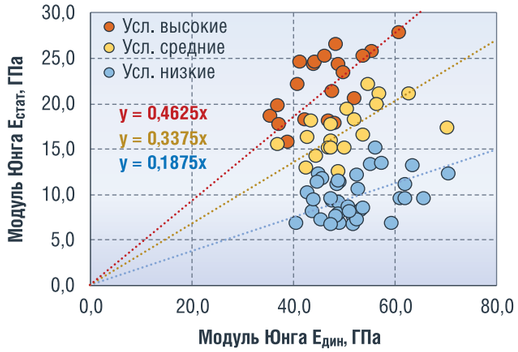
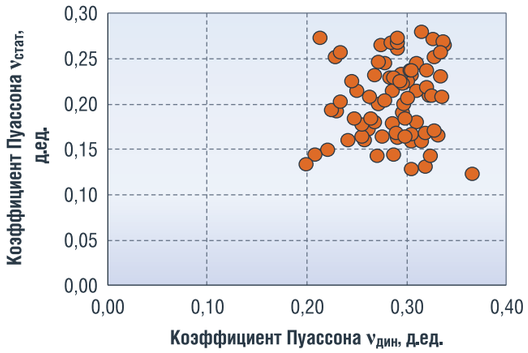


РИСУНОК 6.
Связь динамического коэффициента Пуассона со статическим



где $\sigma_{сж}$ – предел прочности при одноосном сжатии, МПа; $\sigma_{осж}$ – предел прочности при объемном сжатии, МПа.

2. Зависимость предела прочности при одноосном растяжении (минимальные значения) от предела прочности при объемном сжатии:

$$\sigma_{pmin} = 0{,}0319 \cdot \sigma_{осж} + 2{,}0671, \quad \text{при } R^2 = 0{,}92 \qquad (2)$$

где σ_{pmin} – предел прочности при одноосном растяжении (мин. значения), МПа.

3. Зависимость предела прочности при одноосном растяжении (средние значения) от предела прочности при объемном сжатии:

$$\sigma_{pmax} = 0{,}0366 \cdot \sigma_{осж} + 2{,}5757, \quad \text{при } R^2 = 0{,}90 \qquad (3)$$

где σ_{pmax} – предел прочности при одноосном растяжении (макс. значения), МПа.

4. Зависимость статического модуля Юнга от предела прочности при объемном сжатии:

$$E_{стат} = 0{,}0542 \cdot \sigma_{осж} + 1{,}0527, \quad \text{при } R^2 = 0{,}92 \qquad (4)$$

где $E_{стат}$ – статический модуль Юнга, ГПа.

5. Зависимость статического модуля Юнга от динамического:
   - для образцов с условно высокой прочностью

$$E_{стат} = 0{,}4626 \cdot E_{дин} \qquad (5)$$

где $E_{дин}$ – динамический модуль Юнга, ГПа;

   - для образцов с условно средней прочностью

$$E_{стат} = 0{,}3375 \cdot E_{дин} \qquad (6)$$

   - для образцов с условно низкой прочностью

$$E_{стат} = 0{,}1875 \cdot E_{дин} \qquad (7)$$

Получить достоверную зависимость между динамическим и статическим коэффициентом Пуассона получить не удалось. Итоговые зависимости использованы на следующем этапе работ при разработке 1D геомеханических моделей скважин.

Разработка 1D геомеханических моделей скважин

Для строительства пяти проектных горизонтальных скважин № 10Э, 11Э, 12Э, 14Э, 15Э на исследуемом месторождении выполнено построение предбуровой 1D геомеханической модели. В качестве исходных данных для построения модели использованы данные геофизических исследований скважин (ГИС) по ранее пробуренным скважинам, керновые исследования, данные о напряженном состоянии пород в регионе и буровые отчеты [8].

Геомеханические модели проектных скважин № 10Э, 11Э, 12Э, 14Э, 15Э построены в соответствии с утвержденной методикой [9, 10]: определены упруго-прочностные свойства пород, поровое давление, вертикальное и горизонтальные напряжения, выполнен расчет устойчивости стволов проектных

скважин. На рисунке 7 приведен расчет устойчивости ствола на примере проектной скважины № 10Э.

Обобщенные рекомендации о значениях плотности бурового раствора и конструкциях скважин рассматриваемого месторождения по результатам 1D геомеханического моделирования представлены таблице 1.

Адаптация состава и свойств бурового раствора для вскрытия неустойчивых терригенных отложений

Существенное влияние на устойчивость стенок скважины оказывают процессы физико-химического взаимодействия буровых растворов с вскрываемыми бурением горными породами, характеризующимися высокой анизотропией прочностных свойств. Следствием этих процессов являются встречаемые в скважине осложнения: осыпания и обвал стенок скважины, кавернообразование [11, 12].

При строительстве горизонтальных скважин через интервалы неустойчивых терригенных отложений, содержащих слабонабухающие глинистые минералы, склонные к трещинообразованию под воздействием водной среды, в частности в породах каменноугольной системы исследуемого месторождения, эффективно использование буровых растворов, характеризующихся минимальным разупрочняющим и расклинивающим действием.

РИСУНОК 7.
Графический расчет устойчивости ствола на примере проектной скважины № 10Э исследуемого месторождения Пермского края

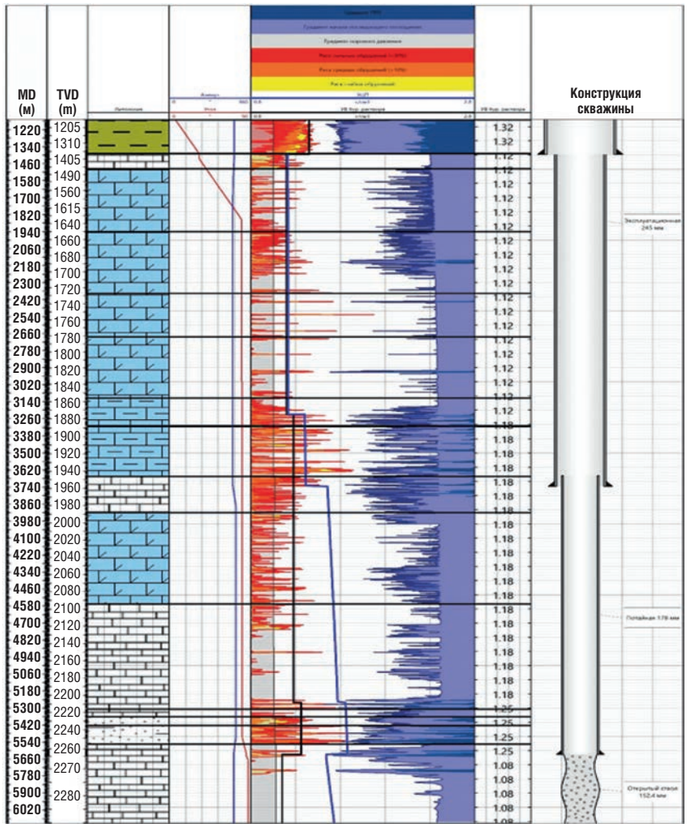


ТАБЛИЦА 1. Рекомендуемые плотности бурового раствора и конструкции скважин

Секция, мм	Глубина установки башмака колонны по вертикали / стволу, м	Интервал бурения, м	Название (тип) раствора	Плотность статическая, г/см³
Проектные скважины № 10Э, 11Э				
339,72 (техническая колонна)	1379/1396	208–1396	ПСБР	в соответствии с рекомендациями ПНИПУ*
244,48 (эксплуатационная колонна)	1958/3735	1396–3230 3230–3735	ХНР ИЭР	1,12 1,18
177,8 (потайная колонна)	2264/5627	3735–5260 5260–5627	ИЭР ИЭР	1,18 1,25
152,4 (открытый ствол)	–	5627–6115	ББР-СКП	1,08
Проектные скважины № 12Э, 14Э, 15Э				
339,72 (техническая колонна)	1397/1404	208–1404	ПСБР	в соответствии с рекомендациями ПНИПУ*
244,48 (эксплуатационная колонна)	1958/4065	1404–3629 3629–4065	ХНР ИЭР	1,12 1,18
177,8 (потайная колонна / пилотный ствол)	2256/5820	4065–5535 5535–5919	ИЭР ИЭР	1,18 1,25
152,4 (открытый ствол 1)	–	5844–6462	ИЭР	1,18
152,4 (открытый ствол 2)	–	5832–6444	ИЭР	1,18
114,3 (хвостовик фильтр)	2260/6483	5837–6483	ИЭР	1,18

* Пермский национальный исследовательский политехнический университет

ТАБЛИЦА 2. Результаты исследований по определению соответствия программной рецептуры ИЭР плотностью 1,25 г/см³ рекомендуемым требованиям

№	Показатель	Диапазон значений в соответствии с установленными требованиями	Фактические показатели свойств программной рецептуры ИЭР
1	2	3	4
1	Плотность	1,25	1,25
2	Пластическая вязкость при Т = 35 °С, мПа·с	30–70	49
3	Динамическое напряжение сдвига при Т = 35 °С, дПа	80–160	91
4	Статическое напряжение сдвига 10 с/10мин при Т = 35 °С, дПа	20–75/25–100	56,2/61,3
5	Электростабильность, В	≥ 500	629
6	Соотношение углеводородной и водной фаз	50–60/40–50	60/40
7	Температура вспышки раствора, °С	более 90	129
8	Температура вспышки углеводородной основы в закрытом тигле, °С	≥61	80
9	Минеральная соль, используемая для утяжеления водной фазы	хлорид кальция	хлорид кальция
10	Плотность водной фазы, г/см³	1,37–1,39	1,39
11	Содержание хлорид – ионов в водной фазе, г/л	не менее 319	351
12	Основной утяжелитель	барит	барит
13	Размер частиц кислоторастворимого кольматанта и его минимальная концентрация	12–30 мкм, не менее 5 % от объема твердой фазы раствора	Раствор включает твердую фазу, содержащую 11 % частиц размером 12–30 мкм
14	ДНСНСС (2R3-R6), фунт/100 фут²	–	8
15	Показания ротационного вискозиметра при скорости вращения ротора, об/мин: 3/6/30/60/100/200/300/600	–	10/12/20/27/35/52/68/117

В связи с этим использование промывочных жидкостей на водной основе для вскрытия пород под большими зенитными углами (более 80°) не представляется целесообразным, поскольку с течением времени в приствольной зоне скважины поры глинистых пород полностью заполняются водным фильтратом, давление которого становится близким к гидростатическому давлению столба промывочной жидкости, и перепад давления «приствольная зона – скважина» приближается к нулю, сохраняя свое значение только по мере удаления от этой зоны. С уменьшением перепада давлений создаются более благоприятные условия осыпания глинистых пород.

При вскрытии таких пород, по данным большинства исследователей [13–15], устойчивость стенок скважины можно значительно повысить путем использования безводного бурового раствора на углеводородной основе. Преимуществом указанного типа промывочной жидкости является практически полная инертность по отношению к терригенным породам вследствие отсутствия протекания процесса гидратации глинистых минералов.

Вместе с тем безводные системы буровых растворов являются наиболее дорогостоящим вариантом, поэтому наиболее перспективным для вскрытия рассматриваемых неустойчивых пород представляется использование инвертно-эмульсионных буровых растворов (ИЭР). Однако опыт строительства горизонтальных скважин через неустойчивые терригенные отложения свидетельствует о том, что использование ИЭР не всегда позволяет исключить осложнения, связанные с потерей устойчивости стенок скважины, что, по-видимому, связано с применением растворов, компонентный состав которых не позволяет в полной мере предотвратить разупрочнение вскрываемых неустойчивых пород. В связи с этим для снижения вероятности осложнений при строительстве горизонтальных скважин в случае наличия в разрезе «геомеханически слабых» терригенных пород наиболее целесообразно применение ИЭР, рецептура которых позволяет в максимально возможной степени снизить интенсивность изменения состава, структуры и свойств данного типа пород.

По результатам построения геомеханической модели устойчивости пород рекомендуемая плотность в интервале бурения неустойчивых отложений каменноугольной системы под потайную колонну на скважинах № 10Э, 11Э, 12Э, 14Э, 15Э составляет 1,25 г/см³. С целью проведения дальнейших исследований приготовлена рецептура ИЭР с повышенным содержанием утяжелителя для

ТАБЛИЦА 3. Результаты исследований по определению соответствия программной рецептуры ББР-СКП плотностью 1,08 г/см³ рекомендуемым требованиям для скважины № 10Э

№	Показатель	Диапазон значений в соответствии с установленными требованиями	Фактические показатели свойств проектной рецептуры ББР-СКП
1	2	3	4
1	Плотность	1,08	1,08
2	Пластическая вязкость при T = 35 °C, мПа·с	10–25	15
3	Динамическое напряжение сдвига при T = 35 °C, дПа	120–180	120
4	Статическое напряжение сдвига 10 с/10 мин при T = 35 °C, дПа	25–75/30–100	35,8/51,1
5	Показатель фильтрации, см³/30 мин при ΔP = 0,7 МПа	≤5	2,6
6	Основной утяжелитель	Карбонат кальция	Карбонат кальция
7	Размер частиц кислоторастворимого кольматанта и его минимальная концентрация	0,7–21 мкм, 5 % от объема твердой фазы раствора	Раствор включает смесь ККУ-М, содержащую 58 % частиц размером 0,7–21 мкм, что составляет 58 % от объема твердой фазы раствора

получения плотности раствора 1,25 г/см³ с учетом рекомендуемых требований. Результаты исследований приведены в таблице 2.

Индивидуальной программой на строительство скважины № 10Э в интервале бурения открытого ствола предусмотрено применение бурового раствора ББР-СКП плотностью 1,08 г/см³. Результаты исследований приведены в таблице 3.

ТАБЛИЦА 4. Результаты исследований по определению соответствия проектной рецептуры ИЭР плотностью 1,18 г/см³ рекомендуемым требованиям

№	Показатель	Диапазон значений в соответствии с установленными требованиями	Фактические показатели свойств проектной рецептуры ИЭР
1	2	3	4
1	Плотность	1,18	1,18
2	Пластическая вязкость при T = 35 °C, мПа·с	30–70	63
3	Динамическое напряжение сдвига при T = 35 °C, дПа	120–150	124,8
4	Статическое напряжение сдвига 10 с/10 мин при T = 35 °C, дПа	20–75/25–100	56,2/57,6
5	Электростабильность, В	≥500	760
6	Соотношение углеводородной и водной фаз	45–55/45–55	55/45
7	Температура вспышки раствора, °C	более 90	125
8	Температура вспышки углеводородной основы в закрытом тигле, °C	≥61	80
9	Минеральная соль, используемая для утяжеления водной фазы	хлорид кальция	хлорид кальция
10	Плотность водной фазы, г/см³	1,37–1,39	1,39
11	Содержание хлорид – ионов в водной фазе, г/л	не менее 319	351
12	Основной утяжелитель	Карбонат кальция	Карбонат кальция
13	Показания ротационного вискозиметра при скорости вращения ротора, об/мин: 3/6/30/60/100/200/300/600	–	10/12/26/33/43/67/89/152
14	Размер частиц кислоторастворимого кольматанта и его минимальная концентрация	0,9–21 мкм, не менее 5 % от объема твердой фазы раствора	Раствор включает смесь ККУ-М марок МК-3, МК-5, МК-40, содержащую 57 % частиц размером 0,9–21 мкм, концентрация указанных частиц составляет 57 % от объема твердой фазы раствора
15	ДНСНСС (2R3-R6), фунт/100 фут²	–	8

По результатам построения геомеханических моделей устойчивости скважин № 12Э, 14Э, 15Э пород рекомендуемая плотность в интервале бурения неустойчивых отложений бобриковского горизонта составляет 1,18 г/см³. С целью проведения дальнейших исследований приготовлена проектная рецептура ИЭР с повышенным содержанием карбоната кальция для получения плотности раствора 1,18 г/см³ с учетом рекомендуемых требований. Результаты исследований приведены в таблице 4.

По результатам исследований приведенные рецептуры соответствуют всем установленным ранее требованиям по составу и технологическим показателям.

Инженерно-технологическое сопровождение геомеханической модели при строительстве скважины исследуемого месторождения

В процессе строительства скважины № 10Э исследуемого месторождения осуществлялось непрерывное инженерно-технологическое сопровождение бурения, в том числе: контроль свойств и рецептуры бурового раствора, отбор и анализ шлама на предмет появления обвальной породы, мониторинг параметров бурения [8].

Предбуровая 1D геомеханическая модель подтверждена результатами бурения. Проблем со стабильностью ствола скважины не отмечено. Наличие обвального шлама также не зафиксировано.

Для скважин № 11Э, 12Э, 14Э, 15Э исследуемого месторождения Пермского края актуализированы предбуровые 1D геомеханические модели, с учетом фактического профиля и данных, полученных при бурении предыдущих скважин.

Выводы

1. Основными проблемами при бурении на объекте исследования являются поглощения бурового раствора и затяжки бурового инструмента в интервале каменноугольных отложений. Соответственно, для снижения риска осложнений проведен ряд исследовательских работ, включающих в себя исследование физико-механических свойств терригенных отложений каменноугольной системы, разработка 1D геомеханических моделей скважин, адаптация состава и свойств бурового раствора и инженерно-технологическое сопровождение геомеханической модели.
2. Исследование физико-механических свойств терригенных отложений позволило получить зависимости между упруго-прочностными параметрами, статическими и динамическими свойствами. Данные зависимости использованы при разработке 1D геомеханических моделей скважин.
3. Для строительства пяти проектных горизонтальных скважин № 10Э, 11Э, 12Э, 14Э, 15Э на исследуемом месторождении выполнено построение предбуровой 1D геомеханической модели. По результатам геомеханического моделирования даны рекомендации по плотностям бурового раствора и конструкциям проектных скважин.
4. Установлено, что устойчивость стенок скважины можно значительно повысить путем использования безводного бурового раствора на углеводородной основе. Наиболее перспективным для вскрытия рассматриваемых неустойчивых пород представляется использование инвертно-эмульсионных буровых растворов (ИЭР).
5. На основе результатов проведенных лабораторных исследований проведена оптимизация проектных рецептур буровых растворов с приведением их компонентного состава и показателей свойств к установленным требованиям, которым должны соответствовать растворы для вскрытия неустойчивых терригенных отложений каменноугольной системы исследуемого месторождения.
6. В ходе инженерно-технического сопровождения геомеханической модели установлено, что предбуровая 1D геомеханическая модель скважины № 10Э исследуемого месторождения подтверждена результатами бурения. Проблем со стабильностью ствола скважины не отмечено. Наличие обвального шлама также не зафиксировано. ●

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).

Литература

1. *Клыков П.И., Наговицин А.В., Зверев Г.В., Петренко И.А. Расчет устойчивости и оптимизация траекторий проектных скважин на основе 3D – геомеханического моделирования // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2023. № 5–6. С. 20–26.*
2. *Войтенко, В.С. Прикладная геомеханика в бурении. – М.: Недра, 1990. – 252 с.: – ISBN 5-247-01792-7.*
3. *Ганаева М.Р., Халиулин Р.Р, Балюра Н.Ю. Геомеханические исследования керна на Сахалинском шельфе с учетом литологической характеристики и геологической неоднородности нижненутовских отложений // НТВ «Каротажник». – 2019. – № 6 (300). – С. 160–168.*
4. *Гирфанов, И.И., Усманов И.Т. О зависимостях для определения геомеханических свойств для условий Ромашкинского нефтяного месторождения // Нефтяная провинция. 2021. № 3 (27). С. 57–66.*
5. *Муминов С.А., Попов С.Н. Выявление закономерностей изменения геомеханических свойств карбонатного коллектора Астраханского газоконденсатного месторождения на основе экспериментальных исследований образца керна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 4 (376). С. 42–48.*
6. *Субботин М.Д., Павлов В.А., Кудымов А.Ю. и др. Комплексное планирование лабораторных исследований керна для геомеханического моделирования на примере объектов АО «Сибнефтегаз» // НТВ «Каротажник». 2022. № 6 (320). С. 44–56.*
7. *Хьеу Ф.В. Оганов А.С., Лан Ч.Д. Геомеханическое исследование образцов кернов с блока 09-1 на шельфе Вьетнама СП Вьетсовпетро // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 1. С. 60–64.*
8. *Клыков П.И., Мелехин А.А. Разработка требований к буровому раствору для вскрытия неустойчивых отложений на основе комплексного геомеханического моделирования // Инженер-нефтяник. 2024. № S5. С. 43–49.*
9. *Лядова Н.А., Клыков П.И., Предеин А.А. Численное решение задач геомеханики // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т. 20, № 2. С. 126–136.*
10. *Маковей Н. Гидравлика бурения / Н. Маковей. – М.: Недра, 1986. – 536 с.*
11. *Басарыгин, Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2000. – 680 с.*
12. *Пуля Ю.А., Егорова Е.В. Проблемы бурения неустойчивых глинистых пород на Астраханском газоконденсатном месторождении // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. 2007. № 4 (13). С. 52–55.*
13. *Абрамов Е.В., Кокорина К.А., Нехорошев В.П. Раствор на углеводородной основе для бурения скважин в осложненных геологических условиях на месторождениях Западной Сибири // Бурение и нефть. 2016. № 3. С. 46–49.*
14. *Арсланбеков А.Р., Севодин Н.М., Соловьев С.Г. и др. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе // Бурение и нефть. 2011. № 3. С. 46–50.*
15. *Некрасова И.Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. т. 18, № 2. С. 129–139.*

Keywords: *horizontal well, drilling, rock stability, mud, geomechanical modelling.*

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

УДК 622.245

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ШЛАКОПОРТЛАНДЦЕМЕНТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ

для крепления скважин при повышенных температурах

Рожкова Оксана Владимировна
старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет

Овчинников Василий Павлович
научный руководитель, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, профессор, д.т.н.

