

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Сидоров Дмитрий Андреевич



ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ
РАПОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ ПРИ ВСКРЫТИИ СОЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ
ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Двойников М.В.

Санкт-Петербург – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ФОРМИРОВАНИЯ СОЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ РАПОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ.....	12
1.1 Генезис коллекторов рапы.....	12
1.2 Осложнения и их причины.....	14
1.3 Методы борьбы с осложнениями.....	18
1.3.1 Буровые растворы.....	20
1.3.2 Тампонажные и вязкоупругие смеси.....	22
1.3.3 Полимерные гелевые системы для изоляционных работ.....	24
1.3.3.1 Незрелые полимерные гелевые системы.....	24
1.3.3.2 Зрелые полимерные гелевые системы.....	27
1.3.3.3 Гелеобразующие и отверждающие составы на основе производных полиакриламидов.....	28
1.3.3.4 Гелеобразующие и отверждающие составы на основе производных полисахаридов.....	29
1.3.3.5 Гелеобразующие и отверждающие составы на основе кремнийорганических полимерных соединений.....	29
1.3.4 Селективные способы ликвидации рапопроявлений.....	31
1.4 Промышленный опыт ликвидации рапопроявлений.....	33
1.4.1 Знаменское месторождение.....	33
1.4.2 Астраханское газоконденсатное месторождение.....	34
1.4.3 Восточное Предкавказье.....	36
1.4.4 Анализ строительства скважин на Ковыктинском ГКМ.....	37
1.5 Выводы к главе 1.....	42
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ДЛЯ РАПОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ КОВЫКТИНСКОГО ГКМ.....	43
2.1 Методика исследования химического состава рапы.....	43

2.1.1	Метод калибровочного графика для анализа сухого остатка рапы	44
2.1.2	Метод стандартных добавок для анализа сухого остатка рапы	46
2.2	Методика исследования свойств буровых растворов	47
2.3	Методика исследования влияния рапы на структурно-реологические и фильтрационные характеристики бурового раствора «Полибур-Турбо» и соленасыщенного утяжеленного бурового раствора	48
2.4	Методика исследования растворимости полимеров в рапе	53
2.5	Исследование совмещения блокирующего состава с утяжеленным буровым раствором	55
2.6	Фильтрационные исследования блокирующих составов с учетом термобарических и химических условий Ковыктинского ГКМ	56
2.7	Выводы к главе 2	60
ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ДЛЯ РАПОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ КОВЫКТИНСКОГО ГКМ		61
3.1	Результаты исследования компонентного состава пластовой воды	61
3.2	Результаты входного контроля качества буровых растворов	64
3.3	Результаты исследований структурно-реологических и фильтрационных свойств смеси буровых растворов и рапы	65
3.3.1	Исследования влияния рапы на структурно-реологические и фильтрационные свойства бурового раствора «Полибур-Турбо»	65
3.3.2	Исследования влияния рапы на структурно-реологические и фильтрационные свойства утяжеленного бурового раствора	65
3.4	Исследование растворимости полимеров в рапе	68
3.5	Исследование совмещения блокирующего состава с буровым раствором ...	73
3.6	Фильтрационные исследования блокирующих составов для изоляции рапопроявляющих пластов	74
3.7	Выводы к главе 3	80

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ РАПОСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	81
4.1 Краткая характеристика геологического разреза Ковыктинского ГКМ.....	81
4.2 Обоснование применения блока бурения с регулируемым давлением для закачки блокирующего состава.....	83
4.3 Состав КНБК и режимы бурения секции эксплуатационной колонны	88
4.4 Технология промывки при бурении рапоносного горизонта под эксплуатационную колонну.....	88
4.5 Приготовление изоляционного состава в промысловых условиях	90
4.6 Технологические операции при установке состава сшивателя в рапоносный горизонт	91
4.7 Ликвидация рапопроявления при бурении интервала под эксплуатационную колонну на Ковыктинском ГКМ по технологии бурения с регулируемым забойным давлением.....	95
4.8 Программа для расчета гидравлических параметров закачки блокирующего состава.....	96
4.9 Выводы к главе 4	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	100
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	101
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патентный поиск.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт об использовании результатов диссертации	134
ПРИЛОЖЕНИЕ В Патенты на изобретение	136
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Спроектированные экспериментальные стенды	139

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Бурение разведочных и эксплуатационных скважин, в частности на нефтяных и газовых месторождениях Восточной Сибири, сопровождается авариями и осложнениями, обусловленными вскрытием рапосодержащих пластов с аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД). Геологическая их неопределённость связана с отсутствием достоверной информации о напряжённом состоянии соленосных толщ, петрофизических свойствах и трещиноватости доломитов, например, Усольской свиты Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ), не позволяет точно установить коэффициент аномальности для вскрытия рапопроявляющих пластов.

Варьируемый коэффициент аномальности от 2,35 до 2,65 и сочетание высокоминерализованных проявляющих пластов с чередующимися поглощающими интервалами не позволяют осуществлять эффективное, качественное бурение скважин. Процесс бурения сопровождается частыми остановками, переливами рапосодержащего флюида, что обуславливает организацию дополнительных мер по его утилизации и сохранению экологической безопасности региона, и как следствие, приводит к увеличению финансовых затрат на строительство скважин.

Следует отметить, что высокоминерализованная рапа приводит к коагуляции буровых и технологических жидкостей, а также негативно влияет на тампонажные растворы для последующего крепления обсадных колонн.

Анализ технико-технологических решений и производственного опыта их применения показал, что в данный момент отсутствует операционный алгоритм по реализации гидродинамического процесса формирования блокирующего экрана пристволевой зоны высоконапорного рапопроявляющего пласта на основе качественных и количественных критериев выбора системы «рапа-блокирующий состав».

Повышение эффективности бурения скважин в условиях рапопроявлений возможно за счёт комплексной технологии, основанной на физико-химическом

взаимодействии компонентов блокирующего состава с рапой, с учётом фильтрационных и гидродинамических процессов в приствольной зоне соленосной толщи.

Решение проблемы с рапопроявлениями позволит снизить риск возникновения аварийных ситуаций, связанных с подготовкой ствола скважины перед спуском обсадных колонн и их последующего цементирования, а также сокращения непроизводительного времени (НПВ) бурения.

Степень разработанности темы исследования

Проблема бурения скважин, осложнённых наличием рапопроявляющих и поглощающих пластов давно является предметом широких научных и промысловых исследований. В частности, данная проблема наблюдается при строительстве скважин на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (ГКМ), Астраханском ГКМ, Знаменском месторождении, месторождениях Восточного Предкавказья, а в зарубежном опыте – на месторождениях Узбекистана и ряде месторождений Китая.

Разработкой технологий изоляции притока пластовых вод и рапы, в частности, при строительстве скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений занималось как российское научное сообщество, так и зарубежное. Среди отечественных ученых можно отметить труды Аверкиной Е.В., Вахромеева А.Г., Хуршудова В.А., Гороновича С.Н., Бекетова С.Б., Гасумова Р.А., Минликаева В.З., Мосиенко В.Г., Остапова О.С., Семенова Н.Я., Рябоконт С.А., Кошелева В.Н., Скокова В.А., Силина М.А и другие. За рубежом в данной области научных изысканий выделяются работы J. Wang, S. Salehi, A. Abbas, B. Bailey, A. Taha, M. Amani, N. Ahmad, H. Al-Shabibi, S. Malik.

Однако в работах перечисленных авторов не рассмотрен вопрос контроля и управления репрессией, создаваемой блокирующим составом в процессе его гидродинамического воздействия на пласт с учётом изменения его структурно-реологических характеристик и химического состава рапы.

Объект исследования – скважины, осложнённые наличием рапопроявляющих пластов.

Предмет исследования – физико-химические и структурно-реологические свойства блокирующих составов и их влияние на создаваемую репрессию в процессе реализации технологии изоляции пластов, осложненных рапопроявлениями.

Цель работы – повышение эффективности бурения скважин в интервалах высокоминерализованных проявляющих пластов.

Идея заключается в применении разработанной технологии изоляции рапопроявляющих интервалов, основанной на мониторинге репрессии в процессе гидродинамического воздействия на систему трещин в пристволевой зоне соленосной толщи блокирующим составом с учётом изменения его структурно-реологических свойств при взаимодействии с химически активными компонентами рапы.

Основные задачи исследования:

1. Теоретическое обоснование и экспериментальное подтверждение целесообразности и необходимости применения технологии изоляции высокоминерализованных проявляющих пластов с АВПД Ковыктинского ГКМ для повышения эффективности бурения скважин.

2. Разработка блокирующего состава для изоляции высокоминерализованных проявляющих пластов и исследование его физико-химических, структурно-реологических и фильтрационных свойств с учётом химического состава рапы и термобарических условий Ковыктинского ГКМ.

3. Разработка технологии изоляции рапопроявляющих пластов Ковыктинского ГКМ.

4. Опытно-промышленное внедрение разработанного блокирующего состава и технологии изоляции высокоминерализованных проявляющих пластов.

Научная новизна работы:

1. Установлен механизм формирования разработанным блокирующим составом на основе метасиликата натрия и высоковязкой гидроксипропилцеллюлозы непроницаемого экрана в рапосодержащем пласте за счёт образования нерастворимого изолирующего слоя из двухвалентных солей кальция и магния,

прочность которого зависит от концентрации полимеров и химического состава рапы.

2. Установлена математическая зависимость, позволяющая определить время отвердевания смеси блокирующего состава и рапы, представленной двухвалентными солями кальция и магния, от силикатного модуля жидкого стекла и концентрации гидроксиэтилцеллюлозы в блокирующем составе при термобарических условиях Ковыктинского ГКМ.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Формирование непроницаемого изоляционного экрана в приствольной зоне высоконапорного рапопроявляющего пласта при вскрытии соленосных толщ обеспечивается контролем и управлением репрессией в процессе гидродинамического воздействия на систему трещин блокирующим составом, с учётом изменения его структурно-реологических свойств при взаимодействии с химически активными компонентами рапы.

2. Разработан блокирующий состав и технология изоляции высокоминерализованных проявляющих пластов на основе мониторинга репрессии, создаваемой блокирующим составом в процессе его гидродинамического воздействия на пласт с учётом изменения его структурно-реологических характеристик и химического состава рапы.

3. Опытное-промышленное внедрение разработанной технологии изоляции рапопроявляющих пластов проводилось при испытаниях на скважине № 4031 КП №403 Ковыктинского ГКМ, что подтверждается актом об использовании результатов диссертации (Приложение Б).

4. Разработаны экспериментальные лабораторные стенды (Патент РФ № 2784688 и Патент РФ № 2786952, Приложение В и Д) для исследования блокирующей способности составов для изоляции пластов в условиях, приближенных к реальным условиям месторождения.

5. Разработан алгоритм (Свидетельство № 2022684347, Приложение Г) расчёта основных параметров закачки блокирующего состава для предотвращения рапопроявлений.

Методология и методы исследования

Работа выполнена в соответствии со стандартными методами теоретических и экспериментальных исследований (определение плотности, вязкости, анализ компонентного состава), а также с применением специально разработанных экспериментальных методик (совместимости, фильтрации). В вычислительных экспериментах алгоритм расчёта гидродинамических параметров закачки блокирующего состава разработан с использованием стандартных общепринятых уравнений в виде программного кода, написанного на языке программирования C#.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанный блокирующий состав на основе водного раствора метасиликата натрия плотностью 1340 кг/м³ с силикатным модулем 2,1 и регулятора времени гелеобразования в виде высоковязкой гидроксипропилцеллюлозы 2% масс. способствует формированию в рапопроявляющем пласте с содержанием в рапе солей двухвалентных металлов кальция и магния в количестве 25,2-37,1% масс. изолирующего экрана, препятствующего поступлению рапы в скважину.

2. Разработанная технология изоляции рапопроявляющих пластов с высоким коэффициентом аномальности на основе мониторинга репрессии в процессе гидродинамического воздействия на систему трещин блокирующим составом позволяет обеспечить эффективное бурение в интервалах высокоминерализованных проявляющих пластов и соленосных толщ.

Степень достоверности результатов исследования подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного высокотехнологичного оборудования лаборатории «Сооружение скважин» научного центра «Арктика» Горного университета, достаточной сходимостью расчетных и экспериментальных величин и воспроизводимостью результатов.

Апробация результатов. Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на

международных и всероссийских конференциях: международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (Россия, г. Санкт-Петербург, 15-16 ноября, 2022 г.); XV Международная конференция «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (Россия, г. Пермь, 18–21 октября 2022 г.); XLVII международная научно-практическая конференция «Advances in science and technology» (Россия, г. Москва, 15 сентября 2022 г.).

Личный вклад автора. Проведены теоретические и экспериментальные исследования, в результате которых разработан блокирующий состав и предложена новая технология изоляции пластов в скважине за счёт использования солей двухвалентных металлов кальция и магния, содержащихся в рапе в качестве сшивателей. Разработаны испытательные лабораторные стенды для тестирования блокирующих составов в условиях, близких к реальным условиям месторождения.

Публикации. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 6 печатных работах (№ 78, 79, 81, 82, 112, 114 списка литературы), в том числе в 1 статье – в издании из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 2 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 2 патента на изобретение и 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав, с выводами по каждой их них, заключения, список сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 139 наименований. Работа изложена на 140 страницах машинописного текста, содержит 26 рисунков, 16 таблиц, 5 приложений.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность научному руководителю д.т.н., профессору Двойникову М.В. за научное руководство над работой. За помощь в проведении исследований и ценные научные консультации научному руководителю лаборатории сооружения скважин НЦ «Арктика» к.х.н. Камбулову Е.Ю.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ФОРМИРОВАНИЯ СОЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ РАПОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ

1.1 Генезис коллекторов рапы

Рапопроявления встречаются во многих регионах в виде проявлений рассолов под высоким напором. Помимо высокодебитных рапопроявляющих горизонтов, большую опасность представляют зоны с АВПД. Данные типы осложнений, как правило, сопровождают друг друга. В таких случаях скважины негерметичны с зафиксированными давлениями в кольцевых пространствах. Межколонные давления возникают из-за отсутствия цементного сцепления между колонной и породой. Однако на сегодняшний день различные методы борьбы с рапопроявлениями неэффективны [44].

Выбор технологии для ликвидации рапопроявлений зависит от генезиса рапы и особенностей ее залегания в хемогенной породе-коллекторе. Поэтому рассмотрение вопроса генезиса, как рассолов, так и вмещающей их породы, является важной задачей.

Рапопроявляющие горизонты встречаются в карбонатных пластах-коллекторах в соляной толще. Для них характерны трещинные и трещинно-жильные типы аномально-гидропроводных коллекторов. Кроме того, характерной особенностью является переслаивание карбонатных и галитовых пород и «псевдопластовое» распределение аномального коллектора в соляной толще, вызванное способностью ограничивать развитие трещин по вертикали. Ввиду гидродинамической закрытости коллекторов давление флюидов близко к горному, в результате чего формируются зоны АВПД, характерные для подавляющего большинства рапопроявлений [20].

Такие водонапорные флюидные системы карбонатных резервуаров и химический состав рапы формируются и локализуются в особых, четко идентифицируемых структурно-гидрогеологических условиях и обстановках с АВПД, которые явно характеризуют наличие в разрезе гидродинамически локализованных отдельных водонапорных систем трещинных резервуаров

галогенно-карбонатной гидрогеологической формации [24]. Рапоносные пласты из-за ограниченного объема относятся к макродефектам массива с небольшим запасом упругой энергии, которая освобождается в первые часы самоизлива [103]. Именно для такого типа формаций характерны фонтаны рассолов высоких дебитов с максимальными концентрациями. Уникальность состава и свойств рапы обусловлены геологической средой и ее гидрогеологическими параметрами. Прогнозирование таких зон является важной задачей безопасного бурения [24].

Рассолы, в зависимости от условий образования, бывают двух типов:

1. седиментационные (сформированные в результате сохранения или накопления маточных растворов);
2. рассолы выщелачивания (образованные вследствие растворения и выщелачивания в проникающие воды соляных отложений).

Для рассолов первого типа характерны высокая минерализация и повышенное содержание ионов брома, магния, кальция, иода, калия, бора и т.п. и газов. Они относятся к трещинным, трещинно-кавернозным и брекчированным породам в несоленосных пропластках внутри соляной структуры и, как правило, имеют аномально высокие пластовые давления. Растворы выщелачивания на 100% состоят из хлористого натрия [84]. Они встречаются в сильнообводненных зонах соляного зеркала или кепроках соляных куполов. Такие коллекторы кепроков отличаются высокой гидропроводностью, вызывающей катастрофические поглощения при их вскрытии [29].

Активными участниками геохимических процессов первичной аккумуляции и перераспределения химических элементов при развитии раповых коллекторов являются воды дегидратации водных сульфатов, глин, аргиллитов и поровые растворы внутрисолевых отложений, играющие ключевую роль в формировании химического состава седиментационных рассолов [29].

Формирование хемогенных осадков, процессы литогенеза и проявления соляно-купольной тектоники на последующих этапах осадконакопления терригенной породы определяют литологическую приуроченность и термобарические условия залегания рассолов [29].

1.2 Осложнения и их причины

Рапа представляет собой многофазную систему, образованную межкристаллическим поровым раствором, растворимыми солями галита, сульфата кальция, хлоридов магния и кальция, а также высокодиспергированными глинистыми частицами. Как правило, минерализация рапы составляет 0,32-0,43 кг/л и выше, а ее плотность – 1200-1300 кг/м³ и выше [96]. Иными словами, это сильноминерализованная пластовая вода с редкими металлами и минеральными солями [98].

В результате ее воздействия в скважине возникают следующие осложнения [98]:

- фонтанирование скважины при АВПД;
- деформация обсадных колонн из-за высоких значений пластовых давлений;
- прихваты бурильных труб в условиях образования соляных пробок;
- коррозия обсадных колонн и цементного камня из-за высокой минерализации рассола;
- коагуляция буровых растворов и ухудшение его свойств;
- гидроразрыв вышележащих пластов, состоящих из слабосцементированных пород.

В процессе вымыва рапы по стволу скважины на поверхность содержащиеся в ней соли кристаллизуются и оседают на стенки выработки, сужая тем самым ствол и образуя соляно-шламовые пробки, закупоривающие пласт [10, 60, 84]

Процесс кристаллизации инициируется двухвалентными катионами кальция и магния, вызывающими коагуляцию бурового раствора, и начинается обвальное выпадение соли, приводящее часто к ликвидации скважины [20] из-за высокодебитных фонтанов, прихватов бурового инструмента и смятия обсадных труб при испытании и т.п.