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ НА СВОЙСТВА ШЛАКОПОРТЛАНДЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ. ПРОВЕДЕНО ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТЕЙ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ, СФОРМИРОВАННОГО ТАМПОНАЖНЫМ ШЛАКОЦЕМЕНТНЫМ РАСТВОРОМ. СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ О ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРИМЕНЕНИЯ ШЛАКОЦЕМЕНТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ

THIS ARTICLE EXAMINES THE EFFECTS OF TEMPERATURE AND PRESSURE ON THE PROPERTIES OF SLAG PORTLAND CEMENT STONE. A STUDY WAS CONDUCTED OF THE STRENGTH OF CEMENT STONE FORMED BY SLAG CEMENT MORTAR. CONCLUSIONS WERE MADE ON THE PROSPECTS OF FURTHER USE OF SLAG CEMENT COMPOSITIONS

Ключевые слова: *доменный шлак, температура, схватывание, цементный камень, портландцемент, прочность.*

С увеличением глубины бурения увеличивается и температура в скважине. Это вызывает ряд проблем на этапах строительства и последующей эксплуатации скважин. Тампонажный цемент (ТЦ) специально изготавливается для использования при бурении нефтяных скважин для заполнения пространства между стальными отливками и стенкой скважины. Для того чтобы приготовленный из него раствор успел достичь больших глубин нефтяных скважин, ТЦ обычно имеет контролируемое схватывание в условиях высоких температур и давлений. Однако после схватывания он быстро набирает прочность и остается стабильным при высоких температурах. Одним из важных требований перед вводом скважин в эксплуатацию является укрепление обсадных колонн и изоляция пластов путем закачивания тампонажных материалов [1].

Для этих скважин используются облегченные тампонажные цементы, которые изготавливаются путем замены части клинкерного компонента минеральными добавками. Для выбора наиболее подходящего материала при использовании в условиях высоких температур, прочность этих составов имеет первостепенное значение. Проектирование высокостабильного и низкопроницаемого высокопрочного тампонажного камня при температуре выше 120 °С чрезвычайно сложно, поскольку портландцемент претерпевает падение прочности начиная с 110 °С. Для предотвращения этой проблемы в составе раствора требуется введение мелкокристаллического стабилизатора. Основной интерес в этом отношении имеют шлакопортландцементные композиции.

Доменный шлак является побочным продуктом при производстве чугуна. Он обладает скрытыми гидравлическими свойствами, и его реакция активируется повышенными температурами. При смешивании с ПЦТ ДШ ускоряет гидратацию и реагирует с гидроксидом кальция [2]. Кроме того, добавление шлака изменяет микроструктуру камня и приводит к более мелкой структуре пор.

В свое время Мачинским Е.К., Булатовым А.И., Новохатским Д.Ф., Рахимбаевым Ш.М. и др. были предложены для цементирования высокотемпературных скважин тампонажные композиции (ШПЦС-120, ШПЦС-200, УШЦ-120, УШЦ-200 и др.), в составе которых присутствовали различные типы отходов металлургической промышленности, состоящие из шлаков. Однако из-за нестабильного химического состава происходило падение прочности в интервалах температур от 120 до 150 °С, кроме этого, наблюдалась низкая седиментационная устойчивость, а также шлакоцементным растворам была характерна высокая величина фильтратоотдачи.

ФАКТЫ

110 °С

– температура, выше которой портландцемент теряет прочность, что делает проектирование высокостабильного и низкопроницаемого высокопрочного тампонажного камня чрезвычайно сложной задачей

Устранение указанных недостатков, а также изменившееся положение в промышленности и политических взаимоотношениях между Россией и Украиной стали основанием для поиска альтернативных источников (поставщиков) шлаков доменного производства. Решено было рассмотреть возможности использования гранулированных доменных шлаков ООО «Мечел-Материалы» (г. Челябинск).

Выбор челябинских доменных шлаков был основан на составе доменных шлаков, практически идентичных по составу бездобавочному тампонажному портландцементу, однако при меньшем содержании оксидов кальция и большем – оксидов кремния в химическом отношении, в минералогическом отношении в шлаке наблюдается присутствие двухкальциевого силиката β-модификации. Это подтверждает возможность проведения дальнейший исследований [3].

Методы

На начальном этапе исследований используется замена части портландцемента доменным шлаком в сверхвысокотемпературном

ТАБЛИЦА 1. Влияние добавки доменного шлака на свойства шлакопортландцементных растворов

Состав (шлак/ПЦТ-1-G)	Плотность, кг/м³	Растекаемость, мм	Водоотделение, мл/250 см³ (%)
100/0	1710	185	5,6 (2,24)
20/80	1770	210	5,68 (2,27)
40/60	1770	225	6,77 (2,71)
50/50	1750	230	6,89 (2,76)
60/40	1750	230	7,08 (2,83)
80/20	1790	235	7,25 (2,9)
0/100	1810	245	7,36 (2,94)

цементе, а также определения интервалов варьирования ингредиентов предполагаемой композиции и первичные испытания реологических параметров полученных тампонажных растворов, представленные в таблице 1. Шлакопортландцемент для исследований получили путем смешивания гранулированного доменного шлака и обычного портландцементного клинкера в соответствующих пропорциях и измельчения полученной смеси для получения тщательной и однородной смеси двух компонентов. Компоненты смешивались в сухом виде и затворялись на технической воде при водосмесевом отношении В/С = 0,55, на основе тампонажного материала ПЦТ-I-G-CC-1, параметры были выбраны из условия обеспечения подвижности, седиментационной устойчивости тампонажного раствора. Удельная поверхность шлака составляла 350 м²/кг, портландцемента – 300 м²/кг.

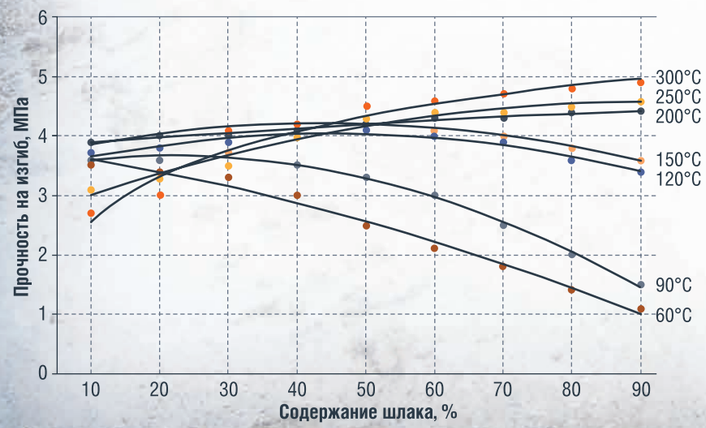
Увеличение седиментационной устойчивости можно объяснить эффектом наполнителя, который обеспечивает дополнительные поверхностные участки для зародышеобразования гидратов, поскольку потребность в воде порошка доменного шлака больше, чем у портландцемента, с дальнейшим увеличением содержания стального шлака свободная вода в тампонажном растворе уменьшается с увеличением содержания порошка стального шлака при определенных условиях потребления воды, что приводит к снижению значения водоотделения.

ФАКТЫ

Доменный шлак

реагирует и вступает в реакцию при температуре от 100 °C, образуя фазу ксонотлита и улучшая механическое поведение

РИСУНОК 1. Предел прочности на изгиб камня, твердеющего при различных температурах окружающей среды



Полученные результаты подтвердили выдвинутые ранее теоретические предпосылки и явились основанием для проведения более детальных исследований – определения оптимального состава сырьевой композиции, термостойкости продукта твердения, физико-механических свойств тампонажного раствора на его основе и т.д.

Результаты

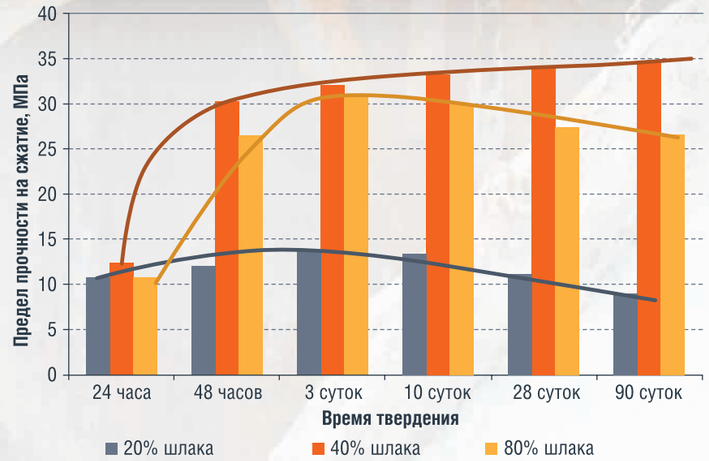
Многие исследователи изучали использование доменного гранулированного шлака в качестве антирегрессивного агента при высокой температуре. Авторы исследовали поведение прочности на сжатие цементного раствора класса G с добавлением шлака (0, 30, 35 и 40 %) при температуре 28 °C, 120 °C и 260 °C через 7 и 28 дней. В процессе было установлено, что доменный шлак реагирует и вступает в реакцию при высокой температуре от 100 °C, образуя фазу ксонотлита и улучшая механическое поведение, особенно в растворах с 35 % и 40 %.

Некоторые результаты исследований представлены ниже. Прочность крепи служит жизненно важной гарантией безопасности и устойчивости ствола скважины как в условиях нагрузки, так и без нее. Испытываемая прочность сформированного цементного камня охватывает различные типы, включая прочность на сжатие и прочность на изгиб. На рисунке 1 обобщено влияние различных категорий использования доменного шлака на механические характеристики тампонажных материалов, твердевших в течение двух суток при различных температурах (от 60 до 300 °C).

Обсуждение

Из результатов исследований ясно виден очевидный факт зависимости гидравлической активности исследуемых составов от температуры окружающей среды и соотношения компонентов. Наибольшая активность шлаковой добавки проявляется при температурах свыше 120 °C, при температуре ниже 100 °C более активен портландцемент.

РИСУНОК 2. Изменение прочности от времени твердения при температуре окружающей среды 120 °C



Примечание: на рисунке представлены средние значения прочностных показателей по результатам исследований 5 образцов

Результаты также показали, что включение доменного шлака повысило прочность портландцемента на сжатие. Добавление 20–40 % стального шлака было оптимальной дозой. В возрасте трех дней начальная прочность на сжатие образца составила 27 %, что было больше, чем у бездобавочного образца. В возрасте 28 дней образец с 20–40 % легированием достиг максимальной прочности на сжатие 36 МПа.

Подтверждаются выдвинутые ранее теоретические предпосылки о разных механизмах формирования камня, что подтверждается и результатами оценки его термической устойчивости (рисунок 2). При коэффициенте замены 20–40 % прочность на сжатие может достигать 35 МПа, а прочность на изгиб – до 9 МПа.

ФАКТЫ

Добавление 20–40 %

стального шлака повышает прочность портландцемента на сжатие

Заключение

В будущем это исследование может быть расширено, так как было установлено что:

- тампонажные растворы на основе разработанного вяжущего вещества характеризуются более низкой водопотребностью и имеют меньшую величину водоотдачи по сравнению с известными.
- высокая температура отверждения повышает прочность на сжатие и изгиб образцов шлакопортландцемента, а также изменяет режимы разрушения образцов, подвергнутых трехточечной изгибающей нагрузке. Разрушение возникает, когда образцы породы-цемента отверждались при 30 °C, и распространяется в цементную матрицу, когда образцы были выдержаны при 60 °C и 90 °C.
- при закачке тампонажного раствора в скважины с высокими температурами, характерными для добычи высоковязкой нефти, риск коррозии цементного камня с добавлением доменного шлака сведен к минимуму. Высокая температура, хоть и воздействует на обсадную колонну, не приводит к существенным проблемам, таким как образование трещин или каналов в цементном камне. Другими словами, шлакоцементный камень, несмотря на высокую температуру, обеспечивает надежную изоляцию и стойкость к повреждениям.

Тем не менее, в реальных задачах по-прежнему существуют аспекты, требующие доработки.

1. Отбор и обработка образцов: текущее исследование может иметь проблему недостаточного размера выборки или необъективным формированием выборки. Предлагается добавить больше образцов стального шлака из разных источников и свойств, чтобы улучшить универсальность и надежность результатов исследования.
2. Долгосрочное тестирование производительности: текущие исследования в основном сосредоточены на краткосрочном тестировании производительности. Рекомендуется усилить оценку долгосрочных свойств материалов на основе цемента, таких как испытания на прочность и стабильность, чтобы более полно понять, как стальной шлак ведет себя в практических приложениях (особенно когда речь идет об экспериментах по прочности).

Литература

1. *Табатабаи Моради С.Ш. Тампонажные растворы для крепления наклонно направленных скважин в условиях повышенных температур и давлений / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Проблемы недропользования: 107 Сборник научных трудов международного форума-конкурса молодых ученых: – Санкт Петербург, 2017. – С. 286–288.*
2. *Ципурский И.Л., Коконова А.А., Данилова Е.Д., Ковченко И.В., Руденко М.И. Доменные гранулированные шлаки при производстве многокомпонентных цементных систем: технология производства и особенности применения // Интернет-журнал «Транспортные сооружения», 2018. – № 1, https://t-s.today/PDF/18SATS118.pdf.*
3. *Овчинников В.П., Рожкова О.В., Рожкова Д.С., Листак М.В. Прочностные свойства и микроструктура шлакопортландцемента для крепления скважин с повышенными температурами // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2023. – № 1. – С. 60–72.*

Keywords: *blast furnace slag, temperature, setting, cement stone, portland cement, strength.*

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗНОФРАКЦИОННОГО КОЛЬМАТАНТА И ЛУЧШИХ ПРАКТИК ООО «БУРСЕРВИС»

для ликвидации поглощения бурового раствора и успешной установки опорного цементного моста под зарезку бокового ствола в Надым-Пурской области Западной Сибири

УДК: 622.245

СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ПУРОВСКОМ РАЙОНЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ СОПРОВОЖДАЕТСЯ РАЗЛИЧНЫМИ ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ. НАИБОЛЕЕ ЧАСТО ВОЗНИКАЮЩИМ ОСЛОЖНЕНИЕМ ЯВЛЯЕТСЯ ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ВСКРЫТИИ КРОВЛИ ПЛАСТА ПК1, ЧТО ОБУСЛОВЛЕНО СНИЖЕНИЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ГРАДИЕНТОВ ПОГЛОЩЕНИЯ И ГИДРОРАЗРЫВА ПОРОД В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ОСВЕЩЁН ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ И КОМПЛЕКСНЫЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ ПОДХОД, ПОЗВОЛИВШИЙ УСПЕШНО ЛИКВИДИРОВАТЬ ПОГЛОЩЕНИЕ И ПРОИЗВЕСТИ ЗАРЕЗКУ НОВОГО БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ПОГЛОЩЕНИЯ В ИНТЕРВАЛЕ ПЛАСТА $ПК_1$

CONSTRUCTION OF OIL AND GAS WELLS IN THE PUROVSKY DISTRICT OF WESTERN SIBERIA IS ACCOMPANIED BY VARIOUS GEOLOGICAL COMPLICATIONS. THE MOST FREQUENTLY OCCURRING COMPLICATION IS THE ABSORPTION OF DRILLING FLUID WHEN OPENING THE ROOF OF THE PK1 FORMATION, WHICH IS DUE TO A DECREASE IN RESERVOIR PRESSURE, ABSORPTION GRADIENTS AND HYDRAULIC FRACTURING OF ROCKS DURING THE OPERATION OF THE FIELD. THIS ARTICLE HIGHLIGHTS PRACTICAL EXPERIENCE AND AN INTEGRATED ENGINEERING APPROACH THAT MADE IT POSSIBLE TO SUCCESSFULLY ELIMINATE ABSORPTION AND SIDETRACK A NEW WELLBORE UNDER ABSORPTION CONDITIONS IN THE PK_1 FORMATION INTERVAL

Ключевые слова: *цементный мост, поглощение, градиент гидроразрыва, зарезка бокового ствола, совместимость технологических жидкостей, кольматанты.*

Пинигин Илья Игоревич
генеральный директор ООО «БурСервис»

Зырянов Виктор Сергеевич
главный инженер подразделения цементирования ООО»БурСервис»

Садыков Марат Ильдарович
координатор проекта подразделения цементирования ООО «БурСервис», к.т.н.

Рудов Федор Валентинович
инженер подразделения цементирования ООО «БурСервис», к.ф.-м.н.

Иванов Кирилл Владиславович
инженер подразделения цементирования ООО «БурСервис»

Кудян Алексей Сергеевич
заместитель генерального директора по бурению АО «Сибнефтегаз»

Вешкин Виктор Владимирович
начальник отдела технологий и инжиниринга бурения управления организации буровых работ АО «Сибнефтегаз»

Уманцев Михаил Григорьевич
главный специалист отдела технологий и инжиниринга бурения, АО «Сибнефтегаз»

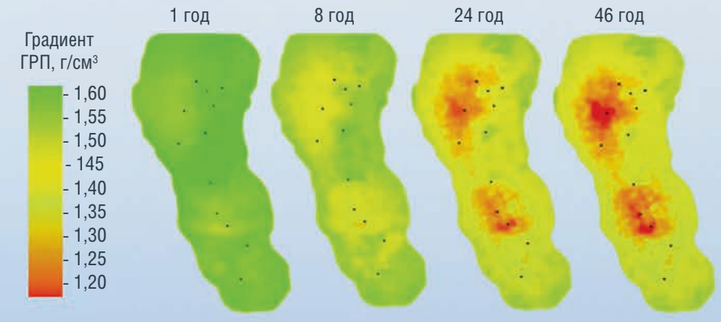
Боцан Николай Иванович
руководитель сектора технологий бурения скважин отдела технологий и инжиниринга бурения управления организации буровых работ, АО «Сибнефтегаз»

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Месторождения, расположенные в Пуровском районе Западной Сибири в Ямало-Ненецком автономном округе, характеризуются сложным геологическим строением, обусловленным условиями формирования коллекторов и тектогенезом [1, 2]. На первом этапе освоения месторождений произведено обустройство сеноманской газовой залежи $ПК_1$ [3]. Вторым объектом на данном месторождении по величине запасов является группа пластов $ПК_{19\text{-}21}$, к которой приурочены нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи.

Пласты ПК19-21 приурочены к терригенным отложениям апт-альбского яруса нижнего мела, к нижней подсвите покурской свиты и представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Разработка месторождения осуществляется бурением эксплуатационных скважин с горизонтальным участком 500–600 м, а также бурением боковых стволов на пласты ПК1 и $ПК_{19\text{-}21}$. Конструкция скважины представлена направлением Ø426 мм, кондуктором Ø340 мм, технической колонной Ø245 мм, эксплуатационной колонной Ø178 мм и хвостовиком Ø114 мм в горизонтальной части ствола скважины. Горизонтальный хвостовик-фильтр спускается в продуктивный пласт и не цементируется.

РИСУНОК 1. Распределение градиента ГРП в процессе разработки и эксплуатации пласта $ПК_1$ [4, 5]



Строительство скважин на данном месторождении осложнено значительными рисками поглощения бурового раствора при вскрытии кровли пласта $ПК_1$ ввиду сниженного пластового давления, градиентов поглощения и гидроразрыва пород, обусловленного процессом эксплуатации месторождения. На рисунке 1 приведены фактические значения и результаты моделирования снижения градиента гидроразрыва пласта (ГРП) в процессе разработки и эксплуатации месторождения, так, например, на 8 год эксплуатации градиент ГРП снижается с 1,48 до 1,25 г/см³, на 24 год – снижение до 1,15–1,20 г/см³ и менее, на 46 год – снижение до 1,05–1,10 г/см³ по всему месторождению [4, 5].

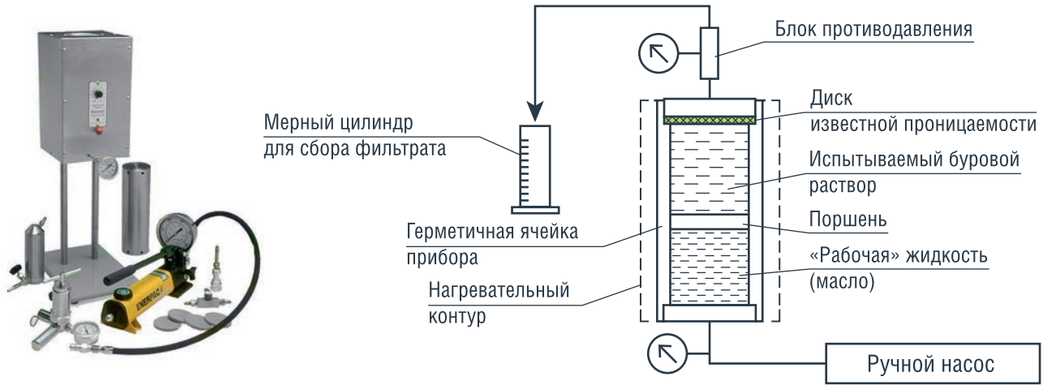
Бурение скважин с возможными осложнениями в виде поглощений сопровождаются высокими рисками потери ствола и увеличением затрат на ликвидацию аварий, в силу геологических условий – наличие поглощающих интервалов, применение традиционных технологий по установке цементных мостов для зарезки нового ствола, не всегда эффективно.

Методы

С целью разделения малосовместимых жидкостей и снижения зоны смешения цементного раствора с буровым, в процессе цементирования и установки цементных мостов, используются буферные жидкости, реологические и смачивающие свойства которых регулируются в процессе подготовки к работе. Определение оптимальной концентрации поверхностно-активных веществ (ПАВ) в составе буферной жидкости выполнено в соответствии со стандартом API 10B-2, лабораторный метод заключается в титровании буферной жидкости в буровой раствор на углеводородной/синтетической основе, наиболее эффективной буферной жидкостью признается та жидкость, которая при меньшей объемной доле в смеси буровой раствор – буферная жидкость приводит смесь к базовой электропроводности буферной жидкости, что говорит о гидрофильности смеси буровой раствор – буферная жидкость, при этом значение 0 Hn означает абсолютно гидрофобное состояние смеси.

Учитывая интенсивность поглощения – 12 м³/час, было принято решение об использовании кольматантов в составе буферной жидкости

РИСУНОК 2. Принципиальная схема прибора для измерения закупоривающей способности частиц – PPA 5000 (Fann)



и цементном растворе, оценка эффективности кольматации выполнена на приборе для измерения закупоривающей способности частиц – PPA 5000 (Fann), опираясь на опыт ООО «БурСервис» в регионе производства работ и невозможность оценки реальной раскрытости трещин в терригенном разрезе в качестве диска с известной проницаемостью, выбран щелевой слот-диск 1000 мкм. Принципиальная схема приведена на рисунке 2.

Более эффективной закупоривающей способностью обладают те жидкости, которые при меньшем объеме фильтрата и количестве качков ручного насоса закупоривают диск. С целью минимизации данного эффекта закупорки от использования кольматантов в программном обеспечении ООО «БурСервис» есть модуль оценки безопасной концентрации кольматанта. В процессе моделирования анализируется способность жидкости-носителя (буровой раствор, буферная жидкость, цементный раствор) удерживать частицы кольматанта во взвешенном состоянии в статическом и динамическом нахождении, эффективность их транспортировки через критические кольцевые пространства (как в трубном, так и затрубном пространствах) с учетом производительности насосов и геометрии ствола скважины. Результаты моделирования – это качественная оценка возможности использования кольматанта в заданной пользователем концентрации, основанная на количественном подходе, что позволяет подтвердить оптимальную концентрацию кольматанта для безаварийного выполнения работ по цементированию.

На рисунке 3 показано, как осуществляется ввод данных для моделирования в программном обеспечении (ПО) iCem, в выпадающих окнах пользователь выбирает кольматант с указанием концентрации, а также указывает жидкость-носитель и тип используемого оборудования.

Основные критерии безаварийности работы представлены следующими критериями: Particle Safe Passage, Particle Transport Efficiently, Particle Static Suspendability:

- *Particle Safe Passage* (безопасное прохождение частиц) – прохождение частиц кольматанта без закупоривания через кольцевые пространства по всему стволу скважины, учитывая бурильный инструмент, клапанное оборудование (в случае его наличия), производительность насосов и геометрию ствола скважины (открытый и обсаженный ствол);
- *Particle Transport Efficiently* (эффективный перенос частиц) – эффективность переноса частиц жидкостью-носителем в динамике (отсутствие осаждения или всплытия);
- *Particle Static Suspendability* (взвешенность частиц в статическом состоянии) – способность нахождения частиц кольматанта во взвешенном состоянии в жидкости-носителе в статическом состоянии (без циркуляции).

РИСУНОК 3. Исходные данные для моделирования в программном обеспечении ООО «БурСервис»

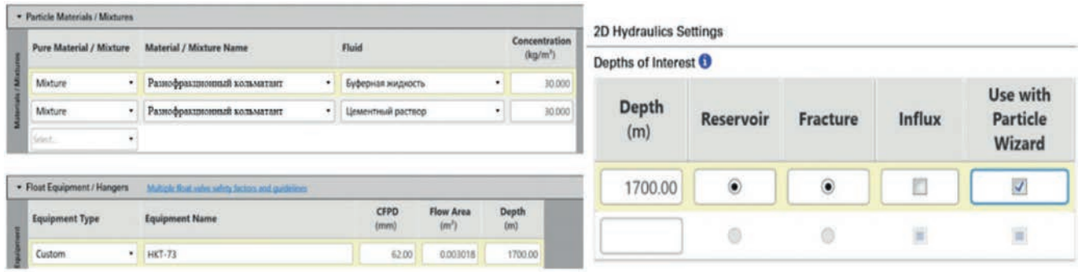


ТАБЛИЦА 1. Вероятные факторы неуспешных работ по УЦМ

№	Фактор	Причина	Следствие
1	Некорректный состав буферной жидкости	Отсутствие или недостаточная концентрация ПАВ, нарушение реологической и плотностной иерархий	Неполное замещение бурового раствора на углеводородной основе, образование протяженной зоны смешения цементного и бурового растворов, ингибирование процесса гидратации цемента и ухудшение тенденции набора прочности цементного камня
2	Недостаточный объем буферной жидкости	Игнорирование лучших практик, ЛНД (ТИ)	
3	Недостаточная мощность цементного моста	Использование недостоверного коэффициента кавернозности	Некорректный коэффициент кавернозности приводит к ошибочному расчету объема цементного раствора, как следствие, отсутствие цементного моста на плановой глубине и увеличение зоны смешения с буровым раствором
4	Поглощение	Отсутствие номенклатуры эффективных кольматантов и лабораторного оборудования для оценки закупоривающей способности	Частичное и/или полное поглощение цементного раствора в пласты, отсутствие цементного моста на плановой глубине

Результаты

В апреле 2024 года во время бурения горизонтального ствола скважины диаметром Ø146 мм получено осложнение в виде поглощения бурового раствора на углеводородной основе с высокой вероятностью дифференциального прихвата бурильного инструмента, ввиду невозможности и неэффективности дальнейших действий по безаварийному бурению принято решение ликвидировать пробуренный ствол скважины и осуществить зарезку нового ствола.

Подрядчиком по цементированию выполнено несколько операций по установке цементных мостов (УЦМ), в результате которых цементные мосты не были обнаружены на плановой глубине или не обладали достаточными прочностными характеристиками, что в свою очередь не позволяло ликвидировать поглощение и выполнить зарезку нового бокового ствола скважины, общее непроизводительное время, связанное с операциями УЦМ, составило более 25% от нормативных сроков строительства скважины. Исходя из анализа технологии производства работ по УЦМ и геологических условий, вероятными причинами неуспешных работ была выявлена совокупность факторов, отраженных в таблице 1.

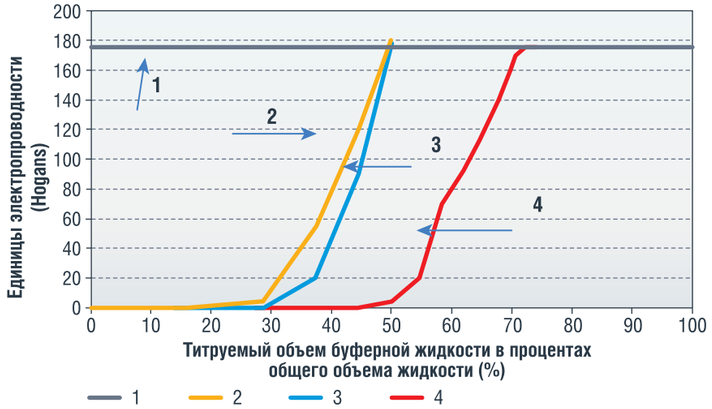
С целью ликвидации поглощения и зарезки нового ствола скважины была предложена технология производства работ, предполагающая установку цементных мостов в 2 этапа по 200 м, при этом точка срезки излишков цементного раствора УЦМ первого этапа располагалась на 30 м выше плановой кровли цементного моста, для второго этапа – на 100 м выше плановой кровли. Учитывая интенсивность поглощения – 12 м³/час в составе цементных растворов и буферной жидкости использован разнофракционный кольматант, отдельное внимание было уделено совместимости закачиваемых флюидов (буровой раствор – буферная жидкость).

Основная цель УЦМ первого этапа – ликвидация поглощения и создание опоры для цементного моста второго этапа, который устанавливается для забурки нового ствола и обладает более высокими прочностными характеристиками, поэтому было разработано два разных состава цементных растворов для первого и второго этапов соответственно. Цементный раствор первого этапа обладал более высокими реологическими характеристиками (ПВ 114 сПз, ДНС 18 Па) и водоотдачей (198 мл/30 мин), цементный раствор второго этапа – с более низкими реологическим характеристиками (ПВ 66 сПз, ДНС 17 Па) и низкой водоотдачей (84 мл/30 мин).

Успешность операций по цементированию скважин и установке цементных мостов во многом зависят от эффективности вытеснения и замещения бурового раствора цементным. При взаимодействии цементного раствора с буровым раствором нарушается технология цементирования, изменяются сроки загустевания цементного раствора и процесс гидратации/твердения цемента (ухудшается тенденция набора прочности), наиболее активно данные эффекты прослеживаются для буровых растворов на углеводородной основе (РУО) или на синтетической основе (РСО). Загрязненный таким буровым раствором цементный раствор может не набрать прочность, т.к. происходит ингибирование процессов гидратации. Для очистки поверхности стенок скважины, эффективного разделения бурового и цементного растворов, а также минимизации факторов, описанных выше, используют буферную жидкость в достаточном объеме, согласно лучшим практикам ООО «БурСервис» и ЛНД ПАО «НК «Роснефть».

При работе с РУО или РСО в буферные жидкости вводятся специальные поверхностно активные вещества (ПАВ), которые снижают краевые углы смачивания и межфазное натяжение воды на границе раздела сред, переводя РУО (РСО) в гидрофильное состояние и улучшая отмывающую способность буферной жидкости для более эффективного удаления корки бурового раствора с поверхности ствола скважины и пленки бурового раствора с бурильного инструмента [8]. С целью подбора состава буферной жидкости была использована система ПАВ из комбинации маслорастворимого Dual Flush A и водорастворимого Dual Flush B.

РИСУНОК 4. Зависимость электропроводности титрования от объема буферной жидкости в процентах в оборудовании SSST



1 – базовая линия электропроводности буферной жидкости (175 Hn); 2 – буферная жидкость с добавлением Dual Flush A/Dual Flush B 15 л/м³; 3 – буферная жидкость с добавлением Dual Flush A/Dual Flush B 10 л/м³; 4 – буферная жидкость с добавлением Dual Flush A/Dual Flush B 5 л/м³

На рисунке 4 приведено сравнение кривых титрования для трех рецептур буферной жидкости с вариативной концентрацией ПАВ, базовая линия электропроводности буферной жидкости составляет 175 Hn, так буферные жидкости «2» и «3» более эффективные, чем «4», т.к. объем буферной жидкости, необходимый для достижения 175 Hn, меньше. Разница в конечных объемах буферных жидкостей рецептур «2» и «3» практически отсутствует, в связи с чем для работы была выбрана рецептура 3, исходя из критерия оптимизации стоимости работ без потери качества работ.

Наиболее оптимальным способом для борьбы с поглощениями является использование кольматантов, которые подразделяются на волокнистые, хлопьевидные и гранулированные. Основные риски при использовании кольматантов во время цементирования: закупоривание ствола скважины и/или инструмента по причине всплытия или оседания кольматанта, а также сокращение времени загустевания цементного раствора из-за уменьшения водотвердого отношения (В/Т), т.к. кольматант своей удельной поверхностью удерживает часть воды дисперсной системы.
В процессе анализа интенсивности поглощения (12 м³/ч) и возможных осложнений принято решение использовать в качестве кольматанта разнофракционный, высокоэффективный материал совместимый со всеми цементными и буферными системами ООО «БурСервис» (рисунок 5).

Оценка эффективности кольматации выполнена на приборе для измерения закупоривающей способности частиц – PPA 5000 (Fann), результаты тестирования показали высокую эффективность разнофракционного кольматанта при концентрации 30 кг/м³, а именно:

- буферная жидкость с данной концентрацией полностью закупорила слот диск 1000 мкм. Фильтрация за 30 минут составила 15 мл, количество качков насоса составило 19 раз. Фото слот диска до и после теста представлены на рисунке 6;
- цементный раствор с данной концентрацией полностью закупорил слот диск 1000 мкм. Фильтрация за 30 минут составила 9 мл, количество качков насоса составило 14 раз.

РИСУНОК 5. Разнофракционный состав кольматанта

На рисунке 7 приведены результаты моделирования в программном обеспечении (модуль оценки безопасной концентрации кольматанта) ООО «БурСервис», ключевые критерии безаварийности работы (Particle Safe Passage, Particle Transport Efficiently, Particle Static Suspendability) отмечены зеленым, что означает возможность безопасного применения кольматанта в заданной концентрации, вероятность закупоривания кольцевых каналов отсутствует.

В результате проведения серии экспериментов и моделирования доказано, что концентрация разнофракционного кольматанта 30 кг/м³ в буферной жидкости и в цементном растворе позволяет безаварийно выполнить работу по УЦМ. К примеру (рисунок 8), при концентрации разнофракционного кольматанта 60 кг/м³ в буферной жидкости результаты моделирования в программном обеспечении (модуль оценки безопасной концентрации кольматанта) ООО «БурСервис» показывают, что существует вероятность закупоривания кольцевых каналов, ключевой критерии безаварийности работы Particle Safe Passage отмечен красным цветом.

РИСУНОК 6. Разнофракционный состав кольматанта

В процессе подготовки к работе оценена реологическая иерархия технологических жидкостей, одним из ключевые решений является соблюдение реологической иерархии на всех возможных режимах закачки, плотностная иерархия также соблюдена: плотность РУО – 1,10 г/см³, плотность буферной жидкости – 1,30 г/см³, плотность цементного раствора – 1,90 г/см³.

В процессе подготовки к работе по УЦМ были проверены и оценены технические акты и программы, выполненных ранее неуспешных работ по УЦМ, исходя из чего определено:

1) коэффициент кавернозности 1,5, предоставленный заказчиком, близок к фактическому;
2) расчет объема продавочной жидкости осуществлялся методом на баланс с задавкой в пласт.

Технологии установки цементных мостов в основном можно разделить по методам расчета объема продавочной жидкости, существует два метода:

1) метод баланса на подошве цементного моста (классический метод) – при расчете объема продавочной жидкости учитывается нахождение бурильного инструмента на подошве цементного моста. (рисунок 9 А);
2) метод баланса на кровле цементного моста (усовершенствованный метод) – при расчете объема продавочной жидкости учитывается нахождение бурильного инструмента на кровле цементного моста при подъеме инструмента (рисунок 9 Б).

Основное различие данных методов – это отличие в объеме продавки (буферная жидкость+буровой раствор), так для усовершенствованного метода (рисунок 9 Б) объем меньше, чем для классического метода (рисунок 9 А).
В результате при использовании усовершенствованного метода при подъеме бурового инструмента зона смешения цементного раствора с буферной жидкостью и буровым раствором меньше. В связи с этим

РИСУНОК 7. Результаты моделирования в ПО iCem Particle Wizard

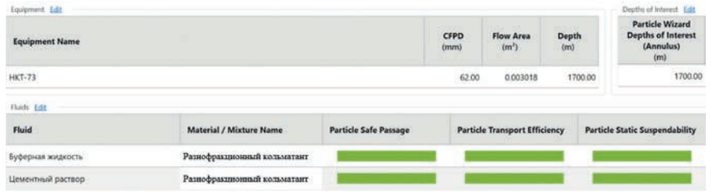


РИСУНОК 8. Результаты моделирования в ПО iCem Particle Wizard

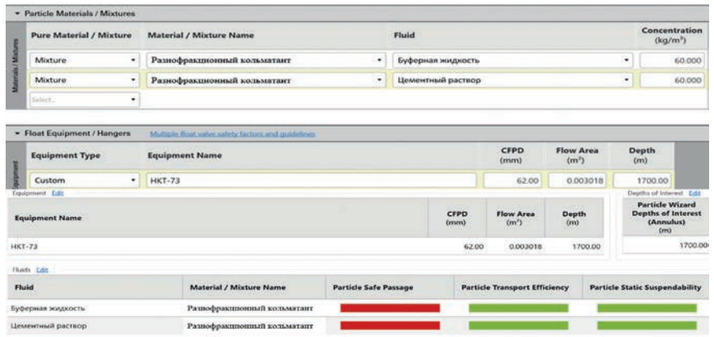
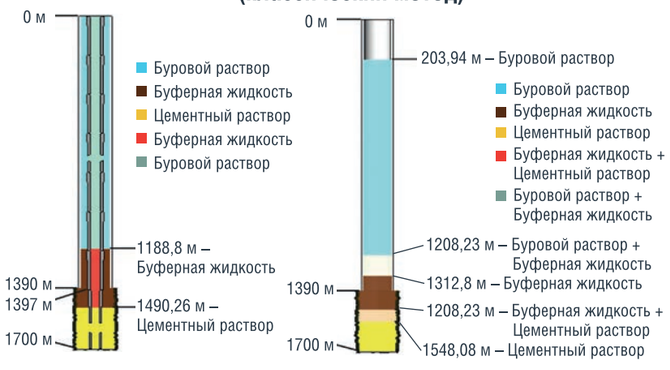


РИСУНОК 9. Расположение бурильного инструмента для расчета продавочной жидкости

а) Метод баланса на подошве цементного моста (классический метод)



б) Метод баланса на кровле цементного моста (усовершенствованный метод)

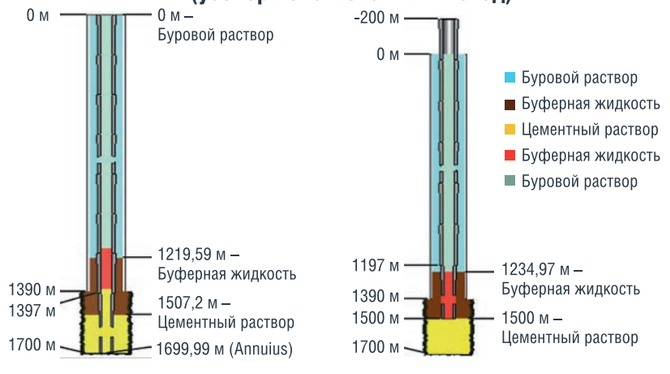


РИСУНОК 10. Результаты двухмерного гидравлического моделирования расположения технологических жидкостей: А – 150 м буферной жидкости, Б – 300 м

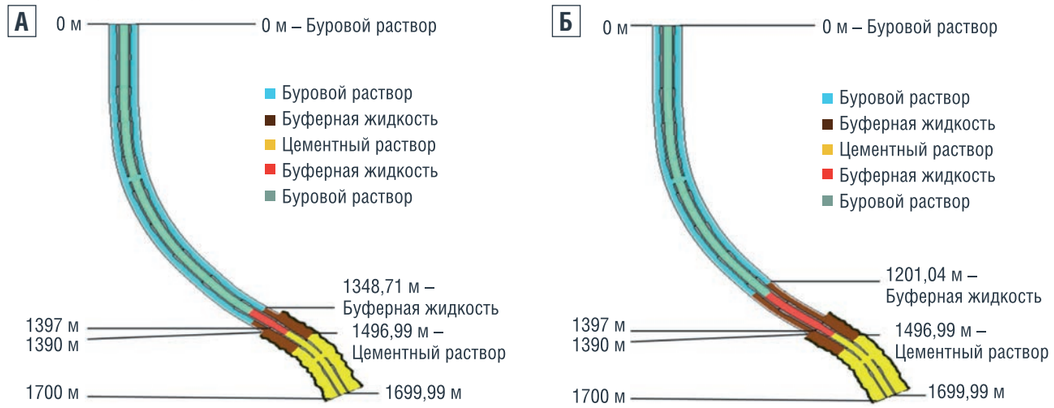


РИСУНОК 11. Результаты трехмерного гидравлического моделирования зоны смешения: А – 150 м буферной жидкости, Б – 300 м