Кроме того, под воздействием рапы и часто сопутствующих ей агрессивных: сероводорода и углекислого газа, происходит быстрая коррозия труб и

цементного камня из-за высокой минерализации рассола [20].

Осложнения и аварии возникают при вскрытии аномальных коллекторов и зон АВПД. В этот момент резко возрастает мгновенная механическая скорость бурения и проседает КНБК. А последующие попытки перекрыть проявляющий интервал осложняются притоком рапы. После перекрытия проявляющего горизонта пласт с АВПД начнет проявлять, поскольку в процессе гидратации цемента, его гидростатическое давление в системе «пласт-скважина» снижается [20].

Еще одной проблемой при проходке являются используемые буровые долота и несовершенные системы очистки. Из-за них в растворе увеличивается концентрация мелкодисперсной фазы горной породы, повышая его плотность. Для возвращения ее к проектному значению, раствор разбавляют, это снижает концентрации полимеров, ухудшая ингибирующие способности раствора. Как следствие, интенсивность растворения галита и осмотических и диффузионных процессов растёт [45].

Выделяют 2 гипотезы причин осложнений при бурении карбонатно-галогеновых формаций [20]:

- пластическое течение солей, вызывающее смятие обсадных колонн;
- наличие зон АВПД.

При аномальном давлении пласт начинает проявлять рапу при недостаточной гидростатике сразу после его вскрытия. В случае низкой проницаемости, насыщенный флюидом пласт может смять колонну.

Согласно источнику [84] выделяют несколько факторов возникновения рапопроявлений:

1. Геологический. Соли гравитационно уплотняются, в результате чего минералы перекристаллизовываются, гидратируют и дегидратируют, и активно захороняется рапа, в силу изменяющихся гидродинамических и гидрохимических условий и заполняющихся межсолевых прослоев.

2. Тектонический. Происходит перераспределение растворов в межсолевых пропластках. В зависимости от морфологии и происхождения

выделяют следующие типы газовождких включений в солях: внутрикристаллические и межкристаллические. Для последних характерна взаимосвязанная объемно-пространственная система капилляров и микрополостей. Эта объемно-пространственная система встречается на границах кристаллов галита, образуя миграционные каналы, которые называются «граничными» или «расшнурованными» и представленные вакуолями сложной формы, которые образовались в результате тектонических проявлений.

Твердые кристаллы каменной соли, содержащие газовождкие включения, и объемные системы вакуолей и капилляров, разделяющие эти кристаллы и составляющие главный путь миграции растворов в солях – вакуольно-капиллярную систему, образуют неделимые структурно-морфологические части, из которых состоят мономинеральные галитовые породы.

Под воздействием тектонических сил происходит движение солей и вследствие этого создается высокое избыточное давление.

3. Технологический. Фактор интенсивности рапопроявлений, порождаемый воздействиями бурового раствора на пропластки в соляной толще.

Еще одной причиной рапопроявлений является эффект поршневания, возникающий при СПО ввиду уменьшения гидростатического давления в скважине. Рапопроявления также возникают после гидроразрыва пласта, причиной которого является высокая эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП), причем поглощение начинается только после полной остановки циркуляции раствора [75].

При проходке в соленосных отложениях в забойной зоне возникают дополнительные напряжения, соразмерные с давлением раскрытия трещин пласта (еще до достижения забойного давления, равного давлению гидроразрыва пласта (ГРП)) и создающие в них наведенные давления [91]. Таким образом, после поглощений возникают проявления флюидов, из-за гравитационного замещения пластового флюида промывочной жидкостью.

Необходимо знать такую допустимую плотность промывочного агента, которая позволит бурить без превышения давления начала раскрытия трещин –

давления утечки. Для этого нужно опрессовывать соляные отложения. Следует отметить, что давление на забое при рапопроявлениях всегда меньше давления ГРП [91], поскольку при избыточном вытеснении объемов рапы из трещин в процессе гравитационного замещения гидростатическое давление снижается.

В процессе бурения рапосодержащих пластов превышение плотности бурового раствора над плотностью рапы вызывает проявления последней и частичные поглощения раствора. Силы гравитационного замещения максимальны при $(\rho_{б.р} - \rho_{пл.ф})/\rho_{пл.ф} = 0,5$, где $\rho_{б.р}$ – плотность бурового раствора; $\rho_{пл.ф}$ – плотность пластового флюида. При дальнейшем увеличении плотности раствора интенсивность поглощений растет, а проявлений – падает, останавливаясь при $(\rho_{б.р} - \rho_{пл.ф})/\rho_{пл.ф} > 0,77$. Чем больше раствора уходит в пласт, тем на большее расстояние он удаляется от скважины и тем меньше интенсивность поглощения, потому что необходима дополнительная энергия для преодоления сил сопротивлений при движении по трещинам [75].

При проявлении плотность раствора сразу начинают завышать вместо того, чтобы вымыть флюид из скважины. При достижении плотности 2000 кг/м^3 возникает ГРП, создающий протяженные трещины, которые заполняются раствором и рассолом. В солях хемогенной толщи объем трещин может достигать $10\,000 \text{ м}^3$ и более [75].

В случае ГРП низкопроницаемых пород с содержанием рапы, в трещинах создается давление гидроразрыва, при наличии закупорки наддолотного пространства шламом, превышает гидростатическое давление раствора. Давление гидроразрыва в этом случае определяется, как $P_{гр} = \rho_{б.р}gH + P_{наг}$, где $\rho_{б.р}$ – плотность бурового раствора в бурильных трубах; g – ускорение свободного падения; H – глубина местонахождения долота; $P_{наг}$ – устьевое давление нагнетания [75]. Параллельно с процессом гравитационного замещения происходит проявление, встречающееся также и при бурении высокотрещиноватого кавернозного пласта.

Если пластовое и забойное давления условно равны, то при гравитационном замещении объемы поглощенного раствора и проявленной рапы будут равны.

Если забойное давление будет больше пластового или наведенного, то интенсивность поглощения будет выше проявления и наоборот.

Недооценивая гравитационное замещение, сигнализирующее о начале проявления, делается ложный вывод о вскрытии продуктивного пласта с АВПД, часто игнорируя небольшое поглощение (1-5 м³), предшествующее этому. Кроме того, это явление отражается на качестве крепления колонн, в виду того, что плотность цементного раствора повышают, а затем фиксируют отсутствие цементного камня [75].

Выявление факторов, которые оказывают решающее влияние на скорость гравитационного замещения двух жидкостей описано в материалах [103]. Выяснилось, что скорость замещения тем выше, чем больше разность плотностей между жидкостями, чем больше угол наклона трещины пласта к горизонтали (в пределах до 45°) и чем меньше СНС бурового раствора за 1 мин.

Плотность раствора и СНС при этом возможно регулировать лишь в пределах проектных значений. Тогда наибольшее влияние на снижение интенсивности может оказать уменьшение площади прямого контакта двух жидкостей, т.е. уменьшение площади живого сечения канала, сообщающего коллектор со стволом скважины. Для этого необходимо использовать наполнители и вязущие смеси, как при борьбе с поглощениями.

Еще одной причиной осложнений при вскрытии рапоносных отложений является осмотический массообменный процесс [60]. Поэтому искусственное засолонение буровых растворов является эффективным методом. Ведь осмос – это процесс самопроизвольного проникновения растворителя через полупроницаемую перегородку (глинистую корку на стенке скважины) из раствора с большей минерализацией в раствор с меньшей. А приравняв минерализацию раствора к рапе, процесс прекратится.

1.3 Методы борьбы с осложнениями

Проблемы рапопроявлений при бурении являются весьма актуальными для территорий с наличием соленосных пород. Они встречаются на Ангарско-Ленском бассейне, Восточно-Кубанской и Прикаспийской впадинах, Припятском

и Предкарпатском прогибах, Днепровско-Донецкой и Аму-Дарьинской впадинах. Этот вопрос не решен и до сегодняшнего дня. Примеры проблемных скважин на месторождениях Восточной Сибири представлены в таблице 1.1 [94].

Несмотря на все существующие методы борьбы с рапопроявлениями, лишь в некоторых случаях, когда дебиты рапы минимальны, удается довести скважину до проектной глубины.

В основном используют 2 способа борьбы с рапопроявлениями [84]: увеличение плотности раствора и разрядка рапопроявляющего горизонта.

Таблица 1.1 – Примеры проблемных скважин на площадях Восточной Сибири

Месторождение, площадь	№ скв.	Стратиграфическая приуроченность	Вид осложнения	Экологические последствия
Верхоленская	131	-	Фонтан сероводородного рассола дебитом 700 м ³ /сут	Колонна бурильных труб выдавлена из скважины
Рудовская	176	Усольская свита	Аварийный фонтан рассола дебитом 3000 м ³ /сут с сероводородом	Концентрация сероводорода 6-10 ПДК
Омолойская	13	Балыхтинский горизонт	Аварийный выброс рапы дебитом 7600 м ³ /сут	-
Балаганкинская	2	-	Фонтан сероводородного рассола с дебитом 1080 м ³ /сут	Скважина фонтанировала в течение года
Знаменская	3р	Усольская свита	Рапопроявление с дебитом 7000 м ³ /сут	Скважина фонтанировала 2 месяца, смятие ОК
Купская	2	Траппы	Поглощение с потерей циркуляции	-
Ковыктинское ГКМ	18	Христофоровский горизонт	Аварийное интенсивное рапопроявление с дебитом 5000 м ³ /сут	-
	3	Ангарская свита	Рапопроявление с дебитом 110 м ³ /сут, смятие ОК	К _а - 1,89. Скважина не достигла проектного забоя

Однако при повторном вскрытии пласта в результате его закупорки проседиментирующей рапой дебиты значительно растут и увеличение плотности приводит лишь к поглощению [10, 94, 95]. Кроме того, при утяжелении раствора вероятность возникновения прихватов повышается.

Ликвидация осложнений путем разрядки рапопроявляющего горизонта также малоэффективна, поскольку полностью он не истощается, а за это время раствор полностью приходит в негодность [10]. Более того, даже после длительного проявления пласта, давление в нем выше подстилающего горизонта. Данный метод продуктивен лишь при линзовидном локальном скоплении рапы с малой энергией [84, 95]. Однако при бурении в Оренбургском геологическом районе данный метод хорошо себя проявил. Это связано с геологическими особенностями: в некоторых местах под линзами рапы залегают толщи песчаников высокой проницаемости с надежными экранами из глинистых пород. Эти пласты использовались в процессе бурения как резервуар, в который перетекала (поглощалась) рапа из линзы [111].

1.3.1 Буровые растворы

Наиболее перспективным и эффективным способом проходки рапопроявляющих горизонтов является использование специальных буровых растворов, например безглинистых, на нефтяной основе, соленасыщенных и полимер-эмульсионных утяжеленных, поскольку традиционные их рецептуры малопригодны, так как рапа вызывает их коагуляцию и повышает затраты на реагенты [3].

Требования к буровым и тампонажным растворам определяются генезисом коллекторов рапы. При изоляции рапосодержащих пластов внутренний диаметр скважины является ключевым параметром достижения необходимого бокового режима нагнетания, поэтому нельзя допускать размыва ствола скважины. Для этого необходимо использовать буровые растворы, затворённые на рапе, и расширяющиеся цементные растворы, затворённые на рассолах хлорида натрия. Кроме того, возможно использовать буферные тампоны с пластической прочностью в 2-3 раза большей динамического напряжения сдвига цементного раствора для снижения закачиваемых объемов [29].

Для применения в условиях сульфатно-галлоидной агрессии были проанализированы ингибирующие растворы [41]. Выяснилось, что по отношению

к сульфатной агрессии наиболее устойчивым является гидрогель алюминия, а к галлоидной – полимер-глинистый раствор с жидким стеклом и полигликолем.

При разработке рецептуры раствора нужно обращать внимание на равновесие степеней минерализации раствора и поступающего рассола. В первую очередь, необходимо, чтобы буровой раствор состоял из положительно заряженных частиц, как и рапа. Для этого предлагается исключить использование глины, полимеров (К-4, крахмала, ВПРГ, Унифлока), кальцинированной и каустической соды, а вместо них применять полиакриламид с мраморной пудрой, что успешно внедрено на месторождениях АО «Узбурнефтегаз» [60].

В большинстве методов буровой раствор для проходки в интервале солей меняют. Зачастую для этих целей готовят водный раствор хлорида натрия, который обрабатывают биополимерным реагентом, КМЦ и полиакриламидом. Однако учитывая сложные геологические особенности, для которых характерно наличие рапоносных горизонтов, такие как карбонатно-терригенные горные породы, пласты галита, разуплотненные трещиноватые горные породы, засоленные коллекторы, высокоминерализованные (0,35-0,4 кг/л) и высококислотные (рН=2-3) пластовые воды и т.д., текущее состояние бурового раствора изменяется. С увеличением концентрации солей в рапе растворимость хлорида натрия в растворе снижается и ухудшаются его параметры из-за воздействия солей на полимеры [45].

В растворе возрастает концентрация хлорида кальция из-за попадания в него пластовых вод из подсолевых отложений. Вследствие чего снижается растворимость введенного хлорида натрия и частицы соли кристаллизуются. Рост притока рассола ведёт к повышению кислотности раствора, увеличивая воздействие на полимеры, что приводит к ухудшению реологических свойств бурового раствора. Если поддерживать проектную концентрацию полимеров и искусственную минерализацию высокой (200-260 кг/м³) с помощью хлорида натрия, биополимерного реагента и КМЦ, то интенсивность растворения вымываемой породы в растворе снижается, уменьшая тем самым диффузионные и осмотические процессы, в результате воздействия которых происходит

насыщение раствора нежелательными химическими элементами (хлоридом кальция) [45].

При борьбе с рапой, как правило, плотность бурового раствора начинают повышать, но это не даёт положительного результата из-за коагуляции. Существуют разработки составов утяжеленных растворов на основе шлам-лигнинов с рапой, которые обладают плотностью более 2000 кг/м³ с высокими реологическими и фильтрационными характеристиками, а также устойчивостью к полиминеральной и сероводородной агрессиям [18].

При изливе рапы изолировать интервалом цементом не удаётся. Для этого используют специальные буровые растворы: полимер-эмульсионные утяжеленные, гидрогели, РУО, соленасыщенные на полимергуматной основе с кольматантами (использовался на скважине Р-60 Ковыктинского ГКМ) [96].

Растворы с кальциевыми глинами менее чувствительны к рапе, например, палыгорскит. Для снижения водоотдачи растворы эмульгируют. Кроме того, для успешной проводки растворы готовят на соответствующей рапе с добавлением КМЦ, крахмальных реагентов, декстрина, бентонита и сульфанола. Данные составы успешно применялись на площадях Сарикамыш и Туянтау Республики Таджикистан [8].

1.3.2 Тампонажные и вязкоупругие смеси

Одним из классических методов изоляции рапосодержащих пластов является установка цементных мостов. Данный метод может быть успешно применён лишь при небольших дебитах (до 10 м³/сут), как на скважине Р-52 Ковыктинского ГКМ. Еще вариантом решения проблемы является смешивание полимера (гипана, метаса, ПАА) с пластовой водой. Комбинация данных двух методов является наиболее эффективным способом изоляции [96].

В результате исследований растворов на основе тампонажного и шлакового цемента, солевых композиций и магнезита выяснилось, что засоленные тампонажные растворы являются наиболее эффективными. Если температуры ниже 30 °С, то лучше всего себя проявляет гипсовый раствор на основе солей:

бишофита и хлоридов калия, кальция, натрия. Если же температуры выше 75 °С, то в такие растворы необходима добавка микродура [15].

Проблемы представляют даже незначительные притоки рапы, которые формируют открытую пористость в камне. Для их предотвращения разработаны соленасыщенные тампонажные растворы плотностью до 2300 кг/м³, утяжеленные магнетитом и гематитом. А при затворении ПЦТ-III-УтЗ-50 рапой, можно добиться плотности 2370-2380 кг/м³ [18].

Основное применение для изоляции рапы нашли полимеры и синтетические смолы [7]. Хорошо себя зарекомендовали в изоляционных работах с рапопроявлениями различные ВУС. Такие системы, в отличие от других технологических буровых жидкостей, не соответствуют условиям, характерным для классических реологических моделей жидкости, и имеют нормальные напряжения что позволяет им перемещаться по всему затрубному объему, заполняя его. Их также используют в качестве основы под закачку последующего цементного раствора. Системы на основе полиакриламида, сернокислого алюминия и технической воды хорошо себя зарекомендовали на испытаниях и могут быть применены на производстве [4].

В источнике [7] автором предлагается быстросхватывающаяся тампонажная смесь, на основе карбамидоформальдегидной смолы с отвердителем в виде КПА-5 из аддукта полиэтиленimina и сернокислой меди для изоляции водопритокков. Такая смесь обладает хорошей фильтруемостью, прочностью и пластичностью

Исходя из приведенного анализа в данной главе, целесообразным считается использование смесей, играющих роль кольматантов для изоляции высокопроницаемых пластов с рапой, из которых, после поглощения буровых растворов, начинается приток рассолов. Для таких интервалов за счет того, что ПСЖ образуют с солями гелеобразные соединения, были исследованы влияния ПСЖ на основе нитрата кальция и модифицированного ПАА на пористую среду. Выяснилось, что в песчаном образце коэффициент восстановления проницаемости снижается с 57,2 до 46,5 %. А разработанная смесь на основе гипана, хлоридов магния и железа, тетранатриевой соли 2-окси-1,3-пропилен-

диамантетраметиленофосфоновой кислоты и воды обеспечивает улучшенную изоляцию за счет высоких структурно-реологических свойств и сокращения времени гелеобразования [67].

1.3.3 Полимерные гелевые системы для изоляционных работ

Применение полимерных гелевых систем для изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах известно уже давно [129]. Полимерные гелевые системы обычно состоят из водорастворимого полимера или мономера(-ов), сшивающих агентов и других вспомогательных реагентов [122]. Классификация полимерных гелевых систем представлена на рисунке 1.1.