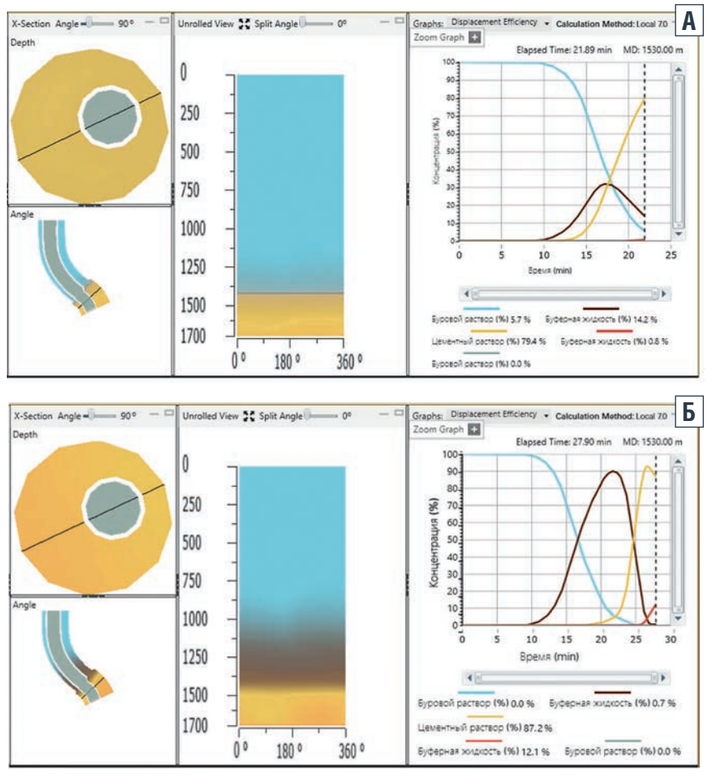


ТАБЛИЦА 2. Процентное соотношения зоны смешения на кровле цементного моста

	150 м буферной жидкости	300 м буферной жидкости
Буровой раствор, %	5,7	0,0
Буферная жидкость, %	15,0	12,8
Цементный раствор, %	79,3	87,2

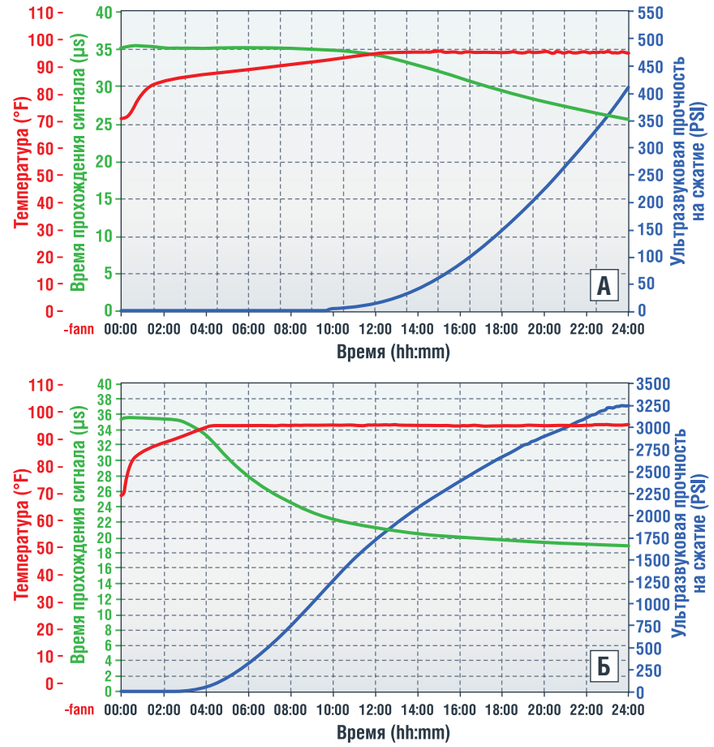
все моделирования и расчеты выполнены с учетом указанного метода.

Согласно ЛНД ПАО «НК «Роснефть», буферная жидкость должна обеспечивать заполнение не менее 150 м кольцевого пространства. В соответствии с наилучшими практиками ООО «БурСервис», объем буферной жидкости определяется исходя из обеспечения времени контакта со стенкой скважины в открытом стволе не менее 10 минут и интервала заполнения в открытом стволе не менее 300 м. После подбора дизайна буферной жидкости с ПАВ выполнены двухмерное и трехмерное гидравлические моделирования для определения зоны смешения на кровле цементного моста. Расчет объемов буферной жидкости с учетом конструкции скважины показал, что для заполнения 150 м кольцевого пространства необходимо 2,7 м^3, для 300 м – 4,4 м^3.

На рис. 10 представлены результаты двухмерного гидравлического моделирования расположения технологических жидкостей в конце процесса цементирования для двух различных объемов буферной жидкости, соответствующих интервалам (мощности) открытого ствола 150 м и 300 м.

На рисунке 11 и в таблице 2 приведены результаты трехмерного гидравлического моделирования зон смешения для двух различных объемов буферной жидкости, соответствующих интервалам открытого ствола 150 м и 300 м.

РИСУНОК 12. Графики набора прочности цементного камня



А – зона смешения с использованием 150 м буферной жидкости (буровой раствор 5,7 %, буферная жидкость 15,0 %, цементный раствор 79,3 %), Б – зона смешения с использованием 300 м буферной жидкости (буферная жидкость 12,8 %, цементный раствор 87,2 %)

Можем видеть, что для объема буферной жидкости 4,4 м^3, соответствующего 300 м открытого ствола, полностью отсутствует смешение бурового и цементного раствора.

На рисунке 12 приведены графики набора прочности цементного камня.

Из рисунка 13 видно, что в случае, использования пачки буферной жидкости мощностью 150 м, зона смешения жидкостей на кровле цементного моста (буровой раствор 5,7 %, буферная жидкость 15,0 %, цементный раствор 79,3 %) набирает прочность на сжатие – 2,8 МПа (411 PSI) за 24 часа, что недостаточно для срезки и забурки нового бокового ствола. Прочность цементного камня должна быть близкой или превышать прочность разбуриваемых пород (не менее 14,5 МПа/2103 PSI по данным ГТН Недропользователя), а в случае использования пачки буферной жидкости мощностью 300 м, зона смешения жидкостей на кровле цементного моста (буферная жидкость 12,8 %, цементный раствор 87,2 %) набирает прочность на сжатие 22,4 МПа за 24 часа (3250 PSI), что превышает минимально необходимую прочность в 14,5 МПа (2103 PSI) для успешной срезки и бурения нового ствола скважины. Из полученных данных следует, что мощность пачки реологической буферной жидкости в 300 м достаточно для предотвращения смешивания бурового раствора с цементным.

Заключение

При разработке технологии для установки цементных мостов для конкретных горно-геологических условий применен комплексный инженерный подход, разработаны эффективные составы буферной жидкости и цементных растворов с содержанием кольматанта, рассчитаны необходимые объемы технологических жидкостей.

На основе полученных данных штатно выполнена работа по УЦМ в 2 тапа. Кровля цементного моста обнаружена на плановой глубине. Режимы разбуривания цементного камня и зарезки бокового ствола составили литраж Q = 14 л/с, P = 85–95 атм., G = 3–5 т, N = 60–80 об/мин, M = 2,6–4,8 кН·м.

Применение комплексного инженерного подхода позволяет повысить эффективность технологии ликвидации поглощения бурового раствора и успешность установки опорного цементного моста под зарезку бокового ствола в Надым-Пурской области Западной Сибири. ●

Литература

1. *Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков Ю.Н. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 745–776. https://doi.org/10.15372/GiG20140504.*
2. *Касаткин В.В., Светлов К.В., Миропольцев К.Ф., Шилов Ю.И. Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты Берегового месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4 (35). С. 13–20. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art2.*
3. *Песков М.А., Горбунов П.А., Мусатов И.В., Сахипова Ж.А., Архипов А.В., Мошков А.М., Дорохов А.Р. Детализация геологического строения залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения на основе совместного анализа сейсмических данных и данных разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 26–31. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-26-31.*
4. *Павлов В.А. Влияние геомеханических эффектов при разработке группы пластов на риски бурения, разработки и интенсификации месторождения / В.А. Павлов, Н.А. Павлюков, М.Д. Субботин [и др.]. – Нефтяная провинция. – 2022. – № 4 (32). – С. 112–127. – DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.112-127.*
5. *Субботин, М.Д. Оценка влияния геомеханических эффектов на разработку газовых активов в условиях слабоконсолидированного коллектора / М.Д. Субботин, В.А. Павлов, Д.О. Королев [и др.]. – Газовая промышленность. – 2021. – № 7. – С. 60–65.*
6. *Ушивцева Л.Ф. Геологические риски при вскрытии трещиноватых, кавернозных и высокопористых пород / Л.Ф. Ушивцева // Геология, география и глобальная энергия. – 2021. – № 3 (82). – С. 27–32. – DOI 10.21672/2077-6322-2021-82-3-027-032. – EDN SKCMMN.*
7. *Каменских С.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело» / С.В. Каменских [и др.]. – Ухта: УГТУ, 2014. – 231 с.*
8. *Бухарцев Я.В. Отмывающая способность буферных жидкостей / Я.В. Бухарцев, С.Ф. Комлева // Аллея науки. – 2023. – Т. 1, № 5 (80). – С. 492–500. – EDN RKBRCM.*

Keywords: *cement plug, mud loss, hydraulic fracturing gradient, sidetracking, fluid compatibility, colmatants.*

РАЗРАБОТКА УТЯЖЕЛЕННОГО ТЕРМОСТАБИЛЬНОГО РУО

с плоским реологическим профилем

Соловьев Александр Дмитриевич
специалист отдела по инновациям и разработкам, ООО «Химпром»

Кожевников Роман Олегович
начальник отдела по инновациям и разработкам, ООО «Химпром»

Машаров Марсель Талгатович
начальник лаборатории НИР, ООО «Химпром»

Филимонов Валерий Олегович
инженер-химик лаборатории НИР, ООО «Химпром»

Крыворученко Виктор Викторович
инженер-химик лаборатории НИР, ООО «Химпром»

Галеев Андрей Русланович
инженер-химик лаборатории НИР, ООО «Химпром»

Бурцева Юлия Евгеньевна
инженер-химик лаборатории НИР, ООО «Химпром»

УДК 622.24.063

РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ПЛОСКИМ РЕОЛОГИЧЕСКИМ ПРОФИЛЕМ ЯВЛЯЕТСЯ АКТУАЛЬНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ В УСЛОВИЯХ БУРЕНИЯ ERD-СКВАЖИН (ПРОТЯЖЕННЫЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ) И ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ИНТЕРВАЛОВ, ГДЕ КОЛЕБАНИЯ ВЯЗКОСТИ РАСТВОРА МОГУТ ВЫЗЫВАТЬ СЕРЬЕЗНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕН РЕЗУЛЬТАТ РАЗРАБОТКИ ТЕРМОСТАБИЛЬНОГО УТЯЖЕЛЕННОГО РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ С ПЛОТНОСТЬЮ 1,8–1,9 Г/СМ^3, ДЕМОНСТРИРУЮЩЕГО СТАБИЛЬНЫЕ РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ В ДИАПАЗОНЕ ТЕМПЕРАТУР ОТ 25 ДО 85 °С. СИСТЕМА СОЗДАНА НА ОСНОВЕ ДВУХКОМПОНЕНТНОГО МОДИФИКАТОРА РЕОЛОГИИ, ЖИДКОГО ПОНИЗИТЕЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ И ЭМУЛЬГАТОРА, СИНТЕЗИРОВАННЫХ ИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОГО СЫРЬЯ. ПРОВЕДЕНЫ ИСПЫТАНИЯ ДО И ПОСЛЕ ТЕРМОСТАРЕНИЯ ПРИ 120 °С, ПОКАЗАВШИЕ НИЗКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ ТЕМПЕРАТУРНОГО РАЗЖИЖЕНИЯ, ВЫСОКУЮ СЕДИМЕНТАЦИОННУЮ СТАБИЛЬНОСТЬ И НИЗКИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВОГО РАСТВОРА. РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДТВЕРЖДАЮТ ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛОЖЕННОГО ПОДХОДА В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО ДОСТУПА К ИМПОРТНЫМ РЕАГЕНТАМ И НЕОБХОДИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

THE DEVELOPMENT OF DRILLING FLUIDS WITH A FLAT RHEOLOGICAL PROFILE IS A RELEVANT AREA OF RESEARCH, PARTICULARLY FOR DRILLING ERD WELLS (EXTENDED REACH WELLS WITH LONG HORIZONTAL SECTIONS AND SIGNIFICANT DEVIATION FROM VERTICAL) AND IN HIGH-TEMPERATURE INTERVALS, WHERE VISCOSITY FLUCTUATIONS CAN POSE SERIOUS OPERATIONAL RISKS. THIS STUDY PRESENTS THE RESULT OF DEVELOPING A THERMOSTABLE WEIGHTED OIL-BASED DRILLING FLUID WITH A DENSITY OF 1.8–1.9 G/CM^3, EXHIBITING STABLE RHEOLOGICAL PROPERTIES ACROSS A TEMPERATURE RANGE OF 25 TO 85 °C. THE SYSTEM IS BASED ON A TWO-COMPONENT RHEOLOGY MODIFIER, A LIQUID FLUID LOSS REDUCER, AND AN EMULSIFIER, ALL SYNTHESIZED FROM DOMESTICALLY SOURCED RAW MATERIALS. TESTS CONDUCTED BEFORE AND AFTER THERMAL AGING AT 120 °C DEMONSTRATED LOW TEMPERATURE THINNING COEFFICIENTS, HIGH SEDIMENTATION STABILITY, AND LOW FLUID LOSS. THE RESULTS CONFIRM THE POTENTIAL OF THE PROPOSED APPROACH UNDER CONDITIONS OF LIMITED ACCESS TO IMPORTED ADDITIVES AND THE NEED FOR TECHNOLOGICAL IMPORT SUBSTITUTION

Ключевые слова: *буровой раствор, плоский реологический профиль, утяжеленный буровой раствор на углеводородной основе, модификатор реологии, РУО, локализация реагентов РУО.*

Использование растворов на углеводородной основе (РУО) является распространенным технологическим решением при бурении скважин в условиях высоких температур. При этом особое внимание уделяется реологическим свойствам системы, которые напрямую влияют на эффективность транспортировки шлама, устойчивость ствола, уровень гидравлической нагрузки и стабильность бурового процесса в целом. Одним из ключевых требований к таким растворам является минимальная чувствительность их реологических параметров к изменению температуры.

На практике бурение современных скважин, в том числе ERD (Extended Reach Drilling) и скважин с высокой температурой пласта, сопровождается значительным градиентом температур по стволу. Традиционные рецептуры РУО демонстрируют выраженную зависимость вязкости и гелевых свойств от температуры: растворы становятся слишком вязкими на холодных участках или чрезмерно текучими в горячих интервалах. Такие колебания приводят к целому ряду негативных последствий: от роста давления в гидравлической системе скважины, возникающего при циркуляции и перегрузке оборудования, до снижения эффективности выноса шлама, оседания барита и возникновения застойных зон.

В условиях бурения на больших глубинах, с узким «окном» эквивалентной циркуляционной плотности и в зонах с высоким термобарическим градиентом, обеспечение стабильности реологических свойств приобретает приоритетное значение. Использование бурового раствора с плоским реологическим профилем, то есть раствора, сохраняющего стабильные вязкостные характеристики во всем диапазоне рабочих температур, позволяет достичь равномерного распределения гидравлических нагрузок, стабильной очистки скважины и предотвращения осложнений. Это особенно важно при использовании утяжеленных буровых растворов, где сохраняется необходимость эффективной суспендирующей способности даже при высокой плотности системы.

ФАКТЫ

Менее

0,05 s

составил показатель седиментационной стабильности, что подтверждает устойчивость системы к осаждению твердой фазы

Таким образом, разработка термостабильного утяжеленного РУО с плоским реологическим профилем является актуальной задачей, направленной на повышение технологической надежности и безопасности бурового процесса. В данной работе представлены подходы к формированию рецептуры такого раствора, результаты лабораторных исследований и оценка его реологических характеристик в широком температурном диапазоне.

Методы и материалы

Работа включала два этапа:

1. Разработку технологии производства высокоэффективных отечественных аналогов ключевых реагентов РУО на базе локального сырья – эмульгатора, модификатора реологии и жидкого понизителя фильтрации.

ТАБЛИЦА 1. Рецептура на 500 мл

№	Реагенты		Время, мин
1	Gazpromneft Drillflow 4, мл	280,0	–
2	NeoInvert Bent, г	6,0	20
3	NeoInvert K2, мл	14,5	10
4	Известь гашеная	10,0	15
5	NeoInvert FL, г	4,0	10
6	Brine, мл	70,0	30
7	NeoInvert FL Liquid, мл	3,5	10
8	NeoInvert Mod, мл	2,0	5
9	Микрокальцит, г	50,0	10
10	Барит, г	541,0	20

2. Формирование на их основе рецептуры утяжеленного РУО плотностью 1,8–1,9 г/см³. Плоский реологический профиль оценивали по коэффициенту температурного разжижения-загустевания – отношению пластической вязкости при 25 °С к пластической вязкости при 85 °С, кратностью изменения ДНС и СНС при 25 °С и 85 °С, а также по седиментационной стабильности. Проводилось термостарение 16 часов при 120 °С с последующим охлаждением в статическом состоянии и анализом реологических характеристик, фильтрации и стабильности до и после.

Основой эмульсионной системы послужило базовое масло Gazpromneft Drillflow. Для приготовления эмульсии РУО следует добавить реагенты в порядке, указанном в таблице 1, перемешивая в течение заданного времени.

ФАКТЫ

РУО

с плоским реологическим профилем демонстрирует стабильность реологических характеристик, устойчивость к седиментации и потенциал для промышленного применения в сложных условиях бурения

Обсуждение результатов

В таблице 2 приведены результаты измерения эмульсий до и после термостарения (16 ч 120 °С), измеренные при температуре 25, 49 и 85 °С.

Разработанная система РУО показала следующие характеристики: коэффициенты температурного разжижения-загустевания до и после термостарения представлены на рисунках 1–4, что соответствует плоскому реологическому профилю по отраслевым критериям, так как не превышает значение 2,8 (требования к параметрам основных применяемых буровых растворов от Газпром нефть). Показатель седиментационной стабильности составил менее 0,05, что подтверждает устойчивость системы к осаждению твердой фазы.

Ключевой реагент для формирования плоского профиля – модификатор реологии NeoInvert Mod, состоящий из двухкомпонентного основного вещества. Особенность компонента № 2 – высокая начальная способность к формированию пространственно связанной структуры в дисперсной среде. Данная структура сохраняется при изменениях температуры с течением времени.