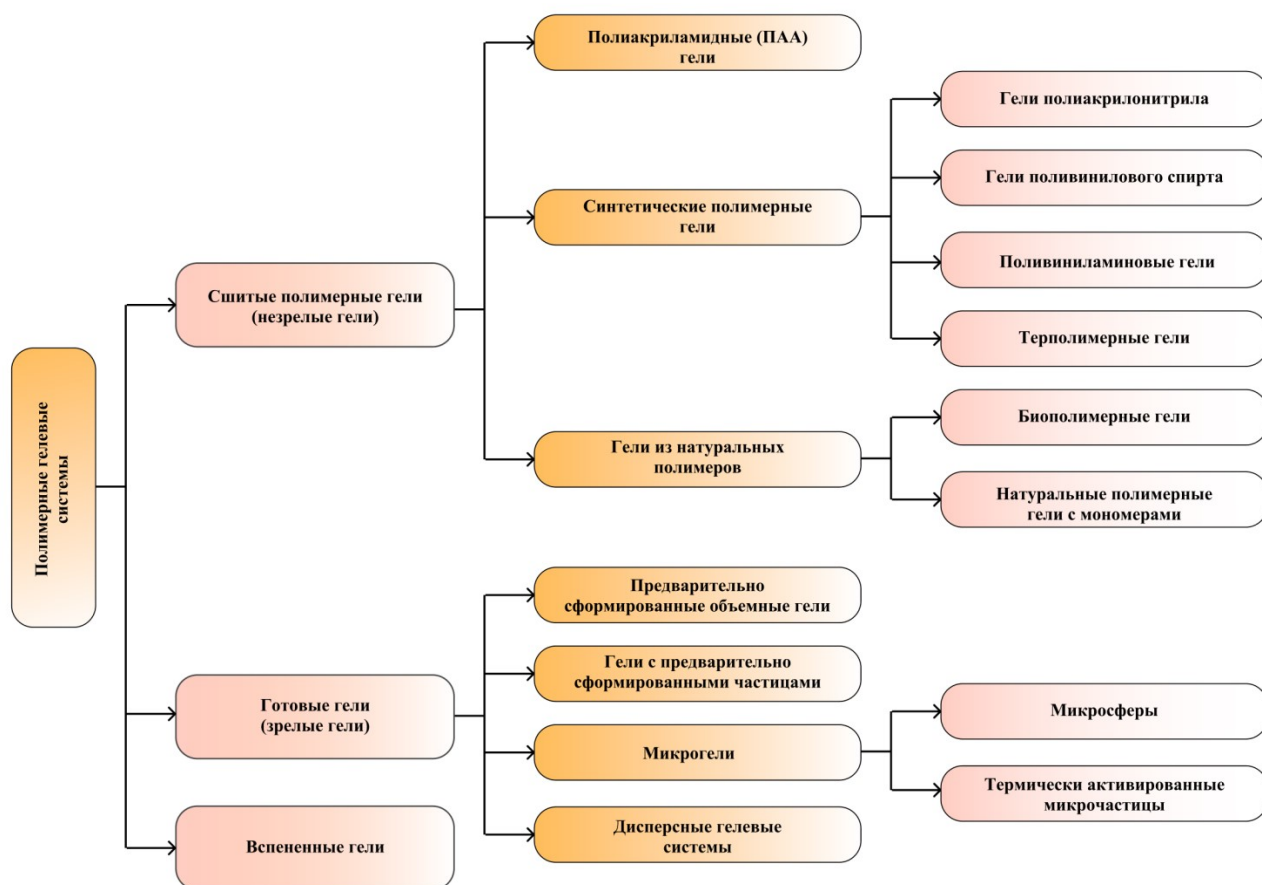


Рисунок 1.1 – Классификация полимерных гелевых систем

1.3.3.1 Незрелые полимерные гелевые системы

К первой группе полимерных гелей относятся смеси, структурообразование в которых происходит в зоне закачки по истечении некоторого времени после введения в полимерный гель сшивателя. Их называют «незрелыми» гелями. После определенного времени старения такой гель образует трехмерные сетчатые

структуры в пористой среде и действует, как блокирующий поток агент [130]. Эти сшиваемые на месте полимерные гели включают гели на основе синтетических полимеров и гели на основе природных полимеров.

Группа синтетических полимеров, в основном, включает полиакриламиды (ПАМ) или частично гидролизованные полиакриламиды (ГПАМ), полиакрилонитрил (ПАН), поливиниловый спирт (ПВС), поливиниламин (ПВА) и сополимеры на основе акриламидных (АМ) мономеров. К природным полимерам относятся гуар, лигнин, таннин и т.д. Эти полимеры могут быть сшиты неорганическими сшивающими системами (например, алюминием, Al^{3+} , хромом, Cr^{3+} и цирконием, Zr^{4+}) или органическими сшивающими системами (например, альдегидами и полиэтиленимином) [122].

При разработке незрелых полимерных гелевых систем следует уделять особое внимание термостабильности геля. При повышенных температурах молекулярная активность полимера и сшивающих агентов значительно возрастает, что увеличивает скорость реакции сшивки и сокращает время гелеобразования [130]. На время гелеобразования также могут влиять содержание соли [130].

Наиболее распространенным полимером не только для изготовления незрелых полимерных систем, а в принципе используемом в нефтегазовой промышленности является полиакриламид (ПАА). ПАА представляет собой неиногенный полимер в чистом виде, который не может быть сшит при помощи ионной связи [122]. По прочности гели из ПАА разделяются на объемные гели (ОГ), слабые гели (СГ) и гели с коллоидальной дисперсией (КДГ). Свойства этих гелей продемонстрированы в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Свойства полиакриламидных гелевых систем

Тип прочности	Концентрация полимера, мг/л	Тип сшивания	Вязкость геля, мПа·с	Температура применения
ОГ	>4000	Межмолекулярный	>30000	<120°C
СГ	800-2000	Преимущественно межмолекулярный	100-10000	<80°C для сшивателей на основе металлов <100°C для органических сшивателей
КДГ	100-1000	Внутримолекулярный	<100	40-94°C

Но для проведения изоляционных работ в условиях солевых отложений, где присутствуют активные проявления рассолов, гели на основе полиакриламида не могут быть использованы. Причина заключается в следующем: зачастую полимерные материалы растворяются в пресной воде, а лишь затем в пресные растворы добавляются неорганические соли. В пресной воде первоначально макромолекула полимера находится в развернутом состоянии, на которое тратится большая энергия растворения, после чего засоление водного раствора снижает реологические характеристики, однако не происходит его выслаивания [117, 127].

В случае же с проявлением рассолов, в них изначально находятся ионы одновалентных и двухвалентных ионов металлов, которые не позволяют раствориться молекулам полиакриламидов в рассоле [137].

Известны также составы незрелых гелевых систем на основе других синтетических и природных полимеров:

- полиакрилонитрил (ПАН), который получается с помощью щелочного гидролиза акриловых отходов, может быть сшит за счёт применения фенольных смол [136]. Данная система является устойчивой к температурам до 150°C, но механизм гелеобразования кратно ускоряется при повышении pH [122];
- поливиниловый спирт (ПВС) – полимер, полученный из поливинилацетата. Сшивается с помощью больших концентраций фенола с образованием термостабильных полимерных гелей [116]. Склонен к адсорбции на глинистых частицах. Применение в практике не нашёл;
- поливиниламин-виниламиновый сополимер поливинамина (ПВА) – стабильный гель, сшиваемый фенолом и формальдегидом;
- гелевые системы, составленные из полимеров в оболочке акриламида и фенола или формальдегида в качестве сшивающих агентов [120, 136];
- ксантановые гелевые системы, сшитые с помощью Cr^{3+} . Данные системы применялись компанией Mobil, но из-за нестабильности системы при температурах выше 71 °C широкого распространения не получили [122, 126];
- системы на основе разновидности неионогенного полисахарида с высокой молекулярной массой – склероглюкана [128]. Система является устойчивой

к высоким температурам, но очень дорогой в производстве. По этой причине широкого применения не получила.

В нефтепромышленной химии известно использование дешевых и экологически безопасных природных полимеров, таких как крахмал, лигнин, целлюлоза и др. Молекулы данных полимеров можно легко модифицировать путем сополимеризации с мономерами. По мере необходимости некоторые из полимеров в дальнейшем сшиваются альдегидами с образованием прочных гелевых систем. Этот процесс показан на рисунке 1.2. Подобные гелевые системы в последнее время часто изучаются и нашли промышленное применение [139].

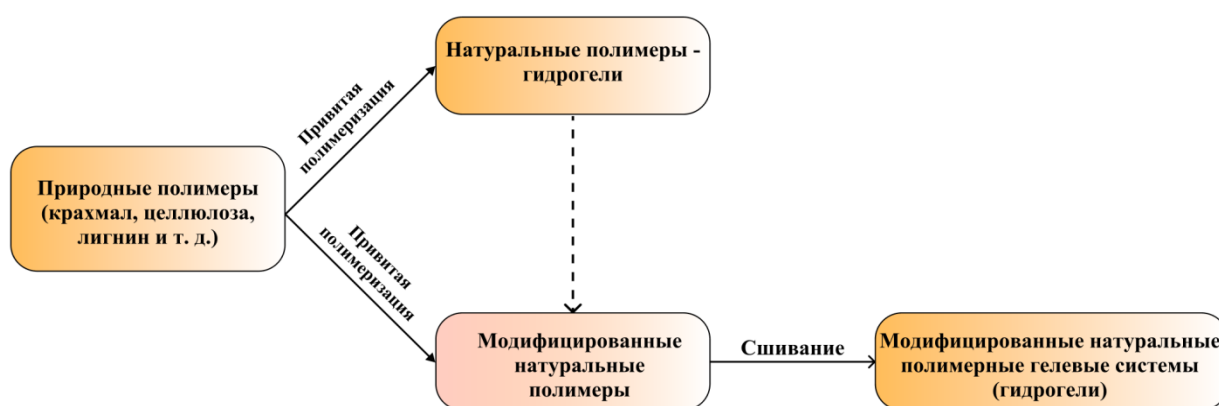


Рисунок 1.2 – Процесс образования гелевых систем из природных полимеров

1.3.3.2 Зрелые полимерные гелевые системы

Второй тип полимерных гелевых систем – это предварительно сформированные или «зрелые» гели. Их можно разделить на предварительно сформированные объемные гели (ОГ); гели, с предварительно сформированными частицами (ПСЧ); микрогели и гели с дисперсными частицами (ГДЧ). Эти гели связываются на поверхности и доставляются в рабочую зону в виде объемного геля, малопрочной гелевой структуры или суспензии, состоящей из разного размера частиц [131].

Предварительно сформированные ОГ за счет своей высокой вязкости не могут проходить через межпоровые каналы или естественные трещины поперечным размером менее 0,052 мм. Обработка такими гелями применяется в основном в крупных искусственных трещинах, способных обеспечить необходимую глубину проникновения геля [118].

Вспененные гели создаются так же, как и водные. Основное различие между обычными пенами и вспененными гелями заключается в пластинах пенной системы. Для обычных объемных пенопластов пластинка стабилизируется одним поверхностно-активным веществом, поскольку поверхностно-активное вещество может снизить межфазное натяжение; однако для вспененных гелей ламели стабилизируются более вязкими гелеобразователями во время процесса инъекции и после гелеобразования [122].

Однако, большинство исследований было основано на экспериментах, проведенных в диапазоне низких или средних температур. Об исследованиях и применении вспененных гелей при высоких температурах исследования опубликованы не были.

1.3.3.3 Гелеобразующие и отверждающие составы на основе производных полиакриламидов

Авторами статьи [55] приводится способ крепления призабойной зоны пласта с применением кремнийорганического состава «SWS-PLAST» на основе гидролизующихся кремнийорганических соединений. Использование данного состава с армирующими наполнителями позволяют обеспечивать увеличение прочности пород образуемого коллектора.

В работе приводится методика моделирования степени изоляции горной породы с применением установки трехфазной фильтрации. В качестве породы использовали водонасыщенные насыпные модели керна. После прокачки укрепляющего состава было сделано разрушение образца на гидравлическом прессе.

Кадыров Р.Х. в своей диссертационной работе [50] рассматривает полимерметаллические комплексы на основе сополимеров акриловых кислот с катионами железа (Fe^{3+}), меди (Cu^{2+}), алюминия (Al^{3+}). Эти комплексы устойчивы в пластовых жидкостях и избирательно тампонируют водонасыщенные каналы пластов. В качестве полимеров применялся МАК-ДЭА, гидролизованный полиакрилонитрил (гипан) и кремнийорганические жидкости «119-296Т» и «Силор».

Автором в статье [59] рассмотрены результаты опытно-промышленных испытаний водоизолирующих составов «ГПАН» и «ОВП-1». «ГПАН» представляет собой гидролизованный полиакрилонитрил с модифицирующими добавками фруктозы и сульфанола. «ОВП-1» щелочной гидролизат технологических отходов полиакрилонитрильного (ПАН) волокна, модифицирующий специальными добавками.

1.3.3.4 Гелеобразующие и отверждающие составы на основе производных полисахаридов

Для оценки эффективности водоизолирующих составов автор использует установку УИПК с применением насыпных (молотая порода) водонасыщенных моделей пласта.

В патенте [54] авторы предлагают состав для изоляции воды в суперколлекторах и их закрепление. В качестве дисперсной среды состав содержит жидкое стекло (Na_2SiO_3), в качестве дисперсной фазы кремнефтористый натрий (Na_2SiF_6) и наполнитель – гашеная известь ($\text{Ca}(\text{OH})_2$).

Особенностью силикатов щелочных металлов является их способность взаимодействовать с ионами поливалентных металлов и другими коагулирующими агентами и образовывать системы или твердый тампонирующий материал. Исследования, рассматриваемые авторами в патенте, проводили на модернизированной установке УИПК-1М в условиях, приближенных к пластовым, на модельных кернах.

1.3.3.5 Гелеобразующие и отверждающие составы на основе кремнийорганических полимерных соединений

В статье Н.А. Медведева рассматривает [61] армированные структурированные составы, где в качестве дисперсной среды применяют водный раствор полиакриламида (ПАА) ДР9-8177, в качестве кросс-агента оксид цинка (ZnO), оксид магния (MgO), соли-сшивателя ацетата хрома. Для придания прочности гелю применяют стекло- и полипропиленовые фиброволокна, поверхность которых гидрофилизирована дополнительной обработкой.

Общий анализ составов для изоляции водопритоков при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах приводит И.И. Клещенко в труде [53].

В работе [40] авторами рассматриваются осложнения, возникающие при строительстве скважин в условиях аномально высоких и аномально низких пластовых давлений, а также предложены изолирующие составы на основе производного полиакриламидов «SPMI-7» и технология его установки с применением скважинного пакера.

Влияние минерализации и pH пластовой воды на вязкость геля на основе иона бора рассмотрена М.А. Силиным с соавторами в статье [83]. Установлено, что при повышенной минерализации воды вязкость геля на основе полисахаридных материалов снижается.

В инструкции [48] приведены пенные составы на основе карбоксиметилцеллюлозы, в качестве отверждающей составляющей используется силикат натрия (Na_2SiO_3) и хлористый кальций (CaCl_2).

В основе отверждения лежит реакция обмена силиката натрия и хлористого кальция, в результате которой образуется нерастворимый осадкообразующий и отверждающий силикат кальция (CaSiO_3).

Береговой А.Н. с коллегами в патенте [16] при разработке сшивающего состава объединили в одном составе две полимерные составляющие: на основе полиакриламидов и природного полисахарида – гуаровой смолы, в качестве сшивающего агента – ацетат хрома ($(\text{CH}_3\text{COO})_3\text{Cr}$) и буферизатор – оксид магния (MgO).

Согласно проведенным исследованиям, разработанный гелеобразующий состав в высокопроницаемую часть призабойной зоны проникает на небольшое расстояние за счет реакции сшивания, которая приводит к снижению скорости фильтрации в пласт и, как следствие, уменьшению радиуса зоны проникновения (R_ϕ).

В своей докторской диссертации [38] А.С. Гумеров предложил способ образования органогибридных комплексов с регулируемым временем загеливания. Гелеобразование в данном составе основано на применении реагента

Ком-С на основе гидролизованного полиакрилонитрила силикатом натрия при рН 12-14 с образованием сополимера акриламида, акрилата натрия и звеньев имидозфира кремниевой кислоты.

1.3.4 Селективные способы ликвидации рапопроявлений

Существует комбинированный (разрядка пласта с последующим созданием противодействия) способ борьбы с рапопроявлениями [25]. Согласно данному методу, скважина сначала пускается на свободный излив рассола, а затем раствор значительно утяжеляется и задавливается в проявляющий пласт. Однако осуществление этого процесса часто не представляется возможным, поскольку после проработки ствола дебит восстанавливается до первоначального. В обратном, начинаются поглощения.

Другой способ – способ кольматации, при котором производится разрядка проявляющего пласта, а затем его кольматация. Однако данный способ не является эффективным, поскольку зачастую у рапоносных пластов низкие фильтрационно-емкостные свойства, и разрядить их быстро не получается.

Полезным также представляется другая технология безаварийного бурения пластов с АВПД на нижезалегающие продуктивные горизонты. Она позволяет сохранить естественную проницаемость фильтрующих трещин коллектора до очистки, испытания и освоения продуктивного пласта с АВПД. Постоянство проницаемости такой системы обеспечивается опережающим закреплением (удержанием) трещин в призабойной зоне рапопроявляющего пласта в открытом (исходном) состоянии [24].

С целью изоляции зон осложнений можно также выделить технологию установки колонны расширяемых труб. Она позволяет провести изоляционные работы за одну СПО, в отличие от традиционных мероприятий в четыре этапа. Для этого специально разработанное устройство [109] помещается в патрубок и соединяется его с расширяемой колонной. Конструкция спускается с расширителем в интервал осложнений, создаётся избыточное давление до 15 МПа, выправляя тем самым профильные трубы для плотного прижатия к стенкам скважины. Далее посадочное устройство отсоединяется от патрубка расширяемой

колонны вращением бурильной колонны вправо. При включенных буровых насосах колонна с развальцевателями вращается и спускается. Из-за возникающего перепада давления кольцевой поршень раздвижного развальцевателя перемещается вниз, воздействуя при этом толкателями на верхние концы осей и выводя ролики развальцевателя. В процессе последующего вращения и перемещения вниз, участки труб расширяются развальцевателем до максимально плотного прижатия к стволу. Дойдя до башмака, шарошечный развальцеватель его отворачивает, а раздвижной развальцеватель полностью прижимает колонну к стенкам скважины, создавая канал для свободной проходки долота без уменьшения диаметра скважины.