РИСУНОК 1. Коэффициенты температурного разжижения-загустевания для ПВ (К до ТС = 2,6; К после ТС = 2,6)

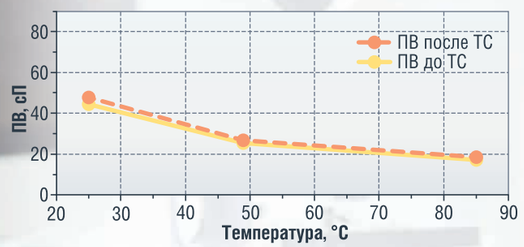


РИСУНОК 2. Коэффициенты температурного разжижения-загустевания для ДНС (К до ТС = 1,3; К после ТС = 1,3)

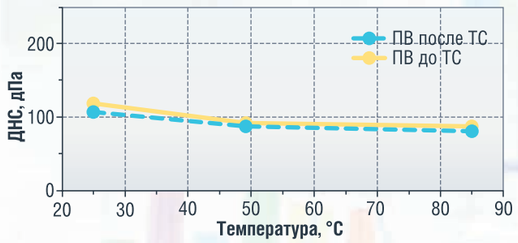


РИСУНОК 3. Коэффициенты температурного разжижения-загустевания для СНС 10 мин (К до ТС = 1,1; К после ТС = 1,6)

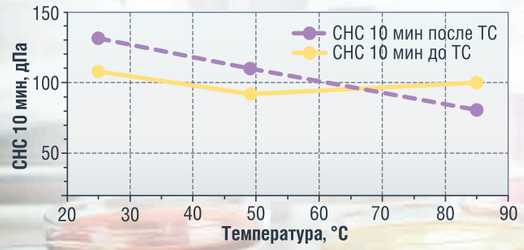


РИСУНОК 4. Коэффициенты температурного разжижения-загустевания для СНС 10 с (К до ТС = 1,0; К после ТС = 1,0)

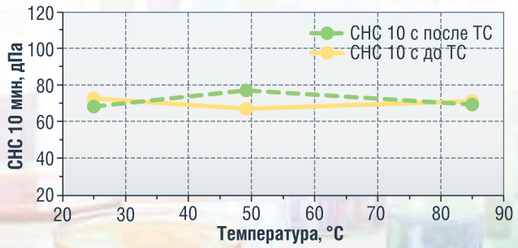


ТАБЛИЦА 2. Результаты исследования РУО Химпром

Т, °С	49	BHR				AHR 120 °С 16 ч			
ρ, г/см³ (25 °С)	1,80–1,90	25	49	85	Температурный К разжижения	25	49	85	Температурный К разжижения
		1,80	–	–		1,80	–	–	
ПВ, сП	< 45	44,4	25,5	17,1	2,59	47,8	26,8	18,4	2,60
ДНС, фунт/100 фут²	18–28	24,7	19,1	18,3	1,35	22,5	18,7	17,2	1,31
СНС 10 с, фунт/100фут²	10–28	15,1	13,9	14,8	1,02	14,3	16,0	14,5	0,98
СНС 10 мин, фунт/100фут²	12-32	22,5	19,1	20,8	1,08	27,3	22,8	16,8	1,60
К тиксотропии	< 2	1,49	1,37	1,40	–	1,9	1,42	1,16	–
R 600, D.R.		115,0	68,4	53,3	–	119,9	68,9	52,8	–
R 300, D.R.		69,0	43,7	37,2	–	71,1	42,5	33,4	–
R 200, D.R.		52,1	34,7	30,5	–	53,2	33,0	27,3	–
R 100, D.R.		34,3	23,6	23,1	–	34,6	22,9	20,2	–
R 6, D.R.		12,5	11,5	13,4	–	12,2	11,0	11,8	–
R 3, D.R.	> 8	11,9	11,0	13,0	0,91	11,8	10,8	11,4	1,03
LSYP (2·R3–R6)	> 6	11,3	10,5	12,6	–	11,4	10,6	11,0	–
BHCC, мПа·с 0,3 об/мин 62 шп	> 25 000	48 000 49 200 49 900	42 100 43 100 43 600	33 200 33 800 34 500	–	50 600 51 800 53 000	45 500 46 300 46 500	35 300 38 800 39 500	–
ЭС, В	> 600	1295	1288	1242	–	1337	1305	1309	–
HTHP (120 °С)35 атм, см³/30 мин	< 4	3,8			–	3,6			–
SAG, г/см³	0,05					0,04			

ТАБЛИЦА 3. Исследование NeoInvert Mod

Параметры	Базовая эмульсия		Компонент № 1		Компонент № 2	
	До ТС	После ТС	До ТС	После ТС	До ТС	После ТС
Плотность, г/см³ (25 °С)	1,25	1,26	1,25	1,26	1,25	1,26
ПВ, сП (50 °С)	24,9	20,1	23,3	28,1	33,9	23,5
ДНС, фунт/100 фут² (50 °С)	17,7	10,6	34,0	45,9	122,3	40,2
СНС10с, фунт/100 фут² (50 °С)	8,3	6,0	14,0	53,4	64,7	46,2
СНС 10 мин, фунт/100 фут² (50 °С)	20,3	7,6	14,0	51,9	63,1	50,0
ЭС, В (50 °С)	445	531	704	625	1192	785
HTHP, см³/30 мин (35 атм, 90 °С)	5,6	4,4	3,2	3,0	3,8	4,8

Отсутствие изменения реологических параметров в зависимости от температуры соблюдается за счет разной температурной чувствительности двух компонентов (таблица 3). Данная синергия обеспечивает практически не изменяющиеся значения пластической вязкости, ДНС и СНС в широком температурном диапазоне. Компонент № 1 в исходном состоянии в растворе до термостатирования проявляет ограниченную степень самоорганизации и вносит незначительный вклад в реологические свойства раствора. При термостатировании, после достижения пороговой температуры термоактивации, его молекулы претерпевают структурную перестройку, переходя в конформационно раскрытое состояние. Это способствует формированию амфифильных ассоциатов и пространственно организованных сетей. Компонент № 2 благодаря высокой молекулярной массе и разветвленной структуре способен формировать частично организованную сетку до термостатирования. При повышении температуры эта структура частично разрушается либо стабилизируется – в зависимости от концентрации. Вклад в реологические свойства при этом не увеличивается, а выходит на плато или демонстрирует незначительное снижение.

ФАКТЫ

NeoInvert Mod

модификатор реологии, состоящий из двухкомпонентного основного вещества – ключевой реагент для формирования плоского профиля

ТАБЛИЦА 4. Результаты исследования РУО Химпром при замене модификатора реологии

Т, °С	49	25	49	85	К	25	49	85	К
NeoInvert Mod									
ПВ, сП	< 45	44	26	17	2,6	48	27	18	2,6
ДНС, дПа	87–135	119	92	88	1,3	108	90	83	1,3
СНС 10 с, дПа	48–135	72	67	71	1,0	69	77	70	1,0
СНС 10 мин, дПа	58–154	108	92	100	1,1	131	109	81	1,6
К тиксотропии	< 2	1,4	1,4	1,5	–	2,1	1,4	1,2	–
ВНСС, Па · с	> 25	48	42	33	–	51	46	35	–
Высокоэффективный импортный реагент									
ПВ, сП	< 45	48	32	20	2,4	58	33	21	2,7
ДНС, дПа	87–135	78	47	30	2,6	47	10	3	13,9
СНС 10 с, дПа	48–135	34	27	25	1,3	16	14	6	2,8
СНС 10 мин, дПа	58–154	51	47	58	0,9	53	42	28	1,9
К тиксотропии	< 2	1,5	1,8	2,3	–	3,3	2,9	4,9	–
ВНСС, Па · с	> 25	19	15	13	–	16	10	14	–

При сравнении модификатора реологии NeoInvert Mod с широко используемым импортным продуктом не удается достичь плоского реологического профиля (табл. 4) для системы РУО Химпром (табл. 1) при использовании импортного продукта.

Для достижения низкой фильтрации был использован жидкий понизитель фильтрации NeoInvert FL Liquid, совместимый с термостабильной структурой раствора и не оказывающий негативного влияния на его реологические характеристики.

Дополнительно за счет применения NeoInvert FL Liquid удалось снизить долю гильсонита в системе без ухудшения фильтрационных свойств. Это позволило снизить пластическую вязкость раствора. Частичная замена гильсонита на жидкий понизитель фильтрации позволила не только достичь требуемых значений НТНР-фильтрации, но и снизить загрязнение продуктивного пласта за счет уменьшения количества твердой фазы в растворе.

При сравнении данного реагента с импортными аналогами того же функционального назначения мы выделили его технологическое превосходство (табл. 5). Следует отметить, что импортные аналоги, использованные в сравнении, также основаны на производных растительных масел, что обеспечивает корректность оценки. Таким образом, сравнивались реагенты одного химического класса с аналогичной функцией, но различающиеся по эффективности и температуре при концентрации 6 л/м³.

НТНР до ТС, см³/30 мин (35 атм, 120 °С)	Импорт № 1	Импорт № 2	NeoInvert FL Liquid
до ТС	6,4	6,6	1,8
после ТС	20,0	14,0	1,6

ФАКТЫ

NeoInvert FL,

совместимый с термостабильной структурой раствора и не оказывающий негативного влияния на его реологические характеристики, способствует снижению фильтрации и доли гильсонита в системе без ухудшения фильтрационных свойств

Выводы

Разработанная рецептура утяжеленного термостабильного РУО с плоским реологическим профилем демонстрирует стабильность реологических характеристик, устойчивость к седиментации и потенциал для промышленного применения в сложных условиях бурения. Достижение требуемых параметров стало возможным благодаря разработке высокоэффективных реагентов – эмульгатора, жидкого понизителя фильтрации и модификатора реологии, адаптированных под отечественную сырьевую базу. В дальнейшем планируется масштабирование разработок на системы с плотностью от 1,18 до 2,2 г/см³.

Литература

1. *Меденцев С.В. Стабилизация реологического профиля буровых растворов на углеводородной основе / С.В. Меденцев.*
2. *Конесев В.Г., Хомутов А.Ю. Результаты применения растворов на углеводородной основе при вскрытии продуктивных пластов на месторождениях ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» / В.Г. Конесев, А.Ю. Хомутов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 44–45.*

Keywords: *drilling fluid, flat rheological profile, weighted oil-based drilling fluid, rheology modifier, OBM (oil-based mud), localization of OBM additives.*

ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ СВОЙСТВ ИЗОЛЯЦИОННОГО СОСТАВА HimBlock-100

для ликвидации зон поглощений с высокой интенсивностью

Соловьев Александр Дмитриевич
специалист отдела по инновациям и разработкам, ООО «Химпром»

Кучин Вячеслав Николаевич
заведующий лабораторией НЦ «Арктика», Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, к.т.н.

Косарев Михаил Александрович
главный специалист управления инжиниринга, ООО «РусГазБурение»

Газиев Рафис Фанисович
руководитель проектов проектной службы, ООО «Химпром»

Ламосов Михаил Евгеньевич
главный специалист лаборатории НЦ «Арктика», Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, к.т.н.

Закирова Дарья Дмитриевна
инженер-химик лаборатории НИР, ООО «Химпром»

Машаров Марсель Талгатович
начальник лаборатории НИР, ООО «Химпром»

УДК 622.244.5

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ И МОДЕЛИРОВАНИЯ СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ДВУХКОМПОНЕНТНОГО ИЗОЛЯЦИОННОГО СОСТАВА HIMBLOCK-100, РАЗРАБОТАННОГО ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ С ВЫСОКОЙ ИНТЕНСИВНОСТЬЮ. ВЫБРАНЫ ПОДХОД И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАЧАЛА ПРОЦЕССА СШИВАНИЯ И ПРОКАЧИВАЕМОСТИ СОСТАВА. ОПРЕДЕЛЕНО ОПТИМАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ ВОЗМОЖНОСТИ ДОСТАВКИ СОСТАВА В ИНТЕРВАЛ С СОХРАНЕНИЕМ НЕОБХОДИМОЙ ПРОЧНОСТИ ПОЛУЧАЕМОГО СШИТОГО ГЕЛЯ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО HIMBLOCK-100 ОБЛАДАЕТ РЕГУЛИРУЕМЫМИ РЕОЛОГИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ, ИМЕЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ АДАПТАЦИИ СОСТАВА ПОД ШИРОКИЙ ДИАПАЗОН ТЕМПЕРАТУР. РАЗРАБОТАННЫЙ АЛГОРИТМ ЛАБОРАТОРНОГО ТЕСТИРОВАНИЯ ПОЗВОЛЯЕТ МОДЕЛИРОВАТЬ ПРОЦЕСС ЗАКАЧКИ ИЗОЛЯЦИОННОГО СОСТАВА И ФОРМИРОВАТЬ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЕГО ПРИМЕНЕНИЮ ДЛЯ РЕАЛЬНЫХ СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЙ

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF LABORATORY TESTING AND SIMULATION OF DOWNHOLE CONDITIONS FOR THE TWO-COMPONENT INSULATING COMPOSITION HIMBLOCK-100, DEVELOPED FOR ISOLATING ZONES WITH HIGH-INTENSITY DRILLING FLUID LOSSES. AN APPROACH AND APPROPRIATE TOOLS WERE SELECTED TO EVALUATE THE ONSET OF CROSSLINKING AND THE PUMPABILITY OF THE COMPOSITION. THE OPTIMAL RATIO OF COMPONENTS WAS DETERMINED TO ENSURE SUCCESSFUL DELIVERY OF THE COMPOSITION TO THE TARGET INTERVAL WHILE MAINTAINING THE REQUIRED STRENGTH OF THE RESULTING CROSSLINKED GEL. IT WAS ESTABLISHED THAT HIMBLOCK-100 POSSESSES ADJUSTABLE RHEOLOGICAL PROPERTIES AND CAN BE ADAPTED TO A WIDE RANGE OF FORMATION TEMPERATURES. THE DEVELOPED LABORATORY TESTING ALGORITHM ENABLES SIMULATION OF THE INJECTION PROCESS AND THE FORMULATION OF PRACTICAL RECOMMENDATIONS FOR THE APPLICATION OF THE COMPOSITION UNDER REAL DOWNHOLE CONDITIONS

Ключевые слова: *поглощение, изоляционный состав, бурение, сшиватель, буровой раствор, пласт, реология.*

На многих нефтегазовых месторождениях в процессе бурения скважин сталкиваются с проблемой поглощающих пластов, которые характеризуются высокой проницаемостью и трещиноватостью, соответственно способностью интенсивно поглощать буровой раствор. Наличие таких пластов существенно осложняет процесс строительства скважин, вызывая значительные временные и материальные потери. Для устранения или минимизации последствий, связанных с поглощением, на практике широко применяют методы механической изоляции, включая дополнительный спуск специальных колонн с последующим цементированием. Также находят применение различные герметизирующие устройства, способствующие перекрытию зон поглощения. Однако такие меры, как правило, сопряжены с удорожанием строительства, увеличением непроизводительного времени и общей продолжительности бурения [1, 2].

При необеспечении качественной, своевременной и эффективной изоляции поглощающего пласта, в процессе бурения приводит к снижению гидростатического давления в скважине ниже порового, что, в свою очередь, может привести к возникновению целого ряда осложнений. Среди наиболее распространенных последствий – потеря циркуляции бурового раствора, снижение устойчивости стенок ствола скважины, вплоть до обрушения, а также вероятность возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП). В связи с этим разработка и внедрение эффективных изоляционных технологий, максимально адаптированных к скважинным условиям поглощений высокой интенсивности, является актуальной задачей. Такие технологии однозначно позволят сократить сроки строительства скважин [3].

ФАКТЫ

ГНВП,

потеря циркуляции бурового раствора, снижение устойчивости стенок ствола скважины являются следствием необеспечения качественной, своевременной и эффективной изоляции поглощающего пласта

Методы и материалы

Перечень приборов:

- Вискозиметр Brookfield DV2TLV;
- Консистометр высокого давления и температуры Fann 422;
- Вискозиметр Brookfield PVS;
- Ротационный вискозиметр OFITE Model 900 Viscometer.

Перечень хим. реагентов и образцов:

- HimBlock-100 (основа);
- HimBlock-100 (сшиватель).

В настоящее время в отрасли зарегистрированных методов оценки изоляционных составов для ликвидации поглощений нет. Авторами рассмотрены следующие подходы для оценки набора реологии и прокачиваемости в скважине:

- Вискозиметр Brookfield DV2TLV с 64 шпинделем при 1 об/мин – исследование времени начала сшивания состава.
- Консистометр высокого давления и температуры Fann 422 – исследование прокачиваемости состава в бурильных трубах.
- Вискозиметр Brookfield PVS – исследование возможности прокачиваемости состава в бурильных трубах.
- Ротационный вискозиметр OFITE Model 900 Viscometer – исследование реологических характеристик состава для подбора оборудования закачивания в скважину.

Рассмотрим алгоритм измерения структурно-реологических характеристик состава до введения сшивателя.

В стеклянный стакан объемом 250 мл загружается расчетное количество водопроводной воды и при перемешивании на верхнеприводной мешалке добавляется навеска химического реагента HimBlock-100 (основа). Основу перемешивают в течение 30 минут при скорости вращения 300 – 400 об/мин. Раствор переливают в термостакан. Замеряют его реологию на OFITE 900 Viscometer. После чего определяют вязкость на вискозиметре Brookfield DV2TLV, на котором установлен 64 шпиндель, число оборотов – 1 оборот в минуту. Измерение вязкости производят в течение 1 минуты.

Далее рассмотрим последовательность действий при измерении структурно-реологических характеристик состава после введения сшивателя.

В стеклянный стакан объемом 250 мл загружается расчетное количество технической (водопроводной) воды и при перемешивании на верхнеприводной мешалке добавляется навеска химического реагента HimBlock-100 (основа). Основу перемешивают 30 минут, скорость 300 – 400 об/мин. Затем в раствор основы вводят из шприца химический реагент HimBlock-100 (сшиватель). Перемешивают около 3 минут до полного распределения сшивателя в объеме раствора. Раствор переливают в термостакан. Замеряют реологические характеристики на OFITE 900 Viscometer. После замеров замеряют вязкость на вискозиметре Brookfield DV2TLV. На вискозиметре установлен 64 шпиндель, число оборотов – 1 оборот в минуту. Измерение вязкости производят в течение 1 минуты. При этом оно происходит в автоматическом режиме, записывая показания через каждую минуту в память прибора. В таблице 1 приведены концентрации и условия для проведения испытаний.

Обсуждение результатов

HimBlock-100 состоит из двух компонентов – сшивателя, замерзающего при низких температурах и специально подобранного полимерного материала/основы со включением модифицирующих добавок.

В состав HimBlock-100 (основа) входят:

- полимер, который подбирается для обеспечения требуемой прочности изоляционного состава;
- армирующие добавки для усиления получающегося звенящего геля;
- кольматанты для закупоривания пор пласта;
- модификаторы скорости сшивания.

Задача по подбору свойств изоляционного состава была осложнена низкими пластовыми температурами, высокой минерализацией пластовых вод, расположенных вблизи зоны поглощений, и фактом того, что поглощения относятся к высокой интенсивности вплоть до полного ухода. При подборе состава под фактические скважинные условия нам необходимо было решить задачи, связанные со временем начала процесса сшивки и с безаварийной доставкой состава до заданной глубины.

ТАБЛИЦА 1. Условия и концентрации основных компонентов системы

Температура, °С	30 – 35
Вода техническая (пресная), масс. %	93
HimBlock-100 (основа), масс. %	5
HimBlock-100 (сшиватель), масс. %	2

ФАКТЫ

Технология HimBlock-100 состоит из двух компонентов – сшивателя, замерзающего при низких температурах и специально подобранного полимерного материала-основы со включением модифицирующих частиц

60 минут составляет время начала набора реологии геля

Ниже представлены подходы к исследованию вышеуказанных задач.

При использовании изоляционных составов одним из критических аспектов является контроль времени начала сшивания – слишком ранняя реакция может привести к образованию геля в бурильной трубе, а слишком поздняя – к уходу состава в зону поглощения без создания необходимого блокирующего экрана. Для модификации начала скорости гелирования чаще всего используют два типа реагентов: кислотно-основные и хелатирующие агенты. В данной работе мы столкнулись с проблемой отсутствия перепада температуры, как основного фактора, инициирующего процесс начала гелирования, именно поэтому выбор модификаторов начала сшивания являлся для нас крайне актуальным. При разработке данного состава использовали комбинацию кислотно-основных и хелатирующих агентов для регулирования скорости гелирования [4].

Использование вискозиметра Brookfield DV2TLV с 64 шпинделем при 1 об/мин позволило смоделировать время набора реологии при нахождении состава в пласте при заданном температурном диапазоне 30 – 35 °С. На рисунке 1 представлен график зависимости вязкости от времени для опытного образца.

РИСУНОК 1. Изменение вязкости опытного образца при температуре 30 – 35 °С с использованием Brookfield DV2TLV

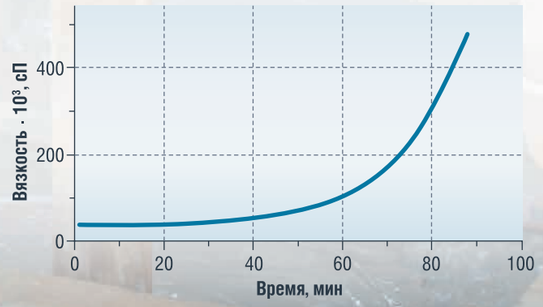
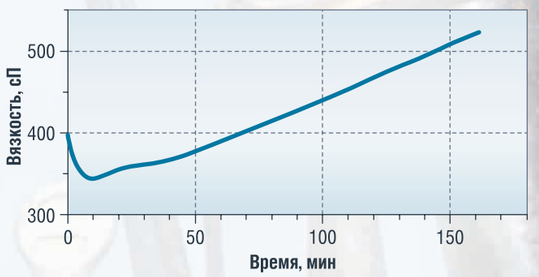


РИСУНОК 2. Нарушение целостности образца геля при использовании консистометра высокого давления и температуры Fann 422

РИСУНОК 3. Изменение консистенции опытного образца, при температуре 30 – 35 °С

РИСУНОК 4. Изменение вязкости опытного образца, при температуре 30 – 35 °С с использованием PVS Brookfield



Время начала набора реологии геля составляет 60 минут, что дает возможность доставить расчетный объем изоляционного состава до интервала поглощения при применении технологии HimBlock-100.

При исследовании разработанного изоляционного состава с использованием консистометра высокого давления и температуры Fann 422 столкнулись с проблемой разрушения геля при исследовании, что не позволило смоделировать процесс движения состава в бурильных трубах. Гель сшивается, однако из-за механического разрушения невозможно зафиксировать изменения его консистенции (рис. 2, 3). Данный факт, позволил авторам сделать вывод, что использование консистометра не показательно, поскольку метод исследования разрушает гель в процессе сшивки [5].

Поскольку применение консистометра не позволило смоделировать процесс закачивания изоляционного состава, то следующее тестирование проводили на вискозиметре PVS Brookfield, так как данный прибор позволяет смоделировать движение аналогичных составов в трубах в процессе проведения работ по гидроразрыву пласта (ГРП). Анализируя рисунок 4, можно сделать вывод, что изоляционный состав HimBlock-100 имеет вязкость менее 500 сПз за 140 минут. Данное время позволяет прокачивать его в скважину через бурильные трубы [6].