Рассмотрим два других способа, внедренных в производство на площадях Восточной Туркмении: изоляция рапопроявлений путем образования седиментационно-кристаллической пробки и с помощью установки изоляционных мостов в условиях притоков рапы [130]. Согласно первому способу, внутрискважинная изоляция рапоносного пласта достигается за счет формирования седиментационно-кристаллической пробки ниже колонны бурильных труб с помощью закачки кластического материала. Во втором способе используются специфические свойства тампонажных растворов на стадиях загустевания и схватывания и технологические процессы закачки в этот момент. При этом порядок действий – следующий: спуск колонны труб, затворение и закачка цементного раствора порциями с разрывом во времени, оставление каждой порции до начала фазы загустевания, ступенчатое продавливание порций цемента в затрубное пространство, выдержка цемента под давлением, превышающем давление проявляющего пласта.

Также существует метод без использования специальных буровых растворов. Согласно нему после вскрытия высокодебитного горизонта в скважину спускается компоновка из гидромеханического пакера, обратного клапана и муфты ступенчатого цементирования (МСЦ). Далее кольцевое пространство герметизируется в обсаженном интервале и активизируется МСЦ. В результате

возникает гидроразрыв пород, и происходит самозахоронение рапы в вышележащих пластах [93].

При бурении объектов Восточной Сибири апробировано 2 разных метода [10]. Согласно первому из них, осуществляется управляемое вскрытие с утяжеленным буровым раствором, для применения которого спускается дополнительная обсадная колонна, «утяжеляя» конструкцию скважины. Согласно второму способу, разрабатывается особая конструкция скважины и технические решения, которые позволяют вскрывать рапоносный пласт на переливе.

1.4 Промышленный опыт ликвидации рапопроявлений

1.4.1 Знаменское месторождение

На примере бурения скважины Знаменского месторождения весьма положительно себя проявили утяжеленный и гидрогельмагниевого буровой раствор на основе соли данного месторождения [3]. Она либо вводится в раствор в сухом виде, либо после растворения в воде. Далее раствор обрабатывается устойчивыми к высокой минерализации биополимером Flo-VisPlus и крахмалом Flo-Trol для придания структурно-механических, для удержания и улучшения выноса шлама, и фильтрационных свойств соответственно. Утяжеляется раствор с помощью барита и гематита. Таким образом, плотность раствора составляет 2192 кг/м³, но он становится высоковязким и с низкой седиментационной устойчивостью.

Для приготовления гидрогельмагниевого раствора используется рапа этого месторождения, образующая гель MgCl₂ за счет содержания в ней магния; гелеобразователь в виде каустической соды, с целью осаждения и конденсирования твердой фазы; соль для общей минерализации. Рапа обрабатывается каустической содой в течение 1,5 часов, а затем отстаивается сутки для упрочнения и образования геля. Далее раствор обрабатывается стабилизаторами (Сульфациллом, Камцелом и др.). В результате приготовления получается устойчивая, высоковязкая система с образованием пены в процессе приготовления и высокой водоотдачей. То есть, использование рапы для

приготовления буровых растворов позволяет предупредить кавернообразования, растворимость солей и перекристаллизацию рапы [3].

1.4.2 Астраханское газоконденсатное месторождение

В результате анализа осложнений на данном месторождении [99], выявлено, что рапопроявления встречаются более чем на 50 скважинах с градиентами давлений до 2,23 МПа/100 м и дебитами до 1500 м³/сут. Они приурочены к межсолевым трещиноватым терригенным пластам солевой толщи на глубинах 3300-3800 м. Примеры проблемных скважин представлены в таблице 1.3 [94].

Таблица 1.3 – Примеры проблемных скважин на Астраханском ГКМ

Месторождение, площадь	№ скважины	Стратиграфическая приуроченность	Вид осложнения	Экологические последствия
Заволжская	3	P ₁ k ^{ir}	Течение солей	Смятие колонны, скв. Ликвидирована
Астраханское ГКМ	436	P ₁ k ^{ir}	Рапопроявление дебитом 54 м ³ /сут	Скв. Работала рапой 45 суток, ликвидирована.
	85Э	P ₁ k ^{ir}	Рапопроявление дебитом 60-300 м ³ /сут	Скв. Ликвидирована. К _a -1,98
	11А, 309, 217, 219	P ₁ k ^{ir}	Смятие обсадной колонны против пластичных вязких глин	Скв. Ликвидирована

Значительные дебиты рапы объясняются трещинной проницаемостью внутрисолевых пород и их хорошими коллекторскими свойствами. А отсутствие полной истощаемости пласта объясняется гидродинамической сообщаемостью рапоносных пластов (скважины № 423, 438, 412, 223, 4438, 2233). С помощью метода низкочастотного сейсмо-зондирования удается картировать рапонасыщенные пласты для прогнозов зон с АВПД [95].

Существует также метод создания повышенного противодавления, согласно которому давление на забой повышается непосредственно перед вскрытием соленосной толщи. В скважину спускается обсадная колонна с установкой башмака в кепроке соленосных отложений. Затем буровой раствор полностью насыщается солями, и на нем вскрывается вся соленосная толща. Засолонение

раствора может осуществляться как бишофитом, так и естественной рапой из разрабатываемой скважины. Эти операции позволяют предотвратить размыв солей под башмаком колонны. Далее весь соляной разрез перекрывается обсадной колонной повышенной прочности. Если в процессе бурения данного интервала возникают поглощения в межсолевых пропластках, то их кольматируют наполнителями (кордонным волокном, резиновой крошкой, целлофаном и т.п.). Данный способ оказался эффективен при бурении скважин Астраханского свода и применяется на Астраханском газоконденсатном месторождении [25].

На Астраханском ГКМ использовался также и другой способ борьбы с рапопроявлениями [30]. В результате вскрытия рапоносного горизонта при плотности раствора 1320 кг/м^3 на глубине 932 м было выявлено, что давление в пласте-коллекторе составляет 16,04 МПа (соответствует плотности раствора 1720 кг/м^3) и состав рапы был хлормagneиевым, поскольку в растворе повысилось содержание хлористого магния до 10%. Плотность бурового раствора была повышена до 1820 кг/м^3 , однако это не гарантировало предупреждение поглощения и новое проявление в силу гравитационного замещения. Поэтому было принято решение изолировать интервал установкой цементного моста. Для успешной герметизации «трещинного коллектора необходимо, чтобы цементный раствор заполнил трещины от подошвы до кровли рапопроявляющего интервала и поднялся в стволе скважины на высоту, соответствующую статическому уровню бурового раствора. Необходимо также, чтобы раствор проник в горные породы на расчетный радиус. Он рассчитывался из условия достижения равенства динамического напряжения сдвига цементного раствора при статическом уровне и эффективных напряжений на наружном контуре изоляционного экрана» [30]. В итоге в скважину было закачено $8,5 \text{ м}^3$ в интервале 952-893 м. При опрессовке моста с избыточным устьевым давлением 1,45 МПа, скважина оказалась герметична. Цементный раствор плотностью 1890 кг/м^3 был приготовлен затворением цемента ПЦТ-I-G-СС-1 в хлор-натриевом рассоле [30].

1.4.3 Восточное Предкавказье

Необходимо рассмотреть промысловый опыт борьбы с осложнениями в солевых отложениях верхней юры при сверхглубоком бурении на площадях Восточного Предкавказья. Так, при достижении солевых пластов в скважине №47-Заманкул сразу проявлялось свойство галита пластически деформироваться под действием избыточного горного давления и высокой температуры. Возникали расклинка, затяжка и посадка инструмента. Попытка заменить водный раствор с плотностью 1400 кг/м^3 на известково-битумный раствор (ИБР) и увеличение его плотности до 1950 кг/м^3 привели к катастрофическим поглощениям и прихватам. На бурение 339-метрового соляного интервала было затрачено более 2 лет [104].

При бурении скважины № 167-Карабулак-Ачалуки для ликвидации рапопроявления буровой раствор утяжелили с 1300 до 2000 кг/м^3 , вызвав поглощение и, как следствие, новое проявление. Попытка изолировать интервал колонной также не удалась. После перехода на ИБР с плотностью 2200 кг/м^3 скважину удалось углубить до 4809 м с постоянными проявлениями, поглощениями и плохой проходимость инструмента. Свойства ИБР не могли регулироваться и после 2 лет бурения 250 м соли, скважина была ликвидирована.

Согласно технологии, приведённой в источнике [105] при вскрытии соляного интервала с рапой, инструмент поднимается в башмак колонны, пластовое давление стравливается до тех пор, пока дебиты рапы не начнут падать. Это говорит об истощении запаса упругой энергии. Для исключения кристаллизации рапы и выделения сероводорода в скважину порционно закачивается пресная вода. После падения интенсивности рапопроявлений, скважина задавливается раствором плотностью $1900-2000 \text{ кг/м}^3$ и бурение продолжается с некоторым постоянным притоком рассола. Интенсивность гравитационного замещения также снижается за счет циркуляции, уменьшающей температуру, из-за чего соль кристаллизуется и снижает проницаемость пласта. Однако ИБР является более эффективным, поскольку раствор нейтрализует сероводород и позволяет регенерировать свободную воду и рапу после отстоя.

1.4.4 Анализ строительства скважин на Ковыктинском ГКМ

Ярким примером рапопроявлений является Ковыктинское ГКМ. Месторождение является ресурсной базой для трубопровода «Сила Сибири» и крупнейшим по запасам газа в Восточной Сибири. Обеспечение непрерывного поступления углеводородов в процессе его эксплуатации является важной задачей. Устойчивость развития Ковыктинского ГКМ как с точки зрения надёжности сооружения промышленных объектов в этом регионе, так и с точки зрения разработки передовых технико-технологических решений для освоения месторождения является актуальной задачей [112].

«В разрезе месторождения условно выделяют 3 структурных комплекса [1]: надсолевой (до кровли литвинцевской свиты), солевой (до кровли мотской свиты) и подсолевой (состоит из сульфатно-карбонатного и терригенного подкомплексов)» [1].

«Надсолевой сложен слабосцементированными породами: песчаниками, алевролитами, мергелями с аргиллитами, доломитами и известняками. Солевой комплекс состоит из хемогенных пород: каменная соль с прослоями доломитов, ангидритов и известняков. Эти кавернозные и трещиноватые сульфатно-карбонатные пропластки являются коллекторами предельно насыщенных и высокоминерализованных хлор-кальциевых рассолов. Для сульфатно-карбонатного подкомплекса подсолевого комплекса характерны доломиты с метаморфизованными хлор-кальциевыми рассолами высокой минерализации (0,35-0,4 кг/л) с высоким содержанием брома. Терригенный подкомплекс сложен песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Осложнения в виде поглощений бурового раствора встречаются в надсолевом и подсолевом комплексах. Нижняя часть солевого комплекса наиболее сложна при проходке, поскольку хемогенные породы являются хорошими покрышками для скопления углеводородов» [2]. Кроме того, на многих участках Ковыктинского ГКМ встречаются линзы с рапой в условиях АВПД. Проблемы возникают в силу того, что процесс бурения нарушает равновесие между пластовым и горным давлениями. Давление считается аномально высоким,

если оно уравнивается столбом промывочной жидкости плотностью 1300 кг/м³ и выше [1].

В работе [108] рассмотрены характеристики геопотенциальных полей из сеток полей силы тяжести (1:200 000) и магнитного (1:50 000) и проанализированы 75 скважин. Выяснилось, что траектории скважин, в которых возникали рапопроявления, были расположены в ортогональной линейной зоне северо-восточного простирания, которая совпадает с вытянутым локальным минимумом силы тяжести. Кроме того, большинство скважин было ликвидировано именно в градиентной зоне этого минимума.

Однако ключевым все-таки является центральный блок Ковыктинского ГКМ. При анализе опыта бурения данного блока, зоны АВПД можно разделить на 2 типа: по постепенно растущему дебиту (скважина №3) и по аварийному выбросу с последующим стабильным переливом (скважина № 18). Это говорит о том, что рапа залегает под газовой шапкой. «В результате вскрытия этого блока 5 скважинами, 2 из которых были недобурены до проектных глубин (18-КОВ и 72-КОВ), были изучены следующие геологические формации» [63]:

– Литивинцевская свита. «В нижней части сложена доломитами с прослоями каменных солей, глинистых доломитов, ангидритов. Выделяется келорский горизонт с интенсивными поглощениями. В верхней части представлены ангидриты, каменные соли, доломиты с прослоями известняков, глинистых доломитов и песчаников.

– Ангарская свита. Соленосно-карбонатные отложения выражены доломитами, известняками, каменной солью с прослоями ангидритов, аргиллитов и галопелитов. Бильчирский горизонт состоит из 4 массивных пластов доломитов с прослоями каменных солей, в котором возникают как поглощения, так и газорапопроявления» [47], [59].

– «Булайская свита. Состоит из доломитов мелкокристаллических. Нижняя подсвита выражена глинисто-ангидрито-доломитовыми породами, а верхняя – доломитами и известняками. Биркинский горизонт является источником поглощений и газоводорапопроявлений.

– Бельская свита. Верхняя подсвита состоит из каменных солей с доломитами и известняками, а нижне-средняя – из известняков, доломитов и гипсов с ангидритами» [63]. Из христофоро-балыхтинского резервуара были получены мощные фонтаны рапы минерализацией до 0,6 кг/л и плотностью до 1420 кг/м³ из скважин №18-, 52-, 60-, 61- и 64-КОВ.

– Усольская свита. Состоит из переслаиваемых каменных солей, доломитов, известняков, доломитов и доломитов-ангидритов. Здесь встречается проблемный балыхтинский горизонт.

Интервалы возможных осложнений и стратиграфия представлены на рисунке 1.3 [35].

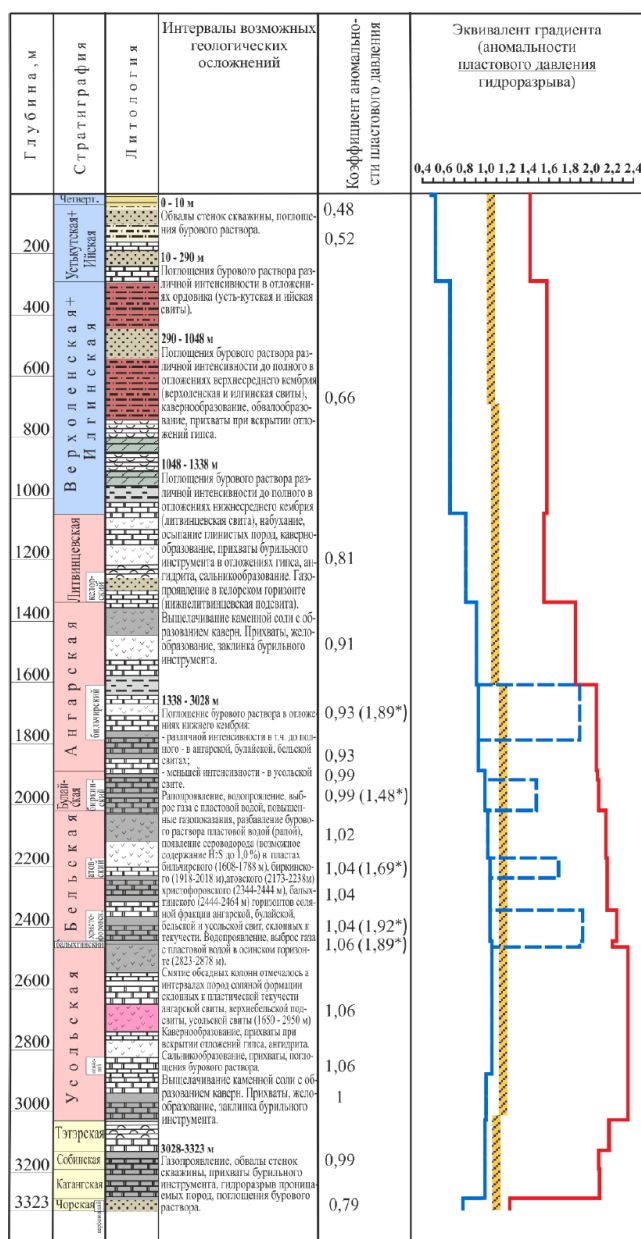


Рисунок 1.3 – Интервалы возможных осложнений и стратиграфия

Рапа вызывает коагуляцию бурового раствора и повышает затраты на его химическую обработку. Максимальные дебиты рапопроявлений (тысячи м³) характерны для галогенно-карбонатных гидрогеологических формаций (осинский горизонт усольской свиты). Кроме того, их особенностью является залегание в зонах интенсивных структурных деформаций. На основе анализа бурения скважин сделан вывод, что осложнения с рапопроявлениями наиболее характерны для северо-восточной части Ковыктинского ГКМ [1]. Кроме того, зачастую рапа осложняется сероводородной агрессией (на скважинах № 61, 64, 65) [18].

Один из способов борьбы с осложнением, связанным с притоком рапы, встречался на скважине № 9 Виканской площади [10]. Согласно данному способу при обнаружении первых признаков рапопроявлений скважину переводят на утяжеленный буровой раствор плотностью 2020 кг/м³, а дальнейшее углубление скважины осуществляется с поддержанием противодавления системой БРД.

Проследить хронологию осложнений бурения можно на примере разведочной скважины №75 КГКМ. Скважина №75 Ковыктинского ГКМ начата бурением 04.03.2019 г. Плановые сроки начала бурения 01.03.2019 г., окончания бурения 29.11.2019 г. Время строительства разведочной скважины 274 суток.

Согласно рабочему проекту, строительство скважины осуществляется по утяжеленной конструкции, приведенной в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – «Утяжеленная» конструкция скважины

530 мм направление	0-70 м
426 мм кондуктор	0-690 м
324 мм промежуточная колонна	0-1560 м
245/250 мм эксплуатационная колонна	0-1500 м
	1500-2100 м
178 мм эксплуатационная потайная колонна	1530-2640 м
146 мм пилотный ствол	2641-3012 м
114 мм хвостовик	2944-3963 м

Бурение под 530 мм направление осуществляется на технической воде.

Бурение под 426 мм кондуктор на глинистом буровом растворе, под 324 мм промежуточную колонну на растворе «Полибур Турбо» ($\rho = 1040 \text{ кг/м}^3$).

Вскрытие рапоносного горизонта бельской свиты предполагается осуществлять на полимерном утяжеленном растворе с плотностью до $2,42 \text{ г/см}^3$.