ФАКТЫ

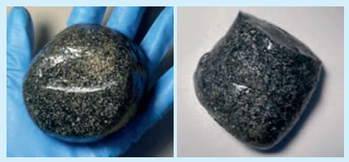
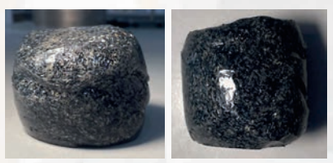
Менее 500 сПз имеет вязкость изоляционный состав HimBlock-100 в течение 140 минут

Результатами тестирования была подтверждена возможность прокачивания состава через бурильные трубы, но для реализации технологии требовалось привлечение специального насосного оборудования, что в свою очередь привело бы к удорожанию технологии в целом. Заказчик предложил рассмотреть альтернативные варианты, а именно снизить вязкость изоляционного состава HimBlock-100 для возможности работы со стандартным насосным оборудованием при этом с условием сохранения его прочностных характеристик.

ТАБЛИЦА 2. Параметры замера на ротационном вискозиметре HimBlock-100

№ раствора	Параметры								
	Углы закручивания пружины ротационного вискозиметра, град								
	600 об/мин	300 об/мин	200 об/мин	100 об/мин	60 об/мин	30 об/мин	6 об/мин	3 об/мин	Вязкость сР, 1 об/мин (64 шп.) 1 мин
Стандартный гель до введения сшивателя (7 % основы)	–	–	–	240	196	146	69	48	27 000
Гель без введения сшивателя (5 % основы)	–	240	201,3	148,2	119,8	87,2	38,8	26,6	7200
Оптимизирвоанный гель (5 % основы, 2 % сшивателя)	–	247	206,7	148,3	120,0	85,0	40,5	28,1	7200

ТАБЛИЦА 3. Внешний вид HimBlock-100 (основа) и сшитого геля в разные промежутки времени

Внешний вид		Характеристика сшитого состава
Сухая смесь HimBlock-100 (основа)		–
Сшитый гель (80 минут после добавления сшивателя; температура 30–35 °C)		Растекается, не держит форму, прочность на разрыв невысокая
Сшитый гель (3 часа после добавления сшивателя; температура 30–35 °C)		Упругий, держит форму, прочность на разрыв высокая
Внешний вид сшитого геля (6 часов после добавления сшивателя; температура 30–35 °C)		Упругий, держит форму, прочность на разрыв высокая
Внешний вид сшитого геля (24 часа после добавления сшивателя; температура 30–35 °C)		Прочный, «звенящий гель»

Результаты лабораторных исследований по модификации состава, с целью привлечения стандартного насосного оборудования, представлены в таблице 2. Проанализировав таблицу 2, можно сделать вывод, что оптимальное соотношение концентраций HimBlock-100 (основа) и HimBlock-100 (сшиватель) достигается при содержании их 5 % и 2% соответственно. Выбранные итоговые концентрации компонентов состава HimBlock-100 исключают риск образования непрокачиваемого геля в бурильной трубе, подходят для стандартного насосного оборудования и при этом позволяют сохранить требуемую прочность геля после сшивки в интервале поглощающего пласта [7].

Внешний вид образцов представлен в таблице 3. Технология отличается высокой адгезией с горной породой, повышенной прочностью и эластичностью.

При температуре 30–35 °C время начала сшивки опытного образца составляет 60 минут, при комнатной температуре (24 °C) – 90 минут.

ФАКТЫ

5 % и 2 %

составляет оптимальное соотношение концентраций HimBlock-100 (основа) и HimBlock-100 (сшиватель)

Рекомендуемое время технического отстоя по результатам исследования не менее 6 часов до полной сшивки состава. При проведении избирательной изоляции притока необходимо предусмотреть разделяющий буфер.

Выводы

Преимуществом использования технологии HimBlock-100 является возможность настройки системы строго под фактические скважинные условия, а также возможность применять технологию HimBlock-100 в зонах поглощений с низкой и высокой температурой. При хранении исключается преждевременная (поверхностная) сшивка реагента, характерная для однокомпонентных систем.

На основе проведенных лабораторных испытаний сформирован план работ по применению технологии HimBlock-100 для ликвидации поглощений с высокой интенсивностью, при необходимости, с дальнейшей доработкой результатов после проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ). Разработанная методика исследования изоляционных составов позволяет в лабораторных условиях смоделировать процесс закачки состава в скважину.

Литература

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 QBQPFH.*
2. *Быстросхватывающийся состав для ликвидации высокоинтенсивных поглощений и водоизоляции при бурении скважин на прямой эмульсии / В.Н. Кучин, В.П. Полищученко, В. А.В. Жорже, И.М. Овчинникова // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 3 (147). – С. 52–55. – EDN NSWTLC.*
3. *Патент № 2750804 C1 Российская Федерация, МПК C09K 8/84, E21B 43/12. Состав для изоляции водопритока в скважине: № 2020137992: заявл. 14.01.2021: опубл. 02.07.2021 / В.Н. Кучин, А.А. Куншин, М.В. Нуцкова; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – EDN RUHSKL.*
4. *Акульшин А.А. Технология бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 2020. – 432 с*
5. *Гольтяев А.В. Методы и материалы для ликвидации поглощений при бурении скважин. – Изд-во УГИ, 2021.*
6. *Гриценко А.И., Ермилов О.М., Щербаков С.Г. Нефтепромысловая химия: Учебник для вузов . – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2020. – 512 с.*
7. *Хусаинов И.Г. Современные изоляционные составы для нефтегазовых скважин. – М.: ООО «Недра», 2020. – 256 с.*

Keywords: *loss circulation, insulating composition, drilling, crosslinker, drilling fluid, formation, rheology.*

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ БУРОВЫЕ РЕАГЕНТЫ

ЗАО «Полицелл»

Крюков Сергей Вадимович
к.х.н.

Смирнов Сергей Иванович

Мячина Надежда Евгеньевна

Шмидт Ирина Сергеевна

ЗАО «Полицелл»

УДК 622.24: 547.458

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОБЗОР РЕАГЕНТОВ, ПРОИЗВОДИМЫХ ЗАО «ПОЛИЦЕЛЛ», ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ БУРЕНИЯ, ЗАКАНЧИВАНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН, ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ. КАК ПРАВИЛО, ЭТО РЕАГЕНТЫ НА ОСНОВЕ РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ – ПРОИЗВОДНЫХ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ И КРАХМАЛА, ПОБОЧНЫХ ПРОДУКТОВ СУЛЬФАТНО-ЦЕЛЛЮЛОЗНОГО ПРОИЗВОДСТВА, ЛИГНОЦЕЛЛЮЛОЗНЫХ КОМПЛЕКСОВ. ВСЕ РЕАГЕНТЫ ЗАО «ПОЛИЦЕЛЛ» ИМЕЮТ ЧЕТВЕРТЫЙ КЛАСС ОПАСНОСТИ

THE ARTICLE PRESENTS AN OVERVIEW OF REAGENTS PRODUCED BY POLITSELL CJSC, USED FOR DRILLING, COMPLETION AND DEVELOPMENT OF WELLS, CARRYING OUT MAJOR OVERHAUL AND REPAIR AND RESTORATION WORKS. AS A RULE, THESE ARE REAGENTS BASED ON PLANT RAW MATERIALS - DERIVATIVES OF CELLULOSE AND STARCH, BY-PRODUCTS OF SULFATE-CELLULOSE PRODUCTION, LIGNOCELLULOSE COMPLEXES. ALL REAGENTS OF POLITSELL CJSC HAVE THE FOURTH HAZARD CLASS

Ключевые слова: *реагенты, бурение, заканчивание скважин, капитальный ремонт, экологическая безопасность.*

ЗАО «Полицелл» выпускает технические марки карбоксиметилцеллюлозы (Na КМЦ) со степенью замещения 0,8–0,9 и технические марки полианионной целлюлозы (Na-ПАЦ) со степенью замещения ≥ 0,90.

Химическая суть процессов получения КМЦ и ПАЦ состоит во взаимодействии щелочной целлюлозы с монохлорацетатом натрия или монохлоруксусной кислотой в присутствии NaOH. По литературным данным, реакционная способность гидроксильных групп элементарного звена целлюлозы находится в следующем соотношении: C2 : C3 : C6 = 2 : 1 : 2,5. В ЗАО «Полицелл» реализован твердофазный способ получения карбоксиметилированных продуктов на установках непрерывного и периодического действия.

Возможности традиционных марок КМЦ 9Н, КМЦ 9С и КМЦ-9В хорошо известны (табл. 1). Эти реагенты применяются в качестве стабилизатора глинистых суспензий. Среди реагентов марки КМЦ следует отметить реагент с повышенной термостойкостью – Полицелл КМЦ-ТС, который позволяет повысить термостойкость глиносодержащих буровых растворов до 180 °С при сохранении оптимальных реологических и фильтрационных свойств раствора.

В настоящее время наиболее востребованы технические марки полианионной целлюлозы ПАЦ-Н и ПАЦ-В, имеющие улучшенные характеристики по фильтрации, солестойкости и устойчивости при повышенных температурах, что проиллюстрировано на рис. 1. Реагенты ПАЦ – стабилизаторы и защитные коллоиды любых типов буровых растворов на водной основе, эффективны при содержании NaCl и KCl до насыщения, обладают повышенной устойчивостью к агрессии солей Ca и Mg, могут быть использованы в безглинистых буровых растворах. Реагенты ПАЦ обеспечивают стабилизацию стенок скважин при бурении в глинистых сланцах. Характеристики реагентов Полицелл ПАЦ представлены в таблице 2.

ФАКТЫ

180 °С

– температура, до которой повышается термостойкость глиносодержащих буровых растворов благодаря реагенту Полицелл КМЦ-ТС, при сохранении оптимальных реологических и фильтрационных свойств

В ЗАО «Полицелл» для нефтегазового комплекса выпускается широкий круг крахмальных модифицированных реагентов.

Отметим, что мы не производим реагенты на основе нативных крахмалов, требующих особых условий приготовления бурового раствора (стадии клейстеризации); все наши реагенты растворимы в водных растворах при обычной температуре без добавления специальных реагентов. Следует также отметить, что все крахмальные реагенты ЗАО «Полицелл» стабилизированы биоцидными добавками, предотвращающими биоразложение реагентов в буровых растворах.

ЗАО «Полицелл» выпускает карбоксиметилированный крахмал марки КМК-БУР с содержанием основного вещества 60–80 %. Реагент хорошо растворяется в холодной воде с образованием стабильных гелей различной вязкости. Полицелл КМК-БУР обеспечивает: поддержание низких значений фильтрации как пресных,

ТАБЛИЦА 1. Технические показатели Полицелл КМЦ

Наименование показателя	Полицелл КМЦ-9			Полицелл КМЦ-ТС
	Н	С	В	
Массовая доля воды	≤10			≤12
Степень замещения	0,8–0,9			0,75–0,9
Динамическая вязкость по Хепплеру 2%-ного раствора	10–40	40–100	≥100	≥25
Степень полимеризации	≥350	≥500	≥700	
Температурный предел работоспособности	120 °С		130 °С	180 °С
Массовая доля хлорорганических соединений, мг/г (ppm)	отсутствуют			

РИСУНОК 1. Фильтрационные характеристики реагентов Полицелл КМЦ-9С, ПАЦ-Н и ПАЦ-В (глина ПБМВ 6 %)

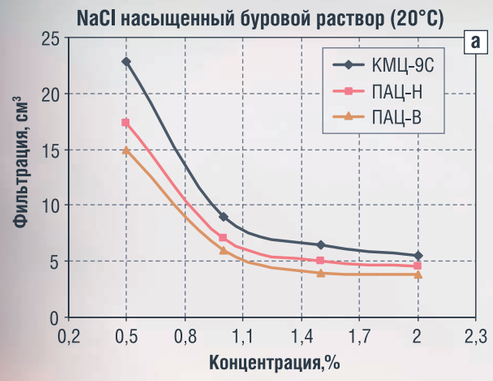


ТАБЛИЦА 2. Технические показатели Полицелл ПАЦ

Наименование показателя	Норма		
	ПАЦ-Н	ПАЦ-С	ПАЦ-В
Массовая доля воды, не более, %	10		
Степень замещения по карбоксиметильным группам	0,90–1,10	0,90–1,10	0,90–1,10
Динамическая вязкость по Брукфильду водного раствора с массовой долей абсолютно сухого вещества 2 % при температуре 20,0 ± 0,1 °С, мПас	не более 170	от 170 до 600	не менее 600
Термостойкость	130 °С		140 °С
Массовая доля хлорорганических соединений, мг/г (ppm)	отсутствуют		

ТАБЛИЦА 3. Технические характеристики реагентов марки КМК-БУР

Наименование показателей	КМК-БУР 1		КМК-БУР 2
	марка Н	марка В	
Содержание воды, %, не более	10		
Вязкость по Хепплеру 4%-ного водного геля при 25,0 ± 1,0 °С, мПас	30–300	≥ 300	≥ 30
Вязкость по Брукфильду 4%-ного водного геля при 25,0 ± 1,0 °С, мПас	100–400	≥ 400	≥ 100
Показатель pH 1%-ного водного раствора	≥ 10		≤ 10
Статическая фильтрация бурового глинистого NaCl насыщенного раствора, содержащего 1 % КМК-БУР, см³	≤ 10	–	≤ 15
Термостойкость, °С	120	130	
Массовая доля хлорорганических соединений, мг/г (ppm)	отсутствуют		

так и соленасыщенных буровых растворов; снижение фильтрации безглинистых буровых растворов на основе биополимерных реагентов; использование в «незагрязняющих» буровых растворах для вскрытия продуктивных пластов и в жидкостях для заканчивания скважин. Характеристики основных марок КМК-БУР представлены в табл. 3. Реагент КМК-БУР 1 Н по эффективности действия на фильтрационные свойства буровых растворов идентичен лучшим зарубежным аналогам.

В ЗАО «Полицелл» разработана серия реагентов на основе модифицированного карбоксиметилированного крахмала под общей маркой КМК-БУР 1 НА, оказывающих минимальное воздействие на вязкость и СНС обрабатываемой глинистой суспензии, в частности, удовлетворяющих повышенным требованиям ООО «Газпром». Реагент КМК-БУР 1НА соответствует требованиям API (табл. 4).

Другой класс крахмальных реагентов, выпускаемых ЗАО «Полицелл», – набухающие крахмалы, получаемые по экструзионной технологии. Одним из самых эффективных экструзионных крахмалов является реагент Полицелл ФКР. Полицелл ФКР является эффективным понизителем фильтрации минерализованных глинистых и безглинистых буровых растворов; устойчив к Ca- и Mg-агрессии; может быть использован в ингибированных KCl-содержащих буровых растворах; обладает низкой загущающей способностью. Отметим, что Полицелл ФКР соответствует стандарту API (табл. 5).

Полицелл ФКР используется для бурения нефтедобывающих скважин и вскрытия продуктивных пластов в Западной Сибири на

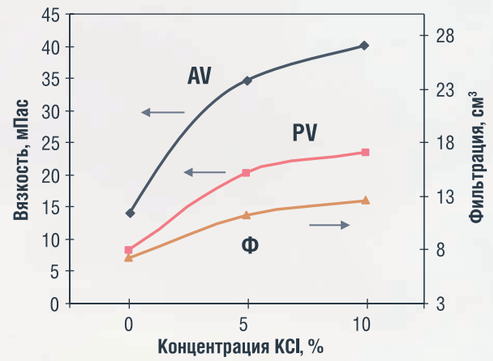
ТАБЛИЦА 4. Характеристики КМК-БУР 1НА (2) по API

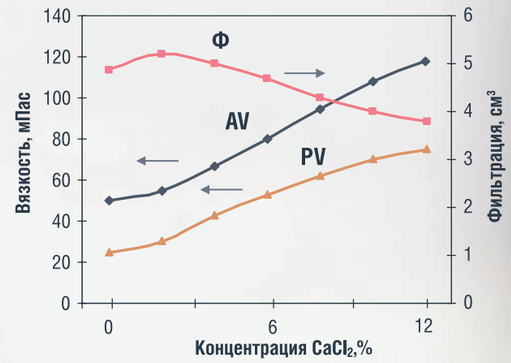
	40 г/л NaCl		400 г/л NaCl	
	Показания при 600 об/мин	Фильтрация, см³	Показания при 600 об/мин	Фильтрация, см³
КМК-БУР 1НА (2)	16–17	8–8,5	18–20	8–9
Норма по API	≤ 18	≤ 10	≤ 20	≤ 10

ТАБЛИЦА 5. Характеристики реагента Полицелл ФКР по стандарту API

	40 г/л NaCl		400 г/л NaCl	
	Показания при 600 об/мин	Фильтрация, см³	Показания при 600 об/мин	Фильтрация, см³
Данные анализа	16–18	8–9	18–20	8–9
Норма по API	≤ 18	≤ 10	≤ 20	≤ 10
Массовая доля хлорорганических соединений, мг/г (ppm)	отсутствуют			

РИСУНОК 2. Характеристики бурового раствора на основе Полицелл ФКР в среде KCl и $CaCl_2$ (концентрация ФКР 1 %, глина ПБМВ 6 %)





месторождениях Нижневартовска, Нефтеюганска и Пурпе. Характеристики реагента ФКР в среде KCl и $CaCl_2$ показаны на рис. 2.

В ЗАО «Полицелл» разработана серия комплексных структурообразователей на основе смеси водорастворимых полимеров и модифицированных крахмальных реагентов, в частности Полицелл МЭК, предназначенные для использования в высокоминерализованных безглинистых буровых растворах.

Полицелл МЭК – экструзионный модифицированный крахмальный реагент для бурения нефтяных и газовых скважин, в том числе наклонно направленных и горизонтальных с использованием пресных и минерализованных растворов. Полицелл МЭК обеспечивает низкие значения параметра фильтрации; обеспечивает стабильность реологических параметров буровых растворов; может использоваться для пресных, соленых и сильноминерализованных буровых растворов, в том числе содержащих ионы K+ , Ca^{2+} and Mg^{2+}; эффективен в безглинистых буровых растворах.

ФАКТЫ

Полицелл ФКР

эффективный понизитель фильтрации минерализованных глинистых и безглинистых буровых растворов

ТАБЛИЦА 6. Технические характеристики Полицелл МЭК

Наименование показателей	Полицелл МЭК-С	Полицелл МЭК-В
Массовая доля воды, %, не более	10	
Показатели для безглинистого бурового раствора на основе аналога пластовой воды состава: NaCl – 14,61 %, KCl – 2,95 %, $CaCl_2$ – 2,64 %, плотностью 1,15 г/см³, обработанного 3 % Полицелл МЭК		
Условная вязкость (по ВБР), с	30–60	50–100
Показатель фильтрации, см³	4–6	4–6
Массовая доля хлорорганических соединений, мг/г (ppm)	отсутствуют	

Полицелл МЭК не обладает токсическим или раздражающим действием и является экологически безвредным продуктом, т.к. подвергается биологическому разложению, не образуя вредных веществ.

В ЗАО «Полицелл» выпускается гидроксиэтилцеллюлоза марки Сульфацелл 2 – растворимый в воде простой эфир целлюлозы неионного характера. Многолетний опыт применения на месторождениях ОАО «Газпром», ОАО «Татнефть» и других компаний топливно-энергетического комплекса показал высокую эффективность реагента как в обычных условиях, так и в условиях повышенных температур и полиминеральной агрессии. Реологические характеристики водных растворов Сульфацелл разных марок представлены на рис. 3.

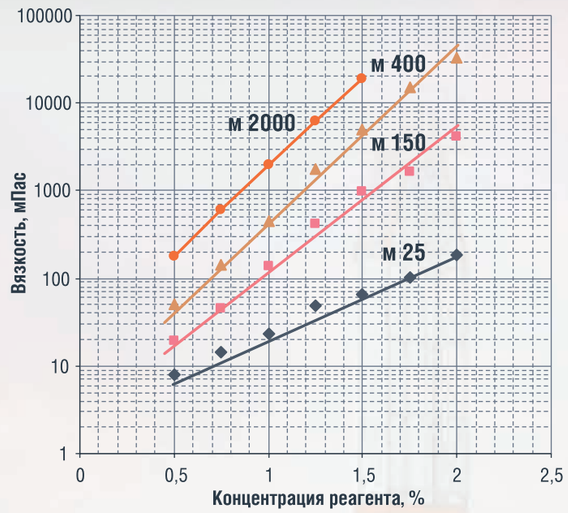
На основе гидроксиэтилцеллюлозы разработаны специальные марки для нефте- и газодобывающей промышленности.

Сульфацелл для цементирования скважин: замедляет время загустевания и сроки схватывания тампонажного цемента; значительно снижает водоотделение тампонажного раствора; обеспечивает сохранение оптимальных реологических характеристик в течение длительного времени.

Сульфацелл для повышения нефтеотдачи пластов: закачка в скважину в виде суспензии недорастворенного полимера; постепенное дорастворение полимера с образованием высоковязкой гелеобразной оторочки в глубине пласта; блокирование промытых зон пласта и, как следствие, изменение направления фильтрационных потоков с последующим подключением в разработку продуктивных пропластков и линз.