После цементирования комбинированной 245/250 мм эксплуатационной колонны дальнейшее углубление продолжают на буровом растворе «Полибур Турбо» с плотностью 1110 кг/м³, а бурение под «хвостовик» на том же типе раствора с $\rho = 1080$ кг/м³.

Бурение из-под направления было продолжено 04.04.2019 г. на глинистом буровом растворе с $\rho = 950$ кг/м³, условной вязкостью 73 с и водоотдачей 7 см³/30 мин., а с 8.04.2019 г с глубины 120 м продолжено на технической воде $\rho = 1020$ кг/м³.

Бурение интервала 85-690 м было закончено 04.05.2019 г. После проведения ГИС, ГФР и подготовки ствола скважины к спуску 426 мм обсадной колонны, скважина была переведена полимер-глинистый буровой раствор, а 09.05.2019 г. приступили к спуску 426 мм кондуктора.

После ОЗЦ, монтажа ПВО, опрессовки обсадной колонны и ПВО, 18.05.2019 г скважину перевели на эмульсионный раствор «Полибур Турбо» плотностью 910 кг/м³, а 19.05.2019 приступили к углублению интервала под 324 мм промежуточную колонну.

На протяжении бурения всего интервала не было никаких трудностей, связанных параметрами бурового раствора. Интервал был закончен бурением 14.06.2019 г. Параметры эмульсионного раствора «Полибур Турбо» во время бурения солевых отложений литвинцевской и ангарской свит были стабильны и соответствовали следующим значениям:

$\rho = 910$ кг/м³, $V = 4$ см³/30 мин, $СНС_{1/10} = 38-48/48-58$ дПа, $ДНС = 72$ дПа.

27.06.2019 г. после проведения ГИС и подготовки ствола скважины начали спуск 324 мм промежуточной колонны. Во время спуска было выявлено непрохождение колонны.

После подъема обсадной колонны и переподготовки ствола скважины, колона была спущена на забой. 11.07.2019 г. приступили к цементированию I-ступени, а после ОЗЦ 13.07.2019 г. – II ступени.

23.07.2019 г. скважина была переведена на соленасыщенный буровой раствор с параметрами:

$\rho = 1860 \text{ кг/м}^3$, $УВ = 82$, $В = 4 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, $СНС_{1/10} = 62/72 \text{ дПа}$, $ДНС = 148 \text{ дПа}$, а
24.07.2019 г. начали углубление из-под башмака колонн

1.5 Выводы к главе 1

1. Анализ геологических особенностей формирования соленосных толщ, определяющих выбор технологии изоляции, показал, что существующие технико-технологические решения не позволяют эффективно изолировать рапопроявляющие пласты при вскрытии соленосных АВЦД толщ, представленных бивалентной агрессией солей.

2. В результате теоретических исследований установлено, что для предупреждения перетока высокоминерализованной рапы в скважину является целесообразной разработка технологии изоляции пластов, основанной на контроле и управлении репрессией в процессе закачивания блокирующего состава в пласт, с учетом его структурно-реологических свойств и химического состава рапы.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ДЛЯ РАПОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ КОВЫКТИНСКОГО ГКМ

Данная глава посвящена описанию лабораторного оборудования и методик проведения экспериментальных исследований, использованных при изучении свойств разработанного блокирующего состава для обоснования технологии изоляции рапосодержащих пластов при бурении скважин.

Лабораторные исследования проводились по программе, представленной на рисунке 2.1, которая включала в себя этапы по определению компонентного состава пластовой воды, совместимости буровых и технологических жидкостей, а также реологических и фильтрационных свойств блокирующих составов.

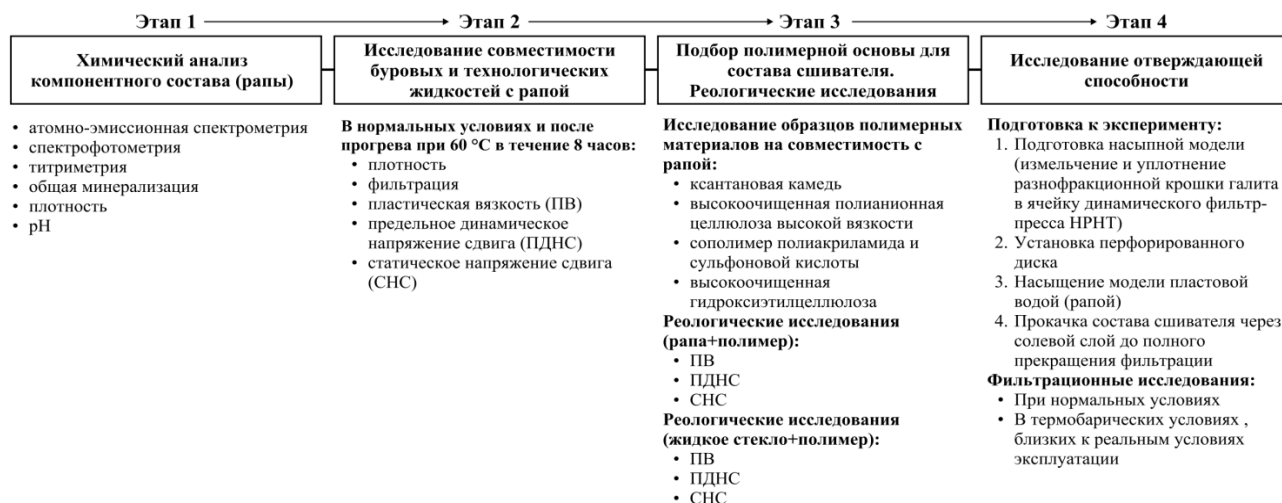


Рисунок 2.1 – Программа проведения лабораторных испытаний

Все исследования проводились на современном высокотехнологичном оборудовании лаборатории «Сооружение скважин» в научном центре «Арктика» Горного университета.

2.1 Методика исследования химического состава рапы

Определение компонентного состава рапы проводилось на атомно-эмиссионном спектрометре ICPE-9000 фирмы Shimadzu (рисунок 2.2) путем сравнения со стандартными растворами с известными концентрациями определяемого элемента методом калибровочного графика и методом стандартных добавок [32, 71].



Рисунок 2.2 – Атомно-эмиссионный спектрометр ICPE-9000 фирмы Shimadzu
Образцы проб рапы, отобранной с разных интервалов скважины №75 Ковыктинского ГКМ, представлены на рисунке 2.3.

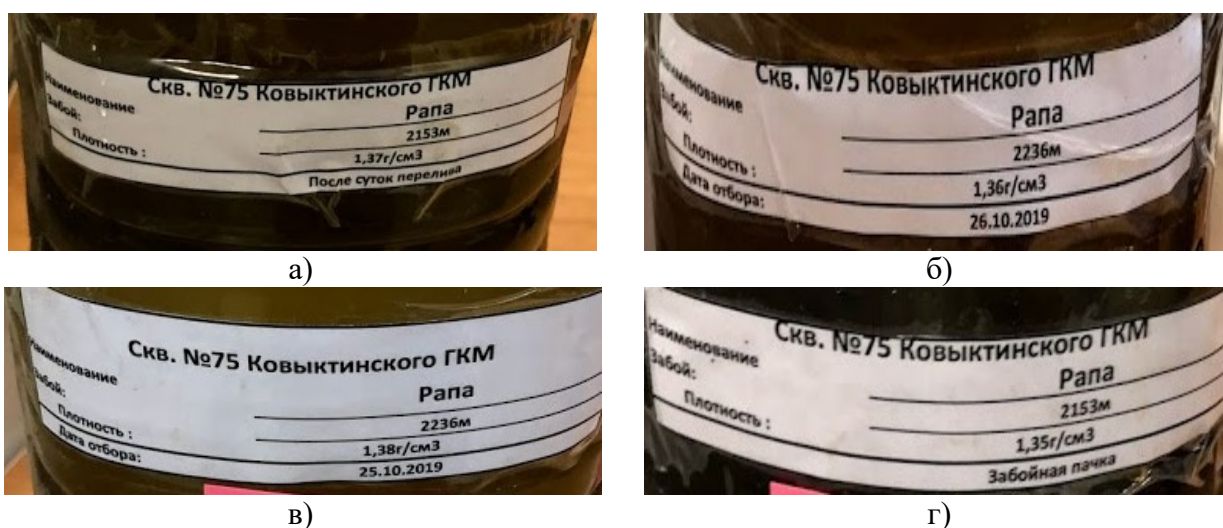


Рисунок 2.3 – Пробы рапы со скважины № 75 а) – проба № 1 после суток перелива (забой 2153м), б) – проба № 2 (забой 2236м, 26.10.2019г), в) – проба № 3 (забой 2236м, 25.10.2019г), г) – проба № 4 забойная пачка (забой 2153м)

2.1.1 Метод калибровочного графика для анализа сухого остатка рапы

Пробоподготовка образца рапы включает в себя фильтрование через бумажный фильтр ФБ «Красная лента» и последовательное разбавление в 5000 раз. Разбавление рапы необходимо для снижения общего солевого фона раствора, а также для уменьшения матричных эффектов.

Для приготовления необходимого разбавления аликвота отфильтрованного образца рапы объёмом 1 мл отбирается при помощи дозатора и переносится в мерную колбу объёмом 50 мл, после чего содержимое колбы доводится до метки

деионизированной водой. Полученный раствор перемешивается, из него отбиралась аликвота объёмом 0,5 мл при помощи дозатора и переносится в мерную колбу объёмом 50 мл, содержимое колбы также доводится до метки деионизированной водой. Аналогично проводится подготовка всех исследуемых образцов рапы.

Для построения калибровочного графика была приготовлена серия стандартных растворов со следующими концентрациями: 0,1 мг/дм³, 0,2 мг/дм³ и 0,5 мг/дм³. Значения калибровочных стандартов подбираются таким образом, чтобы измеренные концентрации в каждой пробе находились между двумя соседними точками градуировочного графика. Стандартные растворы готовятся методом последовательного разбавления из государственного стандартного образца ГСО 780-2000.

Для проведения измерений атомно-эмиссионный спектрометр выводится на режим в соответствии с инструкцией по эксплуатации, устанавливаются параметры метода, необходимые для определения лития. Измерения интенсивности излучения проводятся по спектральной линии лития на длине волны 670,78 нм. В генератор атомного пара вводятся последовательно стандартные растворы, в качестве бланка используется деионизированная вода, применявшаяся для разбавления проб рапы и стандартных растворов. Измерения значений эмиссионных сигналов стандартных растворов проводятся в режиме трёхкратной повторности. Калибровочный график представляет собой линейную зависимость концентрации стандартных растворов от средних значений эмиссии с коэффициентом корреляции $r = 0,9998$. Измерение значений эмиссионных сигналов подготовленных проб рапы проводится также в режиме трёхкратной повторности, после чего в автоматическом режиме проводится с помощью программного обеспечения, по построенному калибровочному графику. Среднеквадратичное отклонение трёх параллельных измерений для каждого раствора не превышает 3%. Полученные значения умножаются на коэффициент разбавления.

2.1.2 Метод стандартных добавок для анализа сухого остатка рапы

Для подтверждения полученных значений и устранения возможного влияния матричных эффектов, концентрации компонентов в изучаемых образцах рапы также измеряются при помощи метода стандартных добавок.

Пробоподготовка образца рапы включает в себя фильтрование через бумажный фильтр ФБ «Красная лента» и последовательное разбавление в 5000 раз с внесением пропорционально увеличивающихся объёмов стандартного раствора с известной концентрацией. Для этого порция отфильтрованного образца рапы объёмом 0,5 мл отбирается при помощи дозатора и переносилась в мерную колбу объёмом 50 мл, после чего содержимое колбы доводится до метки деионизированной водой. Полученный раствор перемешивается, из него отбираются аликвоты объёмом 1 мл при помощи дозатора и переносятся в мерные колбы объёмом 50 мл, содержимое первой колбы доводится до метки деионизированной водой без внесения добавки. Во вторую, третью и четвёртую колбы вносится, соответственно, 0,25 мл, 0,5 мл и 1 мл стандартного раствора и содержимое колб доводится до метки деионизированной водой.

Как и в предыдущем случае, после выхода атомно-эмиссионного спектрометра на режим и установки параметров эксперимента проводится измерение значений эмиссионных сигналов исследуемых растворов в режиме трёхкратной повторности. Измерения проводятся на длине волны 670,78 нм. Среднеквадратичное отклонение трёх параллельных измерений для каждого раствора не превышает 3%. В результате для каждого исследуемого образца рапы были получены линейные зависимости значения среднего эмиссионного сигнала от концентрации с коэффициентом корреляции не менее $r = 0,998$. При помощи программного пакета Microsoft Office Excel, методом наименьших квадратов производился расчёт уравнения линии тренда первого порядка, и по нему определена концентрация элементов для каждого исследуемого образца рапы. Полученные значения умножаются на коэффициент разбавления.

После фильтрации и отделения органической составляющей рапы отбираются пробы водной фазы объёмом 50 мл. Водная фаза подвергается

минерализации в сушильном шкафу при температуре 90-105 °С и постоянной конвекции. Полученные осадки прокаливаются при температуре 140 °С для удаления возможной кристаллической связанной воды. Процесс минерализации рапы показан на рисунке 2.4.

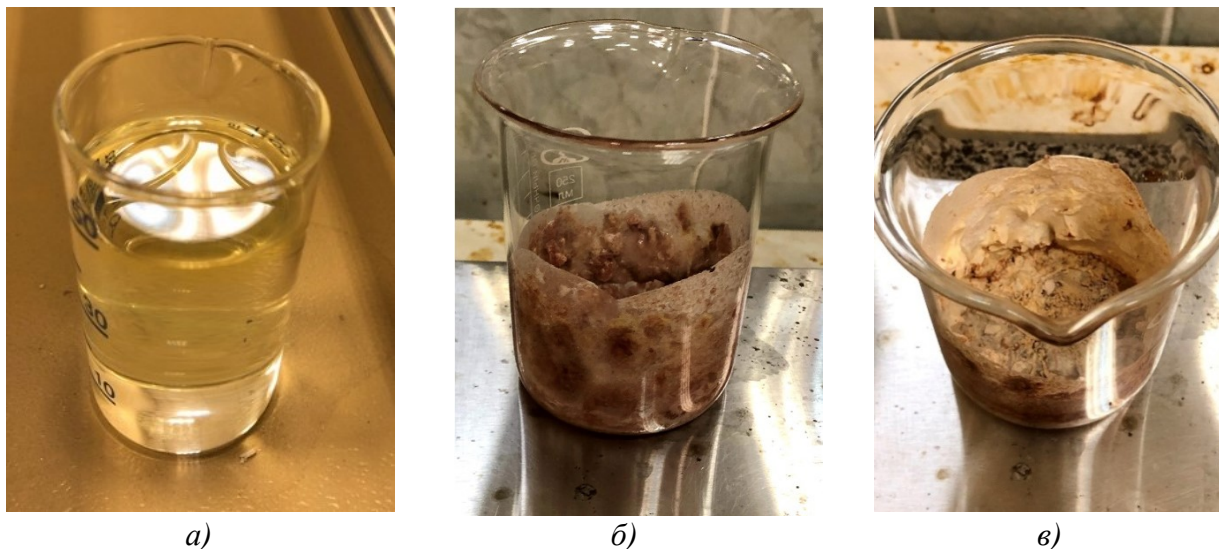


Рисунок 2.4 – Процесс минерализации пластовой жидкости (рапы)
 а) – проба рапы после фильтрации; б) – проба после удаления воды при 100⁰С,
 в) – проба после полной минерализации

Обезвоженный остаток не подвергался прокаливанию в муфельной печи при 600 °С, так как это привело бы к полному разложению пробы и сложностям в дальнейшем рентген-флуоресцентном анализе. Сухой остаток проанализирован на рентген-флуоресцентном спектрометре (Epsilon 3) полуколичественным методом [32, 71].

2.2 Методика исследования свойств буровых растворов

Для проведения лабораторных исследований на совместимость бурового раствора с рапой, а также для проверки соответствия параметров раствора проектным значениям предварительно требуется входной контроль буровых растворов, используемых при бурении скважин на Ковыктинском ГКМ.

С КП-313 Ковыктинского ГКМ была получена проба бурового раствора Полибур Турбо $\rho = 1040-1080 \text{ кг/м}^3$, дата отбора пробы 11.09.2021 г. Фотография пробы приведена на рисунке 2.5.

Также, согласно разделу 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических

мероприятий, содержание технологических решений», подразделу «Технологические решения», части 1 «Строительство скважины» проектной документации был приготовлен модельный буровой раствор – Полимерный минерализованный утяжеленный ($\rho = 2120 \text{ кг/м}^3$) [36].



Рисунок 2.5 – Проба бурового раствора «Полибур Турбо» (КП-313, 11.09.2021)

Параметры, отобранных проб бурового раствора были определены на оборудовании OFITE и Fann, согласно инструкциям к приборам, стандартам ISO и ГОСТ [33-35, 73].

2.3 Методика исследования влияния рапы на структурно-реологические и фильтрационные характеристики бурового раствора «Полибур-Турбо» и соленасыщенного утяжеленного бурового раствора

Для выработки методики исследования влияния рапы на промывочные жидкости были проведены исследования существующих нормативных документов и научно-технической литературы, регламентирующих и описывающих порядок проведения лабораторных экспериментов по следующим направлениям:

- изучение влияния рассолов и солей на буровые и технологические жидкости;
- определение совместимости химических реагентов с пластовыми водами;
- определение стойкости реагентов к солевой и температурной агрессии.

Согласно методическим указаниям в источнике [62], определение совместимости с пластовыми водами проводится путем двух серий сравнения минерализованной воды с ингибитором с концентрацией от 10 до 90 г/дм³ с шагом в 20 г/дм³ в мерной колбе вместимостью 100 см³. «Пробой сравнения служит минерализованная вода без добавления тестируемого реагента. Первая серия сравнений жидкостей проводится после выдержки образцов в течение 3 часов при температуре 20 °С. Вторая серия из пяти образцов выдерживается в термостате при температуре, соответствующей скважинной температуре того объекта, где планируется применение реагента ингибитора или состава. Заключение о совместимости либо несовместимости химического реагента с минерализованной водой делается по результатам визуального определения. За результат показателя совместимости химического реагента с минерализованной водой принимается содержание химического реагента в той смеси, которая по внешнему виду не отличается от пробы сравнения. Если наблюдается выпадение осадка, образование взвешенных коллоидных хлопьев, или выделение реагента в отдельную фазу, результат считается отрицательным.