ЗАО «Полицелл» производит реагенты-кольматанты серии Полицелл ЦФ. Реагенты могут быть использованы для предотвращения или устранения проблем, связанных с бурением в условиях поглощения, в частности:

РИСУНОК 3. Динамическая вязкость водных растворов реагента Сульфацелл различных марок



ФАКТЫ

60-80 %

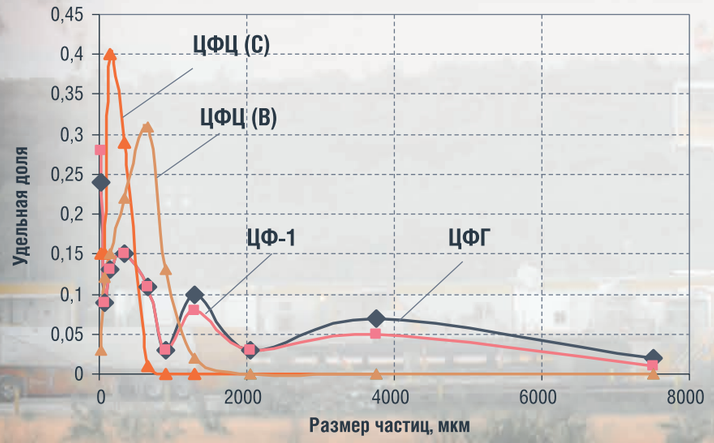
составляет содержание основного вещества карбоксимителированного крахмала марки КМК-БУР, выпускаемого ЗАО «Полицелл»

для ликвидации потерь бурового раствора при вскрытии высокопроницаемых горных пород; при строительстве скважин в проницаемых горных породах с низким пластовым давлением; при временном блокировании продуктивных пластов; для ремонтно-восстановительных работ в эксплуатируемых скважинах; при глушении скважин. Нами разработан реагент Полицелл ЦФЦ – реагент-кольматант на целлюлозной основе с размером частиц в области 40–200 мкм. Реагент предназначен для предупреждения и ликвидации поглощений в мелкопористых песчаниках. Рекомендуемая концентрация реагента от 15–30 до 30–60 кг/м³ и более.

Реагенты марок Полицелл ЦФ-1 и Полицелл ЦФГ представляют собой композиции на основе природных лигноцеллюлозных комплексов, водонабухающих полимеров и неорганических модификаторов с широким интервалом размеров закупоривающих частиц – от нескольких микрон до нескольких миллиметров. Реагент Полицелл ЦФГ отличается наличием закупоривающих частиц различной природы и повышенным содержанием частиц более крупного размера.

Для предварительной обработки и с целью предотвращения поглощения бурового раствора реагенты ЦФ-1 и ЦФГ вводят в количестве 5–20 кг на 1 м³ бурового раствора. Для ликвидации уже возникшего поглощения количество реагента увеличивают до 40 кг и выше на 1 м³ бурового раствора. Производится в промышленном масштабе зимняя марка реагентов ЦФ-1 и ЦФГ с пониженным содержанием влаги, позволяющая проводить работы с данными кольматантами в зимнее время. На рис. 4 представлена качественная картина распределения кольматирующих частиц по размерам для кольматантов различного типа по данным мокрого ситового анализа. Отметим, что реагенты серии Полицелл ЦФ оказывают минимальное воздействие на структурные и реологические свойства бурового раствора.

РИСУНОК 4. Характер распределения по размерам закупоривающих частиц в кольматантах серии ЦФ

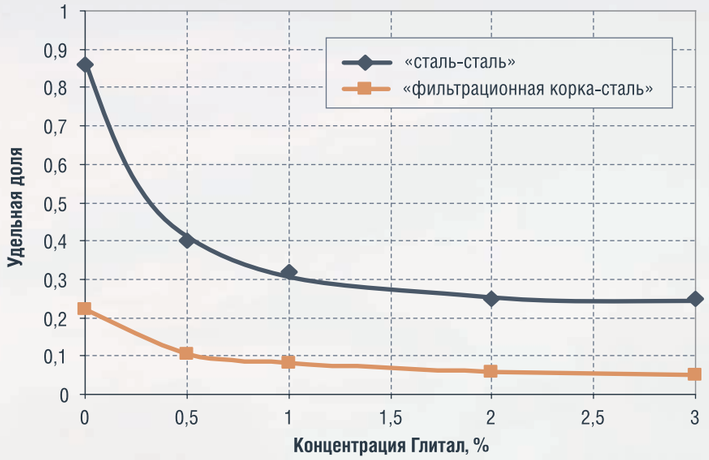


Представляет интерес кольматант на основе распущенных в воде недробленых целлюлозных волокон, образующих в буровом растворе агрегированные частицы размером до 10 мм. Этот реагент выпускается под маркой «Полицелл ЦФЦ-1».

ЗАО «Полицелл» предлагает потребителям жидкие смазки Глитал и Политал, полученные на основе побочных продуктов сульфатно-целлюлозного производства и полиалкиленгликолей различных типов.

Глитал – композиция на основе частично омыленных природных высших кислот и полиалкилкиленгликолей; предназначена для использования в качестве высокоэффективной смазочной добавки в пресных и маломинерализованных буровых растворах. Добавка обеспечивает снижение коэффициента трения на поверхности раздела сталь/сталь до 0,04; снижение коэффициента трения на поверхности раздела сталь/фильтрационная корка до 0,4; улучшение фильтрационных, реологических и ингибирующих свойств; вскрытие продуктивных зон без нарушения естественной проницаемости коллектора. Характеристики реагента Глитал представлены на рис. 5.

РИСУНОК 5. Зависимость от концентрации коэффициентов трения буровых растворов, содержащих смазочную добавку Глитал (буровой раствор с добавлением шлама плотностью 1,14 г/см³, коллоидная глина – 50 кг/м³)



ФАКТЫ

40-200 мкм

размер частиц реагента-кольматанта Полицелл ЦФЦ на целлюлозной основе

5-20 кг

на 1 м³ бурового раствора – количество реагента ЦФ-1 и ЦФГ, необходимое для предварительной обработки и предотвращения поглощения бурового раствора

Политал – композиция природных высших жирных кислот и полиалкиленгликолей. Реагент в значительном объеме содержит полигликолевый компонент. Высокая концентрация полипропиленгликолей в реагенте обеспечивает, в частности, предотвращение налипания разбуриваемой породы на долото за счет смачивания металлических поверхностей гидрофобным покрытием; стабильность ствола скважины и предотвращение набухания и разрушения глин и глинистых сланцев. Добавка обеспечивает снижение коэффициента трения на поверхности раздела сталь/сталь до 0,05; снижение коэффициента трения на поверхности раздела сталь/фильтрационная корка до 0,4; улучшение противоизносных свойств; снижение фильтрации, улучшение смазочных и ингибирующих свойств промывочной жидкости.

Следует отметить, что смазочные добавки Глитал и Политал эффективны в пресных и слабоминерализованных буровых растворах, при этом эффективно улучшают смазочные свойства малоглинистых и утяжеленных буровых растворов до температуры 160 °С, не изменяя их технологических свойств.

В заключение отметим экологическую безопасность реагентов ЗАО «Полицелл», производимых на основе сырья растительного происхождения, подвергаемых биологическому разложению без образования вредных веществ. ●

Литература

1. *Эффективность реагентов ЗАО «Полицелл» КМЦ и ПАЦ в буровых растворах различной степени минерализации // Смирнов С.И., Кряжев В.Н., Карлович С.В., Крюков С.В. Бурение и нефть, № 3/2019, с. 28–22.*
2. *Разработка технологии получения физически модифицированных крахмальных реагентов и их свойства // Ильин М.И., Смирнов С.И., Мячина Н.Е., Крюков С.В. Нефть. Газ. Новации № 9/2015, с. 23–27.*
3. *Реагенты для нефте- и газодобывающей промышленности на основе гидроксиэтилированн ыхпроизводных целлюлозы марки «Сульфацелл» // Смирнов С.И., Виноградова Г.В., Крюков С.В., Нефть. Газ. Новации. № 6/2019, с. 41–43.*

Keywords: *reagents, drilling, well completion, major repairs, environmental safety.*

ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ НАЗЕМНЫХ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

в рамках решения проблем импортозамещения бурового оборудования

ВАК 2.8.2 УДК 622.24.05

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ КЛЮЧЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ, С КОТОРЫМИ СТАЛКИВАЮТСЯ БУРОВЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ, ВКЛЮЧАЯ ВЛИЯНИЕ САНКЦИОННОГО ДАВЛЕНИЯ, СЛОЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ УСЛОВИЯХ И РОСТ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАТРАТ. В УСЛОВИЯХ РАЗРЫВА ЛОГИСТИЧЕСКИХ ЦЕПОЧЕК, ВЫЗВАННОГО САНКЦИЯМИ, БУРОВЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ СТАЛКИВАЮТСЯ С НЕОБХОДИМОСТЬЮ ТЕСТИРОВАНИЯ НОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ КОМПЛЕКТУЮЩИХ. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОДЧЕРКИВАЕТ ВАЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ СТЕНДОВ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, КОТОРЫЕ ПОМОГУТ ВОСПРОИЗВОДИТЬ УСЛОВИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН. В СТАТЬЕ СФОРМУЛИРОВАНЫ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРЕДЛОЖЕНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВНЕДРЕНИЮ ПРЕДИКТИВНЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ И СТАНДАРТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ, ЧТО БУДЕТ СПОСОБСТВОВАТЬ ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ, А ТАКЖЕ УКРЕПЛЕНИЮ ПОЗИЦИЙ РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НА РЫНКЕ

THIS ARTICLE EXAMINES THE KEY CHALLENGES FACED BY DRILLING COMPANIES, INCLUDING THE IMPACT OF SANCTIONS PRESSURE, THE COMPLEXITY OF OPERATING IN ADVERSE CONDITIONS, AND RISING PRO-DUCTION COSTS. IN THE CONTEXT OF THE DISRUPTION OF LOGISTICS CHAINS CAUSED BY SANCTIONS, DRILLING COMPANIES ARE FACED WITH THE NEED TO TEST NEW DOMESTIC COMPONENTS. THE STUDY HIGHLIGHTS THE IMPORTANCE OF CREATING SPECIALIZED LABORATORY STANDS FOR TESTING DRILLING EQUIPMENT, WHICH WILL HELP REPRODUCE THE CONDITIONS OF THE WELL'S PRODUCTION AREA. THE ARTICLE OUTLINES THE MAIN DIRECTIONS FOR FURTHER RESEARCH AND OFFERS RECOMMENDATIONS FOR THE INTRO-DUCTION OF PREDICTIVE DIAGNOSTIC METHODS AND STANDARDIZATION OF PROCESSES, WHICH WILL HELP IMPROVE THE RELIABILITY AND DURABILITY OF EQUIPMENT, AS WELL AS STRENGTHEN THE POSITION OF RUSSIAN MANUFACTURERS IN THE MARKET

Ключевые слова: *лабораторный стенд, импортозамещение, испытание оборудования, методика испытаний, бурение нефтяных скважин.*

Леонов Василий Александрович
аспирант

Коваль Максим Евгеньевич
заведующий кафедрой, доцент, к.т.н.

Лукьянов Семен Алексеевич
соискатель, директор по развитию ООО «Фидель»

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Современная нефтегазовая отрасль сталкивается с рядом серьезных вызовов: усилением санкционного давления, сложностями эксплуатации в тяжелых условиях и увеличением производственных затрат [1]. Начиная с 2014 года введено более 2,5 тыс. различных санкций: ограничений и барьеров, в том числе – в нефтегазовой и энергетической сферах. С 2022 года санкционное давление усилилось, и к концу 2023 года количество антироссийских санкций превысило 18,5 тысячи [2].

В борьбе с санкционным давлением, а также для укрепления технологического суверенитета правительство формирует политику импортозамещения и ставит конкретные производственные задачи [3]. Расширение номенклатуры отечественных производителей требует проверки качества и работоспособности изделий и оборудования.

Российский рынок по наклонно направленному бурению был активно занят иностранными компаниями. В результате санкционных действий произошел разрыв логистических цепочек и остановка деловых контактов с поставщиками запасных частей [4]. Вследствие этого компании, эксплуатирующие иностранные телеметрические комплексы, вынуждены доставлять оригинальные запасные части по параллельному импорту, что приводит к росту дополнительных издержек, или закупать изделия у производителей неоригинальных комплектующих с нестабильным качеством. Вместе с тем резко сократился ресурс скважинного оборудования, что привело к увеличению количества инцидентов и аварий при строительстве скважин. В этих условиях сервисные компании ищут пути сохранения рентабельности, для которых требуется оптимизация процессов и ввода новых методов контроля качества [5].

В связи с вышеуказанной сложившийся ситуацией проблема быстрого износа компонентов, функционирующих в призабойной зоне, становится все более актуальной. Главными причинами такого износа являются воздействие вибрационных нагрузок, агрессивные химические среды и гидроабразивное разрушение, которые значительно повышают вероятность поломок, приводя к значительным финансовым потерям. Решение данных вопросов требует проведения комплексных и глубоких исследований, направленных на диагностику причин и механизмов разрушения оборудования, что позволит разработать эффективные методы для увеличения его эксплуатационного ресурса.

РИСУНОК 1. Износ стакана пульсатора

РИСУНОК 2. Повреждение корпуса гамма-модуля из экспериментального материала

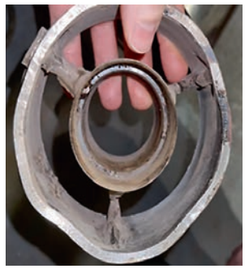


РИСУНОК 3. Деформация крестовины

Постановка проблематики исследования

В результате проведенного анализа работ отечественных ученых и практиков нами было выявлено, что российский рынок по оказанию услуг инженерного технико-технологического сопровождения бурения скважин критически зависим от импортных технологий и оборудования, однако появляется все больше отечественных производителей комплектующих для бурового оборудования [6], особенно для телеметрических систем. С целью поддержания конкурентоспособности российских производителей и улучшения эксплуатационных свойств изготавливаемых в России изделий нами сформулированы основополагающие проблемы исследования:

- острая востребованность тестирования элементов компоновки низа бурильной колонны (далее – КНБК) в связи с импортозамещением и локализацией производства забойного оборудования из отечественных материалов, по неотработанным отечественным технологиям (ресурсные испытания);
- предиктивный способ обнаружения проблемных элементов КНБК при испытании новых устройств, геометрии и материала изделий.

Помимо испытаний изделий, важной проблемой в наклонно направленном бурении является отсутствие стандартизации и сертификации методик определения параметров буровых растворов, таких как наличие песка или твердой фазы, допустимые нормы использования материалов для борьбы с поглощениями (далее – LCM). Формирование общепринятых решений и методов оценки позволит снизить возможные риски и повысить надежность всех этапов буровых работ.

Отдельным направлением является решение вопросов с влиянием новых рецептур буровых растворов на буровое оборудование, а также оценка заявленных характеристик. Стоит отметить, что производители не раскрывают рецептуру и полный состав буровых растворов, однако контроль заявленных характеристик должен происходить до применения в скважине и проводиться в независимой организации.

Независимые экспертизы не должны останавливаться на рецептуре бурового раствора, а решать спорные вопросы и проводить расследования инцидентов и аварий для определения причины, связанных с выходом из строя элементов КНБК, в частности телесистем.

Такая экспертиза требует технически оснащенной базы, например лаборатории с возможностью имитации максимально приближенных условий к скважинным.

Вышеперечисленные проблемы требуют современных технических решений, которые приведут к минимизации рисков непроизводительного времени в процессе строительства скважин.

Наземные испытания элементов КНБК

Предлагаемое решение описанных ранее проблем заключается в создании комплекса для испытаний оборудования КНБК. Данное решение будет состоять из трех основных блоков:

Материально-техническая база

Испытательный стенд: стенд модульного типа с дублированием отдельных частей, работающий на буровом растворе в качестве рабочей жидкости, с системой очистки и датчиков. Стенд имитирует скважинные условия за счет технических решений.

Рабочая зона: площадка, соответствующая требованиям пожарной безопасности и удовлетворяющая условиям работы стенда с возможностью подвоза оборудования транспортными средствами.

Испытуемое оборудование: оборудование или отдельный элемент компоновки низа бурильной колоны, установленные в испытательный стенд для проведения проверки работоспособности, качества и заявленных характеристик изделия.

Операционная последовательность

Операционная последовательность испытаний: технология проведения испытаний с определенной последовательностью действий. В нее входят подготовка стенда, установка образца для испытаний, выставление необходимого режима работы стенда, ведение документации, обработка полученных результатов и обслуживание стенда.

Методика

Методика испытаний: знания, полученные теоретическим и эмпирическим путями, обработанные и сформулированные в единый алгоритм. Фундаментально состоят из двух взаимосвязанных частей – анализ входных и выходных данный и создание эквивалентных условий.

Анализ входных и выходных данных заключается в выведении закономерностей между отдельными параметрами, регулируемыми напрямую через оборудование стенда и результатами их действия.

РИСУНОК 4. Анализ входных и выходных данных

Создание эквивалентных условий – ускоренный процесс проведения испытаний за счет увеличения или усиления отдельного входного параметра.

Комплекс испытаний для оборудования компоновки низа бурильной колонны является перспективным решением актуальных проблем. Вопросы, связанные с проверкой качества импортозамещенного и конструктивно нового оборудования или отдельных элементов КНБК будут апробироваться до их ввода в эксплуатацию в забой скважины. Производителям телеметрических систем или отдельных их элементов экономически целесообразно проводить испытания своего продукта для подтверждения качества изделия и уверенности в его работоспособности в скважинных условиях.

Возможность проведения независимой экспертизы путем имитации условий, сложившихся при инциденте или аварии, окажет существенное влияние на результаты расследования для дальнейшей ликвидации первопричин их образования.

Возможности стенда для испытаний оборудования КНБК окажут существенное влияние на проведение на отраслевом уровне стандартизации и сертификации методик определения параметров буровых растворов. Как известно, существует проблема выхода из строя телеметрических систем из-за их несовместимости с фракциями LCM. Частицы этих фракций забивают пульсатор из-за чего производится подъем всей компоновки. Последствия такого инцидента приводят к непроизводительному времени. Предиктивное определение на полезной модели влияния LCM на телеметрическую систему позволяет более точно подобрать нужный материал таких фракций и предотвратить выход из строя дорогостоящего оборудования.

Вывод

Современные вызовы нефтегазовой отрасли требуют высокотехнологичных решений, способствующих увеличению долговечности и работоспособности оборудования, а также укреплению позиций отечественных производителей перед иностранными конкурентами.

Определены основные проблемы исследования:

1. Высокая востребованность тестирования элементов КНБК в связи с импортозамещением и локализацией производства забойного оборудования из отечественных материалов, по неотработанным отечественным технологиям (ресурсные испытания);
2. Необходимость проведения независимых экспертиз для определения причины инцидентов, связанных с выходом из строя элементов КНБК, в частности телесистем;
3. Предиктивный способ обнаружения проблемных элементов КНБК при испытании новых устройств;
4. Предиктивный способ обнаружения проблемных элементов КНБК при испытании новых рецептур растворов на устройствах с известными потребительскими свойствами;
5. Стандартизация и сертификация методик определения параметров буровых растворов (таких как наличие песка или твердой фазы, допустимые нормы использования материалов для борьбы с поглощениями).

Одним из наиболее целесообразных подходов к решению выявленных проблем является использование специализированного лабораторного стенда, позволяющего воспроизвести условия работы оборудования в призабойной зоне скважин. Испытательный стенд позволит воспроизводить динамические нагрузки и абразивные потоки, характерные для работы в условиях забоя, а также изучать воздействие высоких температур и агрессивных химических жидкостей.

Литература

1. *Томазова О.В. Повышение отказоустойчивости элементов телесистемы в условиях сужения номенклатуры оригинальных запасных частей от производителя / О.В. Томазова, А.А. Дорофеев, В.А. Леонов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1 (16). – С. 293–296.*
2. *Ответчиков А.В. Импортозамещение в нефтегазовом комплексе России в условиях санкций / А.В. Ответчиков // Kant. – 2024. – № 3 (52). – С. 50–55.*
3. *Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 14 июня 2023 г. № 2192 «Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения российской федерации на период до 2024 года». 2023.*
4. *Живаева В.В. Импортозамещение и тенденции в современном ННБ / В.В. Живаева, С.А. Лукьянов // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 62–65.*
5. *Лукьянов С.А. Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // Рассохинские чтения: Материалы международной конференции, посвященная памяти профессора, доктора технических наук Геннадия Васильевича Рассохина, Ухта, 03–04 февраля 2022 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2022. – С. 550–553.*
6. *Жданеев О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации / О.В. Жданеев // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 1061–1078.*

KEYWORDS: *laboratory stand, import substitution, equipment testing, testing methods, oil drilling.*

ОБЗОР ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН на месторождениях в Восточной Сибири

В СТАТЬЕ ПРОВОДИТСЯ АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ, ИХ КОЛИЧЕСТВО И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

THE ARTICLE ANALYZES THE COMPLICATIONS ARISING FROM DRILLING WELLS IN THE FIELDS OF EASTERN SIBERIA. THE METHODS OF ELIMINATING THE ABSORPTION OF WASHING LIQUID, THEIR QUANTITY AND EFFECTIVENESS OF APPLICATION ARE ANALYZED

УДК 622.248.33

Ключевые слова: *трапповые отложения, бурение, поглощение, буровой раствор, колонна хвостовик, кольматанты.*

Листак Марина Валерьевна
старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Овчинников Василий Павлович
научный руководитель, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», профессор, д.т.н.

Нефтяной институт, Тюменский индустриальный университет

В настоящее время разработка, бурение и освоение месторождений Восточной Сибири являются важной стратегической задачей нашего государства.

Геологический разрез рассматриваемых месторождений сложен интервалами трапповой интрузии (солевые интервалы, трещиноватые, с пониженным пластовым давлением), которые вызывают различные осложнения при строительстве скважин [1].

Главной трудностью при прохождении трапповых отложений на месторождениях Восточной Сибири являются поглощения бурового раствора, что приводит к потере циркуляции, к увеличению затрат времени (НПВ) на ликвидацию осложнения и восстановления процесса бурения [2].

Был проведен анализ поглощений и методов их ликвидации в интервале хвостовика на месторождениях Восточной Сибири (таблица 1) [2].

ТАБЛИЦА 1. Методы ликвидации поглощений на месторождениях Восточной Сибири

№ куста	Кол-во скв.	Скважины с поглощением в хвостовике			
		Итого	Ликвидировано		
			Кп	Кп + ц/м	Спуск колонны
3 куст	9	4	2		2
4 куст	15	9	2	1	6
5 куст	14	3			3
7 куст	14	8		1	7
8 куст	8	6		2	4
9 куст	14	5	5		
12 куст	5	2	1		1
Юсд	8	1	1		
Бтн	2	1	1		
Мнл	1	1	1		
Итого	**90**	**40**	**13**	**4**	**23**

Как видно из таблицы 1, из 90 скважин в интервале хвостовика зафиксировано 40 случаев поглощений по геологическим причинам. Из них 13 случаев поглощений ликвидировано установкой кольматационных пачек, четыре случая ликвидации поглощений – установкой цементных мостов с кольматационными пачками. В 23 случаях производили спуск обсадной колонны с поглощением.

РИСУНОК 1. Потери объемов бурового раствора при поглощениях за 2020–2022 гг.

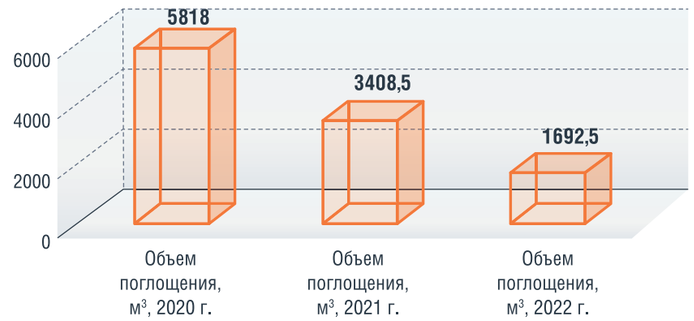
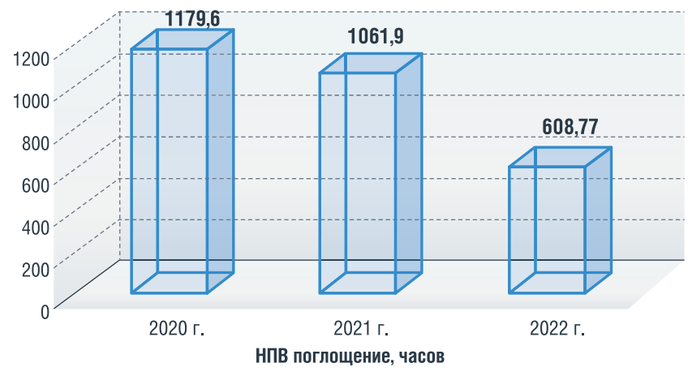


РИСУНОК 2. Время, затраченное на ликвидацию поглощений за 2020–2022 гг.



На рисунке 1 показана статистика потерь объемов бурового раствора при поглощениях за 2020–2022 гг. [3].

Время, затраченное на ликвидацию поглощения в 2021 году, по отношению к 2020 году сократилось (рис. 2).

Основной проблемой при бурении трапповых интервалов на месторождениях является поглощение буровой промывочной жидкости, вплоть до катастрофических с потерей циркуляции, что приводит к дополнительным экономическим расходам [1].

В 2022 году изменена стратегия бурения – в интервале трапповой интрузии бурение производится буровым раствором, насыщенным кольматантами размерностью 1–3 мм. Циркуляция бурового раствора осуществляется в обход оборудования очистки. По окончании интервала диабазов производится очистка промывочной жидкости от кольматантов через систему очистки.

При таких изменениях технологии бурения, как видно из рисунков, удалось снизить потери бурового раствора в два раза по сравнению с потерями в 2021 году, и время, затраченное на ликвидацию поглощения в 2022 году, по отношению к 2020 и 2021 годам сократилось.

Основной целью сохранения общего качества буровых работ является создание новых технологий бурения в осложненных интервалах. ●

Литература

1. *Тузов Е.В. Проблематика бурения скважин в интервале трапповой интрузии на Среднеботуобинском месторождении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 2 (338). – С. 18–24.*
2. *Листак М.В., Рожкова Д.С. Особенности геологического строения разреза Восточно-Сибирской платформы // Международная научно-практическая конференция, посвященная 90-летию начала добычи первой башкирской нефти. Сборник трудов.13–14 октября 2022 г. г. Уфа.*
3. *Распопова М.В. Анализ осложнений и методы их ликвидации на месторождениях Восточной Сибири // Сборник международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки, посвященной памяти Георгия Степановича Грязнова. 15 февраля 2024 г. Тюмень. – С. 265–267.*

Keywords: *trap deposits, drilling, absorption, drilling mud, shaft shaft, colmatants.*

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ КОРРЕКЦИИ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН,

использующей диагностические параметры забойной телесистемы для минимизации рисков слома КНБК и увеличения скорости проходки

УДК 622.24.084.3

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НЕ СТОЯТ НА МЕСТЕ. НЕСМОТРЯ НА САНКЦИОННОЕ ДАВЛЕНИЕ, АКТИВНО ПРИМЕНЯЮТСЯ НОВЕЙШИЕ ИМПОРТОЗАМЕЩЕННЫЕ И МИРОВЫЕ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ УСТРОЙСТВ, ВНЕДРЯЮТСЯ ПРЕДИКТИВНЫЙ АНАЛИЗ И ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ В ЧАСТИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НАБЛЮДАЕТСЯ ОПРЕДЕЛЕННОЕ ЗАТИШЬЕ, ОБУСЛОВЛЕННОЕ В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ ОГРАНИЧЕНИЯМИ, СВЯЗАННЫМИ СО СКОРОСТЬЮ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ С ЗАБОЯ ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ. В ЭТОЙ СТАТЬЕ МЫ НЕ БУДЕМ РАССМАТРИВАТЬ ЭКЗОТИЧЕСКИЕ КАНАЛЫ СВЯЗИ [1], ПЕРЕОСМЫСЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ, А ТАКЖЕ ШТУЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПУЛЬСАТОРОВ РАЗЛИЧНЫХ КОНСТРУКЦИЙ, КОТОРЫЕ ПОКА ПО РАЗЛИЧНЫМ ПРИЧИНАМ НЕ ПОЛУЧАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПОВСЕМЕСТНО. ДАННАЯ РАБОТА ПОСВЯЩЕНА УГЛУБЛЕННОМУ ИЗУЧЕНИЮ КЛАССИЧЕСКИХ ДАННЫХ ОТ ИЗВЕСТНЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯТ НАМ СУЩЕСТВЕННО УВЕЛИЧИТЬ СКОРОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, ПОВЫСИТЬ БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТ, А ТАКЖЕ ПОЛУЧИТЬ БОЛЕЕ СВОЕВРЕМЕННО ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ГЕОЛОГИИ ЗАБОЯ

MODERN TECHNOLOGIES IN THE CONSTRUCTION OF DIRECTIONAL WELLS ARE CONTINUOUSLY EVOLVING. DESPITE THE CHALLENGES POSED BY SANCTIONS, CUTTING-EDGE DOMESTIC ALTERNATIVES AND GLOBAL INNOVATIONS IN DOWNHOLE EQUIPMENT ARE BEING ACTIVELY IMPLEMENTED, ALONGSIDE PREDICTIVE ANALYTICS AND ARTIFICIAL INTELLIGENCE. NEVERTHELESS, PROGRESS IN TELEMETRY SYSTEMS HAS SEEN RELATIVE STAGNATION, PRIMARILY DUE TO LIMITATIONS IN DATA TRANSMISSION RATES FROM THE WELLBORE DURING DRILLING OPERATIONS. THIS PAPER DOES NOT FOCUS ON EXOTIC COMMUNICATION CHANNELS, REIMAGINED ELECTROMAGNETIC TELEMETRY SYSTEMS, OR PROTOTYPE-SCALE TESTING OF HYDRAULIC PULSERS, WHICH REMAIN IMPRACTICAL FOR WIDESPREAD USE DUE TO VARIOUS TECHNICAL CONSTRAINTS. INSTEAD, THE STUDY CENTERS ON THE IN-DEPTH ANALYSIS OF CLASSICAL TELEMETRY DATA OBTAINED FROM WELL-ESTABLISHED HYDRAULIC TELEMETRY SYSTEMS. THESE CONVENTIONAL TOOLS CAN SIGNIFICANTLY ENHANCE DRILLING EFFICIENCY, IMPROVE OPERATIONAL SAFETY, AND PROVIDE MORE TIMELY GEOLOGICAL INSIGHTS AT THE BIT

Ключевые слова: *изобретение, локализация, интеграция, гидроканал, телесистема, бурение, скважина, нефть, газ, импортозамещение, канал связи, мнемоника, диагностика, каротаж.*

Лукьянов Семен Алексеевич

директор по развитию ООО «Фидель», соискатель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Современные технологии наклонно направленного бурения нефтегазовых скважин требуют высокой точности управления траекторией, а также оперативности при принятии решений по корректировке технологических режимов. В этих условиях особенно ценными становятся данные, которые можно получить непосредственно в ходе бурения и использовать для прогнозирования свойств вскрываемых пород до получения результатов каротажа в реальном времени (LWD).

Одним из наиболее недооцененных информативных источников таких данных являются вибрационные нагрузки, регистрируемые элементами КНБК (компоновки низа бурильной колонны): пульсатором, инклинометром, гамма-модулем, резистивиметром, наддолотным модулем, датчиками вибраций в элементах питания. Качественная интерпретация их значений позволяет не только повысить информативность процесса бурения, но и минимизировать риск аварий за счет контроля динамической нагрузки на КНБК [2], обеспечив при этом максимально возможную скорость проходки для конкретных граничных условий: имеющихся ресурсов буровой установки, состава КНБК, рецептуры промывочной жидкости, геологических особенностей будущей скважины и траектории ствола.

Источники и анализ вибрационных данных в процессе бурения

Общие положения

Вибрации, возникающие во время бурения, являются следствием взаимодействия долота с горными породами, динамики бурильной колонны и состава КНБК. Практически все элементы современных телесистем оснащены датчиками, способными регистрировать параметры вибраций в реальном времени.

В своей работе мы использовали данные телесистемы SureShot (APS Technology) с модулем гамма-каротажа и резистивиметрии, которая в настоящий момент проходит локализацию и глубокую модернизацию на одном из импортозамещающих предприятий нашей страны [6].

В базовой версии телеметрического комплекса параметры вибраций могли быть получены с забоя только с датчиков инклинометра, который имеет удаленность от забоя порядка 12–18 метров. Однако послерейсовый анализ данных из памяти каждого компонента телесистемы показал перспективность дальнейшего развития этого направления исследований.

В первую очередь нас интересует модуль волновой резистивиметрии (WPR), который расположен ближе к долоту и ВЗД (винтовому забойному двигателю) или РУСу (роторно-управляемой системе). Здесь мы сразу наблюдаем два различных пути развития технологии, так как с использованием ВЗД у нас добавляется направленный режим бурения, при котором компоновка находится без вращения внутри выбуренного интервала ствола скважины. Большое количество инцидентов, связанных с прихватами [3], возникает как раз в связи с отсутствием должного контроля этой операции. В чем наша методика также может быть полезной.

Получение в режиме реального времени на поверхности мнемоник вибраций с наддолотных модулей может дать еще больше информации для анализа, однако на данном этапе рассматривать это оборудование мы не будем в связи с отсутствием технических средств для подобного рода испытаний.

Текущее исследование заключается в изучении полученных осевых, латеральных и крутильных вибраций (а также шоковых – максимальных кратковременных – значений) и сопоставление текущих режимов бурения с состоянием призабойной зоны в граничных условиях реальных скважин.

Методы анализа вибраций

Система SureShot позволяет регистрировать вибрации с разрешением до 0,1g RMS (среднеквадратичное значение ускорения), что дает возможность выявлять даже небольшие изменения забойных условий. Однако эти данные передаются на поверхность через гидравлический канал связи с задержкой порядка 1–2 минут, что не позволяет немедленно корректировать режимы бурения. Тем не менее такое отставание дает возможность произвести нормализацию данных, исключить экстремальные значения и убедиться, что получаемые значения характеризуют именно режим бурения конкретной породы, а не технический отказ КНБК. Что в определенных случаях тоже весьма полезно.

Для интерпретации данных применяются методы спектрального анализа, вейвлет-преобразования, машинное обучение и искусственные нейронные сети, что позволяет выявлять характерные паттерны, связанные с литологическими изменениями и динамическим состоянием КНБК [10].

Определяя закономерности, вибрационные параметры становятся важным инструментом диагностики состояния забоя, сигналом о смене буримого пласта и позволяют принимать решения еще до получения данных каротажа, то есть дохождения каротажных датчиков в интересующий нас интервал.

Корреляция вибраций с литологией и предварительная интерпретация геологического разреза

Связь вибраций с литологией

Физико-механические свойства пород – прочность, абразивность, упругость – оказывают существенное влияние на характер взаимодействия долота с пластом и, следовательно, на уровень и характер вибраций.

- Песчаники и известняки вызывают выраженные высокочастотные вибрации;
- Глинистые породы снижают амплитуду колебаний КНБК;
- Чередование пластов приводит к скачкообразному изменению графиков отображения вибрационных нагрузок.

Система SureShot внутри себя позволяет регистрировать эти изменения с высокой частотой дискретизации – до 400 событий в секунду, что дает возможность производить детальный анализ перехода между литологическими границами. Тем не менее в связи с ограничениями в объеме передаваемых данных решение этой задачи требует существенной модернизации кодирования потока информации, передаваемого с забоя, а также наличия эталонных значений обрабатываемых зависимостей.

Практическое применение

Для реализации такого подхода необходимо наличие базы данных вибрационных сигнатур различных пород, которая строится на основе исторических данных бурения и результатов каротажа [5]. На ее основе создаются шаблоны, используемые в реальном времени для сравнения с текущими, менее подробными, показаниями телесистемы [7].

Это позволяет:

1. Уточнить геолого-технические разрезы;
2. Заблаговременно подготовиться к изменению режима бурения по геологическим причинам;
3. Заблаговременно подготовиться к изменению режима бурения для увеличения скорости проходки в изменяющихся условиях;
4. Мониторить состояние КНБК и на ранней стадии предупреждать о потенциальных инцидентах, падении производительности породоразрушающего инструмента или ВЗД;
5. Предотвратить выход из строя элементов КНБК по причине превышения допустимых условий эксплуатации [4].

Оптимизация режимов бурения на основе вибрационной диагностики

Режимы бурения и безопасность

Оптимальный режим бурения должен одновременно обеспечивать:

- Максимальную скорость проходки;
- Прогнозируемый износ долота и КНБК;
- Отсутствие аварийных ситуаций.

Таким образом, вибрационные параметры играют существенную роль в мониторинге состояния забоя и КНБК. Они позволяют своевременно выявлять признаки потери устойчивости бурильной колонны, заклинивания и других нежелательных явлений. Пороговые значения вибраций, установленные для конкретной конструкции КНБК и условий бурения, служат основой для потенциального автоматического регулирования веса на долоте, оборотов ротора и расхода бурового раствора [8, 9]. А предиктивный анализ этих значений на этапе планирования скважины позволит подобрать более эффективный набор оборудования для конкретных условий и задач.

Автоматическая обработка вибрационных данных на устье скважины

Для полноценного использования диагностического потенциала вибраций необходимо обеспечить непрерывную оперативную обработку информации, поступающей в декодер телеметрического комплекса, сторонним наземным программным обеспечением [9].

В рамках данной работы проходит процедура патентования алгоритма и его адаптация к реальновременным данным бурения, который позволяет:

- Обрабатывать значения и характер вибраций в реальном времени в объеме доступном для передачи данных пульсатором телесистемы с гидравлическим каналом связи, без значимого ухудшения информативности от других датчиков измерительного комплекса;
- Сравнивать получаемые данные с эталонными профилями;
- Формировать рекомендации по изменению технологических параметров:
  1. скорректировать нагрузку на долото;
  2. изменить частоту вращения бурового инструмента;
  3. скорректировать расход промывочной жидкости.

Кроме того, система может сигнализировать о необходимости смены КНБК, если вибрационная активность указывает на технические неполадки оборудования или ее необратимое приближение к максимально допустимым паспортным значениям.

Заключение

Использование вибрационных данных, регистрируемых телесистемой, открывает новые возможности при строительстве скважин.

Это позволяет:

1. Получать уточненные данные о литологии;
2. Поддерживать безопасные условия бурения;
3. Увеличивать механическую скорость проходки;
4. Снизить риск аварий и простоев.

Особое значение приобретает возможность немедленной программной обработки информации о вибрациях на устье скважины, что делает возможным автоматическую коррекцию параметров бурения и оперативное принятие решений в критических ситуациях.

В условиях импортозамещения и необходимости локализации технологий, разработка и внедрение собственных алгоритмов обработки вибрационной информации является актуальной задачей для отечественной нефтегазовой отрасли.

Литература

1. *Живаева, В.В. Импортозамещение и тенденции в современном ННБ / В.В. Живаева, С.А. Лукьянов // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 62–65. – EDN ROHQKY.*
2. *Лукьянов, С.А. Анализ инцидентов при проводке скважины с горизонтальным окончанием / С.А. Лукьянов, А.Г. Косырев, В.И. Евсеев // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1 (16). – С. 282–292. – EDN ATBCAA.*
3. *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.*
4. *Живаева, В.В. Минимизация сломов КНБК и повышение скорости проходки при бурении нефтегазовых скважин / В.В. Живаева, С.А. Лукьянов // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 5. – С. 53–59. – DOI 10.17122/ngdelo-2023-5-53-59. – EDN QKZXFH.*
5. *Лукьянов, С.А. Оценка характера и уровня вибраций при бурении скважин Ковыктинского КГМ телесистемами с гидравлическим каналом связи / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11 (347). – С. 12–14. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-12-14. – EDN CTJDDS.*
6. *Лукьянов, С.А. Особенности развития индустрии забойной электроники / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // Бурение и нефть. – 2021. – № 7–8. – С. 57–59. – EDN OVLLYU.*
7. *Zhivaeva, V. V. New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic / V. V. Zhivaeva, S. A. Lukyanov // Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World / Editors: Svetlana Igorevna Ashmarina, Jakub Horák, Jaromir Vrbka, Petr Šuleř. – Cham: Springer Nature, 2021. – P. 133–139. – DOI 10.1007/978-3-030-60929-0_18. – EDN KGSYOQ.*
8. *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.*
9. *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.*

KEYWORDS: *invention, localization, integration, hydraulic channel, MWD, LWD, drilling, well, oil, gas, import substitution, communication channel, mnemonic code, diagnostics, logging.*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМПЕРАТРИЦЫ ЕКАТЕРИНЫ II

ежегодно проводит Международные научно-практические конференции

«Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья»

Контакты:

oilgas.spmi.ru
+7 911 118 16 93
spmi.ru

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижевский

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Евгений Короленко

account@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
123001, г. Москва,
Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс Урал Пресс 013265

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

ХИМПРОМ

SAPFIR

sodium acrilat polimer filtration & rheology

Российская разработка для регуляции фильтрационных свойств глинистых буровых растворов.

Полиакрилат натрия Sapfir:

- Новая линейка порошкообразного полиакрилата натрия для нефтегазовой промышленности;
- Разработка, производство и сырьевая база полностью обеспечены российскими организациями;
- Уникальная технология и рецептура гарантируют высокое качество полимера;
- Двухсекционная установка для последовательной полимеризации и сушки продукта;
- Возможность модификации рецептуры под требования заказчика.

8 800 250 94 74

info@himprom-group.ru

himprom-group.ru