Также в методических указаниях, содержащихся в источнике [62], описана методика определения стабильности реагента к солевой и температурной агрессии. Растворы в модельных пластовых водах заданных минерализаций должны сохранять прозрачность, не должно наблюдаться образования осадков, коллоидных хлопьев, расслоения (с выделением реагента в отдельную фазу) в интервале температур от 23 °С (комнатной) до 90 °С (либо температуре месторождения). Для проведения эксперимента предварительно подготавливаются модельные растворы или модель пластовой воды конкретного

месторождения с растворением в них необходимых солей натрия и кальция. Далее в модельный раствор добавляется навеска тестируемого реагента и термостатируется при заданных температурах в интервале от 20 до 90 °С с шагом 10 °С в течение 8 часов. После каждой термоэкспозиции проводится визуальный контроль и описывается внешний вид растворов. Заключение о совместимости либо не совместимости реагента с минерализованной водой и делается по результатам визуального контроля. Если наблюдается «выслаивание» реагента - выпадение осадка, образование взвешенных коллоидных хлопьев, или выделение реагента в отдельную фазу, результат считается отрицательным» [69].

Следует также отметить, что различные методики лабораторных исследований на совместимость и стойкость растворов и реагентов к солевым и температурным агрессивностям описаны не только в нормативных документах, но и в научных публикациях в международных изданиях и патентах.

В статье [70] рассмотрены различные варианты использования полимерных реагентов, устойчивых к полиминеральной агрессии, в качестве добавок в буровые растворы и проведены лабораторные исследования по изучению влияния различных солей на свойства промывочных жидкостей. На основе лабораторных испытаний, в источнике [46], изучено влияние солей (NaCl, KCl, CaCl₂, MgCl₂) в различных концентрациях на вязкость раствора с модифицированным крахмалом.

В патенте [132] для оценки влияния загрязняющих веществ на изобретенный буровой раствор и способность раствора поддаваться обработке для доведения до требуемых параметров, к образцу раствора добавляются различные загрязняющие вещества, в том числе рассол (рапа) в концентрации 15% объемных, содержащая 70% NaCl, 15% CaCl₂ и 15% MgCl₂. Стоит обратить внимание на факт проведения исследований для патента с учетом воздействия повышенной температуры. Образцы с загрязняющими веществами подвергаются воздействию температуры 65,6 °С в течение 16 часов, охлаждались до 48,9 °С, затем определялись реологические свойства.

Подробная оценка воздействия рапы на раствор на углеводородной основе (РУО) представлена в статье [134]. Необходимо отметить, что в статье

предлагается замерять величину электропробоя. В первую очередь в исследованиях был произведен замер величины электропробоя при добавлении рапы в различных концентрациях, при добавлении которой меняется и водонефтяное отношение. Далее произведен замер свойств бурового раствора с постепенным добавлением рапы при температуре 65 °С. Отношение рапы к общему объему раствора постепенно увеличивается от 0 до 70% с шагом в 10%. Результаты лабораторных исследований показали, что с увеличением количества рапы в буровом растворе постепенно снизилась величина электропробоя и увеличилась вязкость. Когда степень проникновения рассола превышает 60%, подвижность системы РУО постепенно теряется.

На основе анализа вышеуказанных нормативных документов, научных публикаций и патентов была выработана методика лабораторных исследований влияния рапы на промывочные жидкости.

Перед добавлением рапы в растворы осуществляется ее фильтрация для отделения от нее механических примесей.

Для проведения исследования использовались проба бурового раствора «Полибур-Турбо», полученная с Ковыктинского месторождения, и соленасыщенный утяжеленный буровой раствор, приготовленный согласно проектной документации.

Для каждого из исследуемых растворов проводилось тестирование 6 образцов объемами по 400 мл со следующими соотношениями буровой раствор-рапа: 100%-0%; 90%-10%; 80%-20%; 70%-30%; 60%-40%; 50%-50%.

Этапы тестирования:

1. Измерение плотности бурового раствора;
2. Измерение водородного показателя (рН) бурового раствора;
3. Измерение реологических характеристик (СНС, ДНС, ПВ) на вискозиметре FANN 35SA (шестискоростной);
4. Измерение фильтрационной характеристики бурового раствора на фильтр-прессе НРНТ387;

5. Подвержение всех образцов старению в вальцовой печи при температуре 60°C в течение 8 часов;
6. Повторение п.п. 1-4;
7. Построение графиков реологических кривых.

На основе интерпретации реологических кривых делается вывод о совместимости буровых технологических жидкостей с рапой, отобранной со скважины Ковытиксского ГКМ.

Для исследования использованы модельные растворы «Полибур-Турбо» и утяжеленного бурового раствора [35].

Бурение солевого комплекса на Ковыктинском ГКМ осуществляется на эмульсионном растворе «Полибур-Турбо», согласно нормативно-техническим документам и программе промывки.

Отличительной особенностью данного раствора является тот факт, что при низкой плотности (1030 кг/м³) он не размывает солевой комплекс во время бурения. Первым шагом стало исследование совместимости рапы с эмульсионным раствором «Полибур-Турбо».

Система бурового раствора Полибур-Турбо представляет собой композицию специально подобранных моноалкиловых эфиров, триглицеридов жирных кислот и солей жирных кислот природного происхождения, состоит из двух компонентов. Компонент 1 состава Полибур-Турбо (основа) – используется как промывочная жидкость в различных геологических условиях бурения скважин. Компонент 2 состава Полибур-Турбо (разжижитель) – используется для снижения реологических характеристик промывочной жидкости (Полибур-Турбо – основа). Рабочие концентрации компонента определяются требованиями, предъявляемым к вязкости промывочной жидкости, содержанием твердой фазы, объемным соотношением масло/вода и другими факторами.

Определение совместимости рапы и раствора «Полибур-Турбо» проведено с целью предупреждения осложнений, в случае незапланированного вскрытия рапаносного горизонта бельской свиты Ковыктинского ГКМ.

Согласно проекту на бурение скважин на Ковыктинском ГКМ, предусмотрено два типа конструкции «облегченная» и «тяжелая» [36-37].

Первая конструкция не предусматривает вскрытие рапоносного горизонта, вторая предусматривает вскрытие рапоносного горизонта после спуска 324 мм промежуточной колонны на кровлю бельской свиты на глубину 1560 м.

Вскрытие рапоносного горизонта на скважинах с «тяжелой» конструкцией предусматривает применение утяжеленного полимер-глинистого бурового раствора максимальной плотностью 2040 кг/м³ [36].

Утяжеленный буровой раствор был приготовлен, согласно рецептуре группового рабочего проекта и программе промывки на бурение скважины Ковыктинского ГКМ.

В качестве дисперсной среды в буровом растворе был использован соленасыщенный буровой раствор на основе хлористого натрия плотностью 1180 кг/м³. Применение соленасыщенного бурового раствора связано с предотвращением размыва солевой толщи и образование каверн в бельской свите.

Утяжеление бурового раствора было осуществлено баритовым концентратом, регулирование фильтрационных и реологических параметров с помощью материалов, заложенных в проекте, а именно:

- Биополимер «Гламин» - структурообразователь;
- Смолополимер – стабилизатор реологических и фильтрационных свойств;
- ФХЛС – лигносульфонатный разжижитель;
- Полидеформ – пеногаситель;
- Полиэконол А – ингибитор кристаллизации.

2.4 Методика исследования растворимости полимеров в рапе

В качестве образцов материалов полимеров были использованы следующие материалы:

- ксантановая камедь (гламин или аналог);
- высокоочищенная полианионная целлюлоза высокой вязкости (Aqua PAC R или аналог);

- сополимер полиакриламида и сульфоновой кислоты (Полимер X20 или аналог);
- высокоочищенная гидроксиэтилцеллюлоза (Natrosol 250HR или аналог).

Для правильного выбора загустителя в таблице 2.1 приведены краткое описание и характеристики рассматриваемых материалов.

Таблица 2.1 – Описание и характеристики применяемых материалов

Наименование (торговая марка)	Краткое описание	Физико-химические характеристики
PAC L PAC R	Сорт высшей степени очистки полианионной целлюлозы. Применяется для увеличения вязкости при температуре до 121°C в комплексе с другими добавками к буровым растворам. Эффективен как в пресных, так и минерализованных растворах. Доля основного вещества 99%. Степень замещения 1,0.	Порошок от белого до кремового цвета с влажностью не более 5%. рН 1% водного раствора 8-10.
Сополимер полиакриламида и сульфоновой кислоты (X20)	Сульфонируемый полиакриламид с термостойкостью до 120°C. Растворим в минерализованных растворах с содержанием солей до 200 г/л.	Порошок от белого до кремового цвета с влажностью не более 5%. рН 1% водного раствора 7-8.
Natrosol 250 HR	Гидроксиэтилцеллюлоза неионногенный водорастворимый полимер на основе модифицированной целлюлозы. Применяется для повышения вязкости и снижения фильтрации в буровых растворах как в пресных, так и в минерализованных растворах, вплоть до насыщения. Растворим как в холодной, так и горячей воде.	Порошок от белого до светлокремового цвета с влажностью не более 5%. Вязкость по Брукфильду 1500-2500 мПа·с, на шпинделе №3 при 30 об/мин рН 1% водного раствора 6,0-8,5
BioSin	Биополимер на основе ксантановой смолы. Применяется в буровых растворах как структуратор и регулятор псевдопластики в буровых растворах.	Порошок от белого до светло кремового цвета. Массовая доля влаги не более 14%. Показатель рН 1%-го водного раствора 6.0-9,0. Насыпная плотность 0,84 г/см ³ . ВНСС 0,5% на вискозиметре Брукфильда 0,3 об/мин, 2 шп, не менее 32000 сПз

Приготовление 2% растворов полимеров на основе рапы осуществляется с помощью лабораторной мешалки ИКА при частоте оборотов 400-600 об/мин в течение 120 минут до полного растворения полимеров.

2.5 Исследование совмещения блокирующего состава с утяжеленным буровым раствором

Для проведения испытаний приготовлен модельный утяжеленный буровой раствор плотностью 2100 кг/м³, согласно рецептуре и составу, с параметрами приведенными в проекте [36].

Утяжеленный буровой раствор был приготовлен с применением материалов компании ООО «НПО «Полицелл» в следующем порядке:

1. В 1000 мл технической воды добавляется 2 г каустической соды и перемешивается в течение 15 минут.
2. Медленно в щелочной раствор порциями добавляется 5 г «Полицем Пласт1» и перемешивается 40 минут.
3. В полученную дисперсию присыпается 15 г «Смолополимера». Перемешивается до полного растворения (распределения) 40-60 мин.
4. Для улучшения разжижающей способности в полученный раствор вводится 5 г дисперсанта «Окзил» и перемешивается 40-60 минут.
5. В качестве структурообразователя раствора применяется биополимер на основе ксантановой смолы «BioSin» (или аналог) в количестве 5 г и перемешивается до полной его гомогенизации 60-80 мин.
6. После растворения биополимера вводится в полученный раствор 310 гр. хлористого натрия. После его растворения утяжеляется 1950 г баритового концентрата КБ-3 и перемешиваем 90 минут.
7. Полученный буровой раствор оставляется на сутки для определения суточного отстоя.

Приготовление состава сшивателя:

Для приготовления состава сшивателя использован готовый технический раствор метасиликата натрия (жидкое стекло) с модулем 2.1. и гидроксипропилцеллюлоза Natrosol250NHR [31].

1. В 120 мл технической воды, медленно, избегая образования комков, добавляется 12 г неионогенного полимера на основе гидроксипропилцеллюлозы Natrosol 250NHR и перемешивается до полного растворения.

2. Для получения состава сшивателя в полученный раствор гидроксиэтилцеллюлозы добавляется 480 мл технического раствора жидкого стекла и перемешивается до полного усреднения в течение 40-60 минут.

Совместимость утяжеленного бурового раствора с составом сшивателя:

Совместимость утяжеленного бурового раствора определяется визуально по внешнему виду пробы и с применением ротационного вискозиметра Fann-35SA, по изменению структурно-реологических характеристик полученных составов.

Для исследований приготовлены пять составов, в соотношении утяжеленный буровой раствор/блокирующий состав: 90:10, 80:20, 70:30, 60:40, 50:50.

2.6 Фильтрационные исследования блокирующих составов с учетом термобарических и химических условий Ковыктинского ГКМ

Для определения отверждающей способности использована усовершенствованная конструкция ячейки от фильтра-пресса НТНР (рисунок 2.6).



Рисунок 2.6 – Динамический фильтр-пресс НТНР (OFITE)

В качестве камеры для исследования использована ячейка высокого давления объемом 500 мл с перфорированным диском внутри. Схема ячейки представлена на рисунке 2.7.

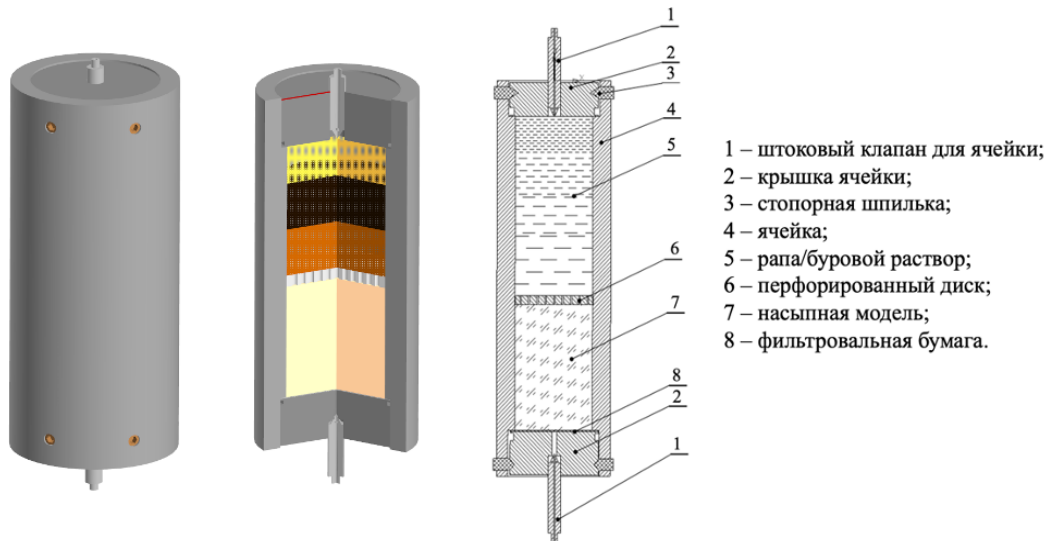


Рисунок 2.7 – Схема камеры ячейки (500 мл) фильтра-пресса НТНР для определения отверждающей способности насыщенного рапой солевого керна

Сшивающий состав для рапы Ковыктинского ГКМ был подобран по следующей методике:

1. Подготовка солевой ячейки.

1.1. Для проведения эксперимента использован фильтр-пресс НТНР компании OFITE с камерой объемом 500 мл.

1.2. С целью максимального приближения к геологическим условиям рапоносного горизонта производится измельчение на щековой дробилке Fritsch pulverisette 1 (model 2) части солевого керна. КERN отобран со скважины №73 Ковыктинского газоконденсатного месторождения (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Солевой керн со скважины №73 Ковыктинского месторождения

1.3. В ячейку фильтра-пресса засыпается 250 см^3 разнофракционной крошки галита и уплотняется прессом.

1.4. На уплотненный слой соли кладется предварительно сделанный по внутреннему диаметру перфорированный диск из нержавеющей стали.

1.5. В ячейку заливается 250 мл отфильтрованной рапы и устанавливается ячейка в динамический фильтр-пресс высокого давления и температуры OFITE.

1.6. После отфильтровывания рапы при перепаде давления 1 атм. через солевой слой в ячейке остается солевой слой, насыщенный рапой.

2. Подготовка отверждающего состава.

2.1. Подготавливается по 300 мл отверждающих составов: растворы жидкого стекла плотностью $1,42 \text{ г/см}^3$ и $1,32 \text{ г/см}^3$ с силикатным модулем 0,91 и 2,01 и загущенные полимером Natrosol 250NHR в концентрациях 0,5%, 1% и 2% их растворы.

2.2. Медленно при перемешивании в 300 мл раствора жидкого стекла в зависимости от концентрации добавляется 1,5 г (0,5%), 3 г (1%) и 6 г (2%) соответственно полимера и перемешивается в течение 45-60 минут до растворения.

3. Сшивание рапы.

3.1. В подготовленную ячейку, заполненную слоем галита поверх разделительного диска, заливается состав отвердителя.

3.2. Ячейка помещается в камеру и под давлением 7 атм прокачивается состав через солевой слой до полного прекращения вытекания жидкости с противоположного края или до установления постоянной фильтрации в течение 150 минут.

По результатам вскрытия рапаносного горизонта в интервале 1608-2464 м на скважине №75 максимальное давление на устье при закрытом превенторе составляет 27,36 МПа. В связи с этим при проведении исследований были приняты следующие термобарические условия: давление с учетом 5% запаса – 28,73 МПа и температура – 35 °С согласно [36].

Исследование свойств проведены при температуре 35°С и перепаде давления 28,73 МПа на динамическом фильтр-прессе высокого давления и

высокой температуры для создания требуемого давления использовали газбустер, представленный на рисунке 2.9.

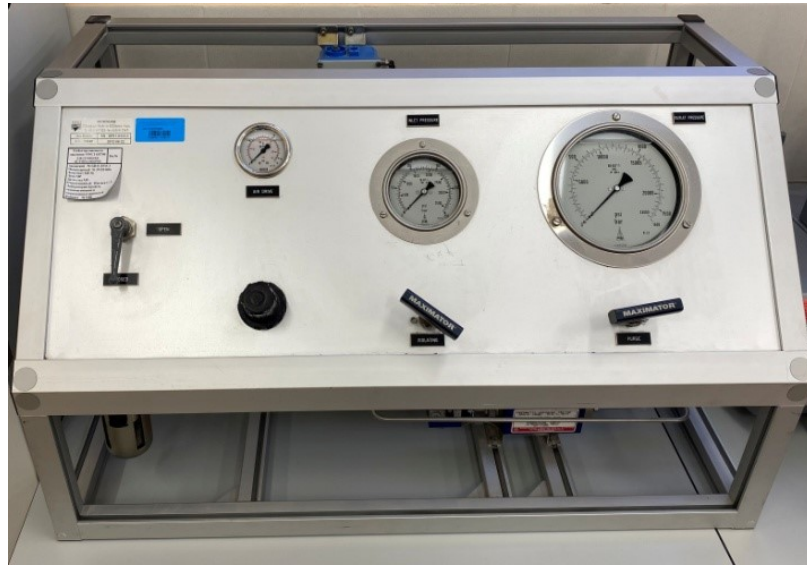


Рисунок 2.9 – Газбустер

Газбустер по принципу работы схож с жидкостным насосом высокого давления, где больший поршень соединен с меньшим. Подаваемый от компрессора газ приводит в действие механизм газбустера. Реологические параметры состава сшивателя замеряются на вискозиметре высокого давления и температуры OFITE 1100.

Фотографии насыпной модели до и после фильтрации сделаны при 100-кратном увеличении с использованием микроскопа Keyence VHX-600 Digital Microscope (рисунок 2.10).



Рисунок 2.10 – Съёмка насыпной модели на цифровом микроскопе
Keyence VHX-600

2.7 Выводы к главе 2

1. Исследования по определению химического состава рапы, отобранной со скважины №75 Ковыктинского ГКМ, проведены на атомно-эмиссионном спектрометре для подбора компонентов блокирующего состава с учётом выявленных в рапе химически активных компонентов.

2. Фильтрационные исследования проведены на модернизированной фильтрационной ячейке динамического фильтр-пресса OFITE НРНТ. Насыпная модель сформирована из соляного керна, отобранного со скважины Р-73 Ковыктинского ГКМ, и насыщена рапой для определения времени отвердевания смеси рапы и блокирующего состава в условиях, максимально приближенных к термобарическим условиям Ковыктинского ГКМ.

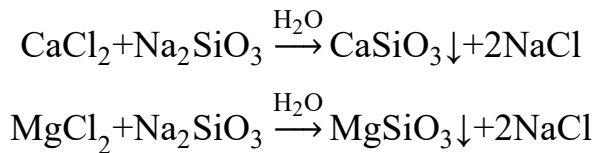
ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ДЛЯ РАПОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ КОВЫКТИНСКОГО ГКМ

3.1 Результаты исследования компонентного состава пластовой воды

На рисунке 3.1 и в таблице 3.1 приведены результаты анализа проб пластовой воды (рапы) методами калибровочного графика и стандартных добавок.

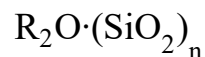
Анализ результатов лабораторных исследований показал, что преимущественно минеральный состав рапы представлен двухвалентными солями хлорида кальция (CaCl_2) и магния (MgCl_2).

Поэтому механизм блокирования насыщенных рассолом пластов может быть основан взаимодействии между натриевого жидкого стекла с двухвалентными солями кальция и магния, содержащимися в рапе высокоминерализованного напорного пласта. В результате реакции происходит образование нерастворимого осадка:



Применение именно натриевого жидкого стекла связано с его меньшей себестоимостью, по сравнению с калиевым и другими аналогами [107]. По этой причине метасиликат натрия широко используется на практике и может служить основой для блокирующего состава.

Само по себе жидкое стекло представляет собой силикат натрия с переменным химическим составом и общей формулой:



где n – силикатный модуль жидкого стекла, который рассчитывается как отношение числа молей оксида кремния к одному молю щелочного оксида [107].

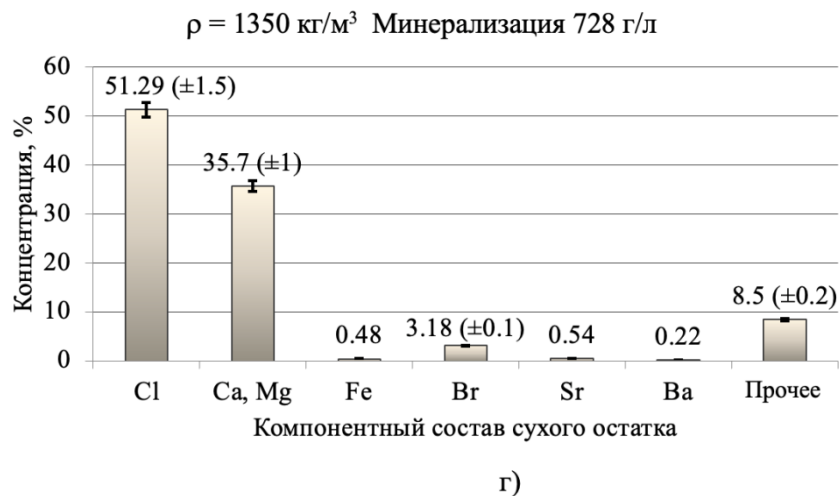
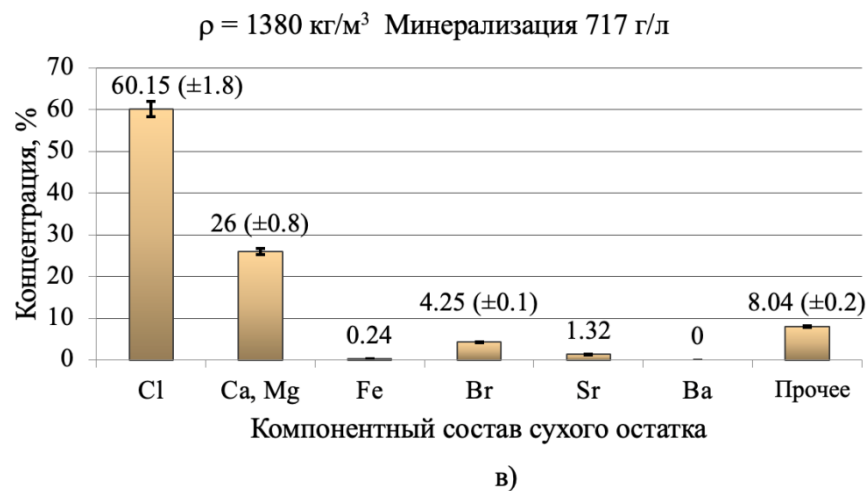
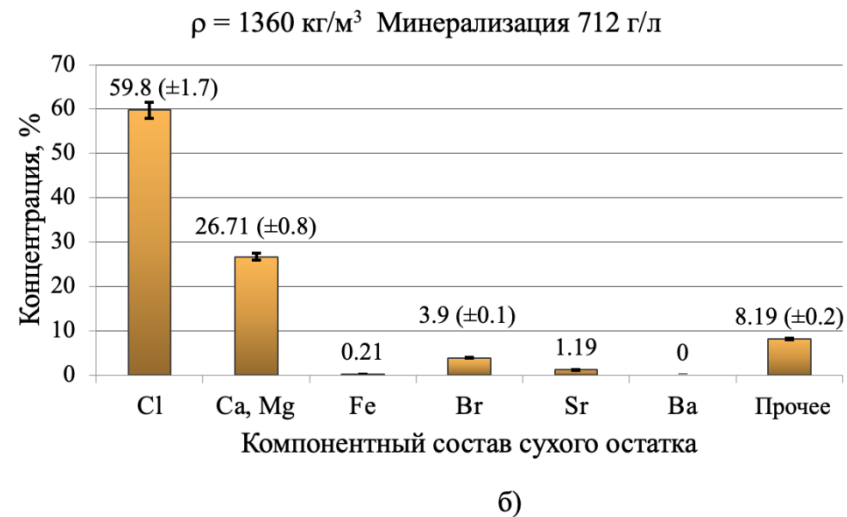
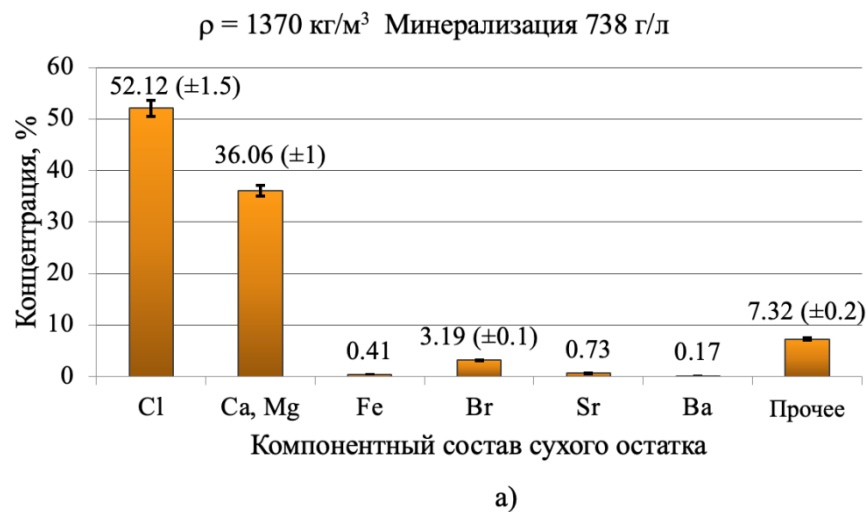


Рисунок 3.1 – Результаты анализа сухого остатка рапы методом калибровочного графика, а) проба 1 забой 2153м (после суток перелива); б) проба 2 забой 2236м; в) проба 3 Забой 2236м; г) проба 4 забой 2153м (забойная пачка)

Таблица 3.1 – Результаты анализа сухого остатка рапы методом стандартных добавок

Массовая концентрация ионов	Результаты исследований, мг/дм ³				Метод исследований
	Проба 1. Забой 2153м (после суток перелива) $\rho = 1370 \text{ кг/м}^3$	Проба 2. Забой 2236м $\rho = 1360 \text{ кг/м}^3$	Проба 3 Забой 2236м $\rho = 1380 \text{ кг/м}^3$	Проба 4. Забой 2153м (забойная пачка) $\rho = 1350 \text{ кг/м}^3$	
Литий	740	645	655	760	Атомно-эмиссионная спектрометрия
Бор	81	126	121	47	
Барий	114	10,4	12,2	110	
Кальций	166000	99400	103000	163000	
Магний	34800	76300	77600	33000	
Калий	3360	967	1150	2830	
Натрий	1510	961	1140	1490	
Железо	1150	503	546	1220	
Марганец	227	87	99	234	
Стронций	2730	3011	4520	1640	
Фосфат-ион	20	45	45	50	Спектрофотометрия
Сульфат-ион	2882	2209	2305	2882	Титриметрия
Хлорид-ион	388275	386300	396500	387750	
Гидрокарбонат-ион	1373	1525	1068	1373	

При использовании водного раствора жидкого стекла в качестве основы блокирующего состава необходимо учитывать, что жидкое стекло твердеет на воздухе. В связи с этим время приготовления блокирующего состава на его основе должно быть регламентировано во избежание получения силикатной глыбы в ёмкости на буровой установке. А жидкое стекло с силикатным модулем более 3,5 трудно растворимо в воде и не образует устойчивых гомогенных соединений [107].

Поэтому для дальнейших исследований будет использовано жидкое стекло с меньшим силикатным модулем, которое растворяется в воде и не успевает затвердеть на воздухе в процессе приготовления водного раствора из порошка.

Для закачки состава в пласт необходимо снижение скорости реакции между солями рапы с метасиликатом натрия. Этого можно достичь за счёт увеличения вязкости раствора жидкого стекла.

3.2 Результаты входного контроля качества буровых растворов

Полученные результаты измерений приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты входного контроля качества буровых растворов

Тип бурового раствора	ρ , кг/м ³	УВ, с	Φ_{30} , см ³ /30 мин	Корка, мм	$K_{тр}$ корки	СНС _{10с/10мин} , дПа	ПВ, мПа·с	ДНС, дПа
Полибур-Турбо	1030	62	1,2	< 1 мм	0,015	24/29	29	87
Полимерный минерализованный утяжеленный	2120	85	8	1,5	0,018	115/177	126	422

Анализ результатов исследований показал, что физико-химические и структурно-реологические свойства модельного утяжелённого полимерного минерализованного раствора и раствора Полибур-Турбо удовлетворяют потребностям дальнейшего эксперимента и требованиям, установленным в проекте [36].

3.3 Результаты исследований структурно-реологических и фильтрационных свойств смеси буровых растворов и рапы

3.3.1 Исследования влияния рапы на структурно-реологические и фильтрационные свойства бурового раствора «Полибур-Турбо»

Полученные результаты приведены в таблице 3.3 и на рисунке 3.2.

Анализ полученных результатов показал, что эмульсионный раствор «Полибур-Турбо» полностью совмещается с рапой. Это подтверждается тем, что при разбавлении рапой не происходит загущение раствора и сильного увеличения фильтрации до прогрева и после прогрева при 60 °С в течение 8 часов. [33-35, 73]

Характер реологических профилей бурового раствора и разбавленного раствора рапой соответствуют псевдопластичной жидкости.

По характеру реологических кривых и полученным данным, можно сделать вывод, что утяжеленный полимер-глинистый буровой раствор совмещается с пластовой жидкостью.

3.3.2 Исследования влияния рапы на структурно-реологические и фильтрационные свойства утяжеленного бурового раствора

Фильтрационные свойства незначительно изменяются при разбавлении до нагрева и после прогрева в ячейках старения при температуре 60 °С в течение 8 часов [33-34].

Добавление рапы в утяжеленный раствор не привело к загущению, реологические характеристики снижаются по мере его разбавления.

Полученные результаты приведены в таблице 3.4 и на рисунке 3.3.

Анализ результатов исследований показал, что утяжеленный полимер-глинистый буровой раствор совмещается с рапой Ковыктинского ГКМ. Это можно понять по характеру кривых (снижение угла наклона кривой). Добавление в раствор рапы не приводит к его загущению, а реологические характеристики снижаются.

Фильтрационные характеристики незначительно изменяются при разбавлении до нагрева и после прогрева в ячейках старения при температуре 60 °С в течение 8 часов.

Таблица 3.3 – Изменение структурно-реологических параметров до и после прогрева смеси бурового раствора «Полибур-Турбо» и рапы в разных соотношениях

Состав, мл (%)		До прогрева при нормальных условиях					После прогрева при 60 °С в течение 8 часов				
Буровой раствор	Рапа	ρ , кг\м ³	Φ_{30} , см ³ \30 мин	СНС _{10с/10мин} , дПа	ПДНС, дПа	ПВ, мПа·с	ρ , кг\м ³	Φ_{30} , см ³ \30 мин	СНС _{10с/10мин} , дПа	ПДНС, дПа	ПВ, мПа·с
400 (100)	-	1030	1,2	43/44	146	44	1020	1,4	41/43	144	42
360 (90)	40 (10)	1060	0,9	39/39	127	38	1060	0,9	37/38	124	39
320 (80)	80 (20)	1100	0,7	32/33	107	37	1110	0,5	30/32	104	36
280 (70)	120 (30)	1150	1,0	30/32	93	29	1150	≈0,2	28/27	91	28
240 (60)	160 (40)	1170	1,5	24/29	87	27	1160	0,8	22/25	85	26
200 (50)	200 (50)	1220	2,4	22/27	83	25	1220	≈0,5	21/26	80	24

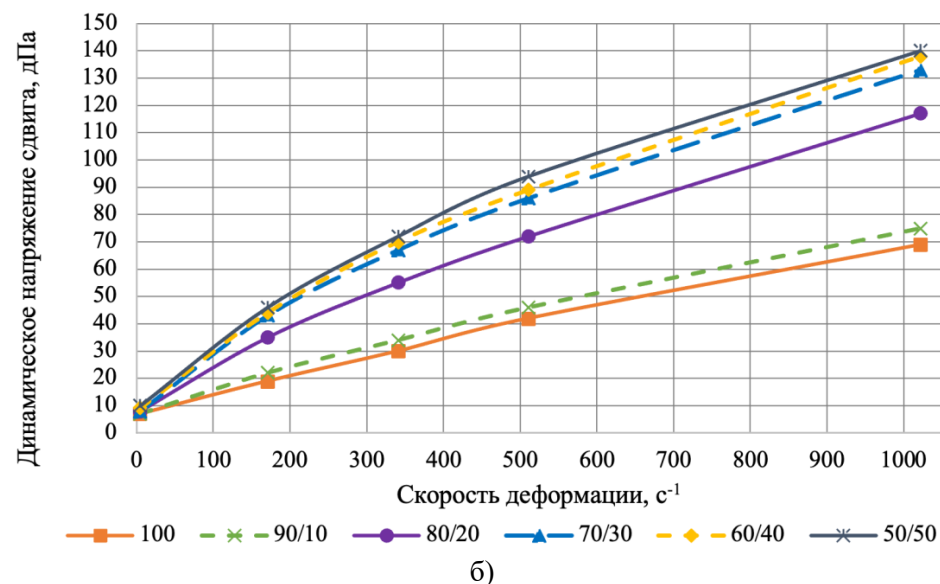
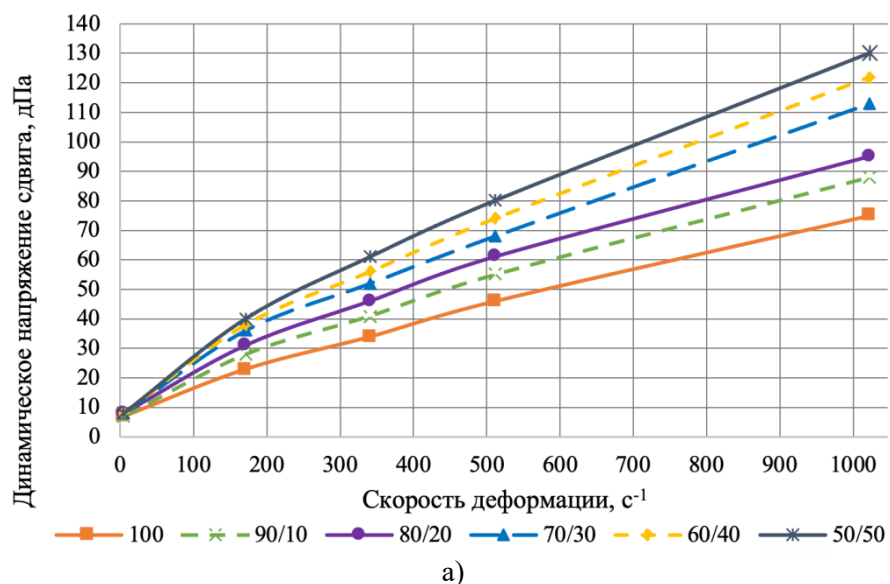
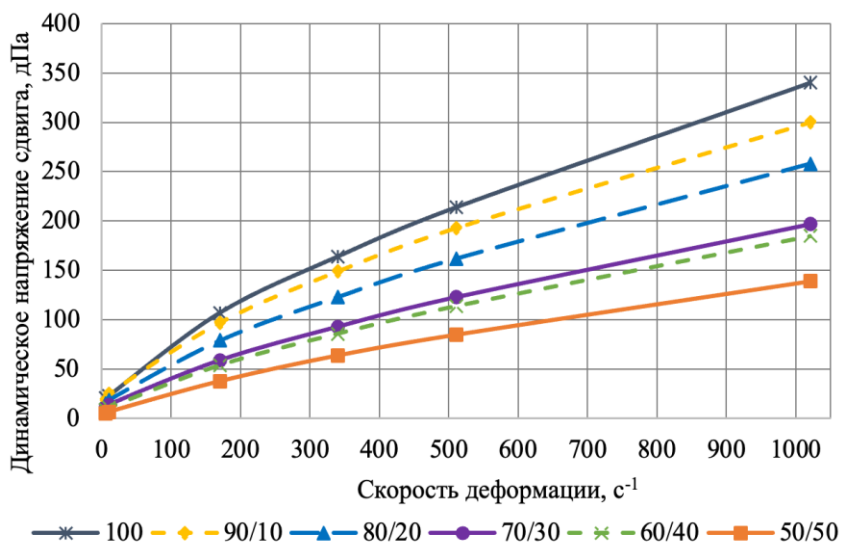


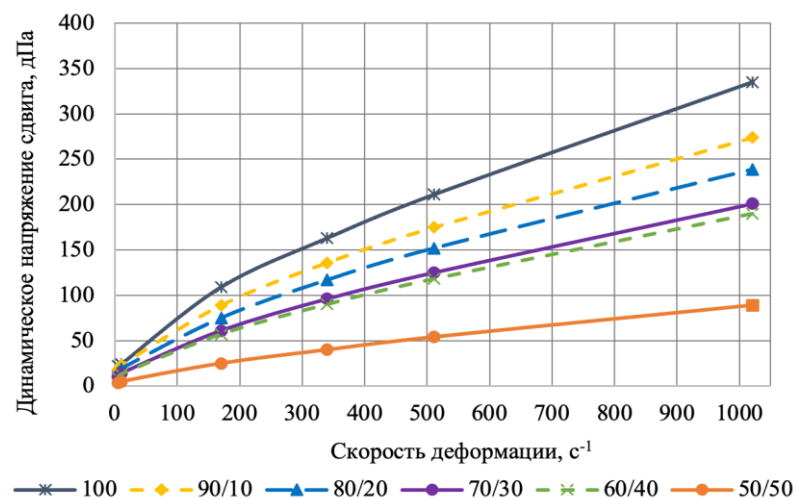
Рисунок 3.2 – Реологические профили смесей бурового раствора «Полибур-Турбо» с рапой в зависимости от их соотношения а) до прогрева при нормальных условиях; б) после прогрева при 60 °С в течение 8 часов

Таблица 3.4 – Изменение структурно-реологических параметров до и после прогрева смеси утяжеленного полимерглинистого бурового раствора и рапы в разных соотношениях

№ п/п	Состав, мл (%)		До прогрева при нормальных условиях					После прогрева в течение 8 часов при 60 °С				
	Буровой раствор	Рапа	Плотность, кг/м ³	Φ ₃₀ , см ³ /30 мин	СНС _{10с/10мин} , дПа	ПДНС, дПа	ПВ, мПа·с	Плотность, кг/м ³	Φ ₃₀ , см ³ /30 мин	СНС _{10с/10мин} , дПа	ПДНС, дПа	ПВ, мПа·с
1	400 (100)	-	2120	8	115,2/177,6	422,4	126	2120	9	112/168	381	117
2	360 (90)	40 (10)	1920	7,5	120/177,6	412,8	107	1920	11,5	105,6/172,8	364,8	99
3	320 (80)	80 (20)	1910	7,5	86,4/139,2	316,8	96	1905	10,5	81,6/139,2	312	87
4	280 (70)	120 (30)	1890	9	64,8/110,4	235,2	74	1895	10	62,4/96	235,2	76
5	240 (60)	160 (40)	1845	8,5	52,8/81,6	206,4	71	1850	10	57,6/76,8	220,8	72
6	200 (50)	200 (50)	1605	8,0	28,8/52,8	148,8	54	1610	8,5	24/28,8	72	35



а)



б)

Рисунок 3.3 – Реологические профили смесей утяжеленного бурового раствора с рапой в зависимости от их соотношения а) до прогрева при нормальных условиях, б) после прогрева при 60 °С в течение 8 часов

3.4 Исследование растворимости полимеров в рапе

У полимерных соединений, как и у большинства органических соединений, процессы химического взаимодействия обусловлены наличием гидрофобной и гидрофильной и перераспределением электронной плотности внутри соединения. Гидрофильные группы чаще всего представлены функциональными группами. Гидрофобные группы полимеров обычно состоят из алифатических цепочек различной степени разветвленности. Перераспределение электронной плотности внутри молекулы полимера зависит от количества гидрофильных функциональных групп на алифатическом скелете полимера, от их расстояния друг от друга, от ориентации в пространстве и состава.

Под сополимерами понимаются полимерные соединения, которые в своем составе имеют несколько различных полимерных групп, которые могут как чередоваться, так и находиться в независимой последовательности друг за другом. Для таких соединений характерно наличие одновременно гидрофобности и гидрофильности ввиду разного характера функциональных групп, присутствующих в составе. Такое свойство соединений называется амфифильность [133].

Функциональные группы сополимеров делятся на ионные и неионные. Ионные сополимеры при этом имеют три подгруппы: анионные, катионные и цвиттерионные. Ионные сополимеры состоят из молекул с отрицательным или положительным зарядом в гидрофильной группе, в то время как неионный сополимер не имеет заряда в гидрофильной группе. Гидрофильные группы несут положительные заряды и называются катионными сополимерами, отрицательно заряженные – анионными сополимерами и с отрицательными и положительными зарядами называются цвиттерионными [133].

Можно выдвинуть предположение, что для рассолов высокой минерализации наиболее предпочтительными будут неионогенные полимеры, ведь они не имеют зарядов в своих гидрофильных группах. То есть, такие соединения не будут создавать зон перераспределения электронной плотности при контакте с положительно заряженными ионами рапы. Без наличия таких зон не будет

происходить дополнительного осадконакопления или нарушения седиментационной устойчивости соединения через флокуляцию или коагуляцию.

Но известны и случаи использования в качестве загустителя высоковязкой полианионной целлюлозы (ПАЦ), сополимеров полиакриламидов (ПАА), ксантановой камеди и гидроксиэтилцеллюлозы (ГЭЦ). Далее данные полимеры исследованы на совместимость с рапой. Результаты измерений приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Изменение структурно-реологических характеристик рапы Ковыктинского месторождения обработанной 2% полимерами

Реологические характеристики	Ед. изм.	Наименование материала					
		Рапа	Aqua PAC L 2%	Aqua PAC R 2%	Natrosol 2%	BioSin 2%	Крахмал Поли КР 2%
Углы закручивания: Θ_{600}	град	23	25	28	25	25	25
Θ_{300}	град	12	13	16	13	13	13
Θ_{200}	град	8	9	11	9	8	9
Θ_{100}	град	4	5	5	5	4	5
Θ_6	град	1	1	2	1	1	1
Θ_3	град	1	1	1	1	1	1
Пластическая вязкость, $\eta_{пл}$	мПа·с	11	12	12	12	12	12
ДНС	дПа	5	5	20	5	5	5
СНС10 с	фунт/100 фут ²	1	1	1	1	1	1
СНС 10 мин	фунт/100 фут ²	1	1	1	2	2	1
Плотность	кг/м ³	1390	1390	1390	1390	1390	1390

Анализ результатов исследований показал, что добавление 2% полимера PAC L не привело к изменению модели течения рапы. Раствор сохранил характеристики вязкой жидкости. Добавление 2% PAC R увеличило динамическое напряжение сдвига, тем не менее, влияние на пластические свойства раствора минимально. Полисахаридные материалы на основе полианионной целлюлозы растворились, но существенных изменений структурно-реологических параметров рапы отмечено не было.

Сополимер полиакриламида и сульфоновой кислоты в рапе не растворился, потому что чаще всего подобные полимеры растворяются в пресной воде, а затем в

пресные растворы добавляются неорганические соли. В пресной воде первоначально макромолекула полимера находится в развернутом состоянии, на которое тратится большая энергия растворения, после чего засоление водного раствора снижает реологические характеристики, однако не происходит его выслаивания. В рапе же изначально находятся ионы двухвалентных ионов металлов, которые не позволяют раствориться молекулам ПАА.

К изменению структурно-реологических характеристик рапы привели полимеры на основе ксантановой смолы BioSin и гидроксипропилцеллюлозы Natrosol 250 ННР.

Для дальнейшего исследования в качестве загустителя выбраны материал Natrosol 250ННР и биополимер BioSin.

Следующим шагом в исследованиях стало изучение структурно-реологических характеристик рапы в зависимости от концентрации полимеров. Изучение характеристик проведено в диапазоне концентраций от 1 до 10%. Результаты измерений приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Влияние концентрации полимеров на структурно-реологические характеристики рапы Ковыктинского месторождения

Реологические свойства	Ед. изм.	Наименование материала и концентрация											
		Natrosol 250ННР, %						BioSin, %					
		1	2	3	5	7	10	1	2	3	5	7	10
Углы закручивания: Θ_{600}	град	25	25	29	60	230	>300	24	25	25	27	29	32
Θ_{300}	град	13	13	16	32	130	–	12	13	13	14	15	17
Θ_{200}	град	8	9	10	22	89	–	8	8	9	9	9	11
Θ_{100}	град	5	5	5	11	48	–	4	4	5	5	5	6
Θ_{66}	град	1	1	1	1	2	–	1	1	1	1	2	2
Θ_3	град	1	1	1	1	2	–	1	1	1	1	2	2
Пластическая вязкость, $\eta_{пл}$	мПа·с	12	12	13	28	100	–	12	12	12	13	14	15
ДНС	дПа	5	5	14	20	144	–	0	5	5	5	5	10
СНС 10 с	фунт/100 фут ²	1	1	2	2	2	–	1	1	1	2	2	2
СНС 10 мин	фунт/100 фут ²	2	2	2	2	4	–	1	2	2	2	2	2

Из анализа полученных данных видно, что оптимальным загустителем, который совмещается с рапой, является неионногенный материал Natrosol 250 ННР в концентрации 3%. Наибольшей совместимостью с рапой обладает полимер

на основе ГЭЦ за счет более гибкой макромолекулы и неионогенного характера функциональных групп: $-\text{CH}_2\text{OCH}_2\text{CH}_2\text{OH}$ и $-\text{HC}-\text{OCH}_2\text{CH}_2\text{OH}$ в ГЭЦ.

Физико-химические свойства полимеров и их растворов зависят от их первичной химической структурной формулы. Чаще всего главной причиной роста вязкости растворов полимеров является межмолекулярное взаимодействие макромолекул между собой. Если в разбавленных растворах полимеров свойства не увеличиваются критически, то с ростом концентрации полимера происходит резкий рост структурно-реологических свойств их растворов.

Механизм резкого увеличения реологических характеристик раствора ГЭЦ определяется ее химическим строением первичного структурного звена, представленного на рисунке 3.4.

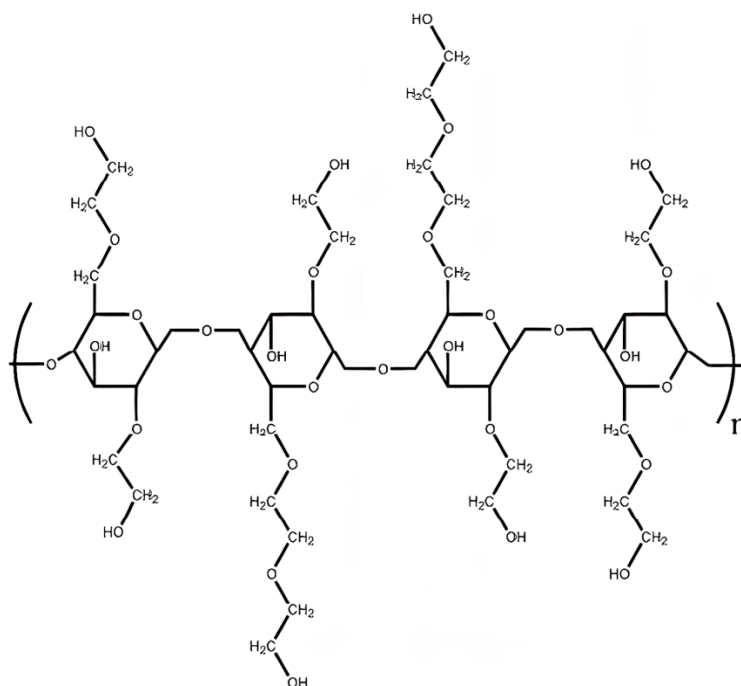


Рисунок 3.4 – Идеализированная химическая структура ГЭЦ со степенью замещения = 2,0 и молярным замещением 2,5

Гидроксиэтилцеллюлоза, как и большинство разветвленных полисахаридов, способны образовывать высоковязкие растворы при низких концентрациях. Во время диспергирования в воде боковые гидроксиэтил- и дигидроксиэтильные группы, присоединенные к кору целлюлозы, взаимодействуют посредством водородных связей с молекулами воды, что приводит к межмолекулярному переплетению молекул ГЭЦ в водной фазе, что в свою очередь приводит к

увеличению вязкости и гелеобразованию. При дальнейшем увеличении концентрации ГЭЦ происходит увеличение вязкости и гелеобразование, в этом случае молекулы воды образуют упорядоченную структуру вокруг молекулы ГЭЦ и тем самым приводит к кратному росту структурно-реологических характеристик [57]. В практике строительства нефтяных и газовых скважин наиболее широко используются реологические параметры, входящие в уравнение Бингама-Шведова: предельное динамическое напряжение сдвига, пластическая вязкость, а структурные характеристики оцениваются по статическому напряжению сдвига за 10 мин и 10 с. Оптимальным соотношением считается [57]:

$$\frac{\text{ДНС}}{\text{ПВ}} \geq 1 \div 1,5 \text{ (в ед. измерения по стандарту API)}$$

В нашем случае это соотношение достигается при концентрации добавочного полимера (ГЭЦ) в 3% [78].

Изменение термобарических условий испытаний не оказывает существенного влияния на реологические характеристики смеси полимеров и рассола.

Следующим шагом исследования является изучение влияния полимера на структурно-реологические характеристики непосредственно на товарный водный раствор силиката натрия плотностью 1420 кг/м³ [31].

Полученные результаты сведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Изменение структурно-реологических характеристик раствора метасиликата натрия в зависимости от концентрации полимера

Концентрация Natrosol 250NHR, %	Углы закручивания и структурно-реологические характеристики								
	Θ_{600}	Θ_{300}	Θ_{200}	Θ_{100}	Θ_6	Θ_3	ПВ, мПа·с	ДНС, дПа	Gels _{10/10} , фунт/ 100 фут ²
2	94	56	40	22	2	1	38	18	2/3
4	>300	>300	253	179	16	9	-	-	9/9
6	>300	>300	>300	>300	77	44	-	-	42/44
8	>300	>300	>300	>300	192	121	-	-	120/124
10	>300	>300	>300	>300	>300	210	-	-	227/>300

В силу высокой плотности раствора, за счет большой концентрации метасиликата натрия в водном растворе, реологические и структурные характеристики жидкого стекла кратно завышены по сравнению с растворами

полимера в воде. Так, если углы закручивания больше 300 градусов в рапе достигаются при концентрации полимера 10%, то параметры раствора жидкого стекла становится незамеримыми по реометру Fann-35SA уже при концентрации 4%. Поэтому для дальнейших исследований были приняты составы сшивателей на основе растворов жидкого стекла плотностью 1320 кг/м³ и 1340 кг/м³ с силикатным модулем 2,01 и 0,9-1,1 а в качестве загустителя Natrosol 250 NHR в концентрациях 0,5%, 1% и 2%. Жидкое стекло с большим силикатным модулем не применялось из-за плохой растворимости в воде.

Следующим шагом в исследовании стало изучение совмещения разработанного блокирующего состава с утяжеленным буровым раствором и изучение фильтрационных и структурно реологических свойств состава сшивателя в термобарических и химических условиях рапопроявляющего горизонта Ковыктинского ГКМ.

3.5 Исследование совмещения блокирующего состава с буровым раствором

Полученные результаты сведены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Изменение структурно-реологических характеристик в зависимости от соотношения утяжелённый буровой раствор/блокирующий состав

Соотношение состава, %		Динамическое напряжение сдвига при скоростях деформации, дПа						ПВ, мПа·с	ПДНС, дПа	СНС, дПа	
Бур. раствор	Блок. состав	5,11 с ⁻¹	10,22 с ⁻¹	170 с ⁻¹	340 с ⁻¹	511 с ⁻¹	1022 с ⁻¹			10 с	10 мин
100	–	123	148	516	767	940	1533	116	326	125	240
90	10	393	419	638	940	1221	1839	121	566	350	628
80	20	399	409	521	746	920	1461	106	355	427	460
70	30	77	92	276	414	542	894	69	177	82	91
60	40	36	46	215	353	475	812	66	129	43	53
50	50	31	41	194	327	455	802	68	101	33	38
–	100	0	0	20	36	56	112	11	22	0	0

Из результатов исследований видно, что при совмещении утяжеленного бурового раствора с составом сшивателя в соотношении 90:10 происходит загустевание полученной смеси с увеличением структурно-реологических характеристик в 1,5 раза от базового бурового раствора. Дальнейшее разбавление бурового раствора сшивателем в соотношении 80:20 восстанавливает практически

первоначальные значения, а дальнейшее увеличение концентрации сшивателя приводит к его разбавлению.

По причине возможности загустевания полученной смеси, при разработке технологии установки состава сшивателя необходимо предусмотреть применение буферной пачки.

3.6 Фильтрационные исследования блокирующих составов для изоляции рапопроявляющих пластов

В рамках эксперимента проведены исследования 6 блокирующих составов без полимера и с добавлением гидроксиэтилцеллюлозы. Графики изменения значений фильтрации во времени от силикатного модуля жидкого стекла и концентрации гидроксиэтилцеллюлозы при различных термобарических условиях приведены на рисунках 3.5 и 3.6.

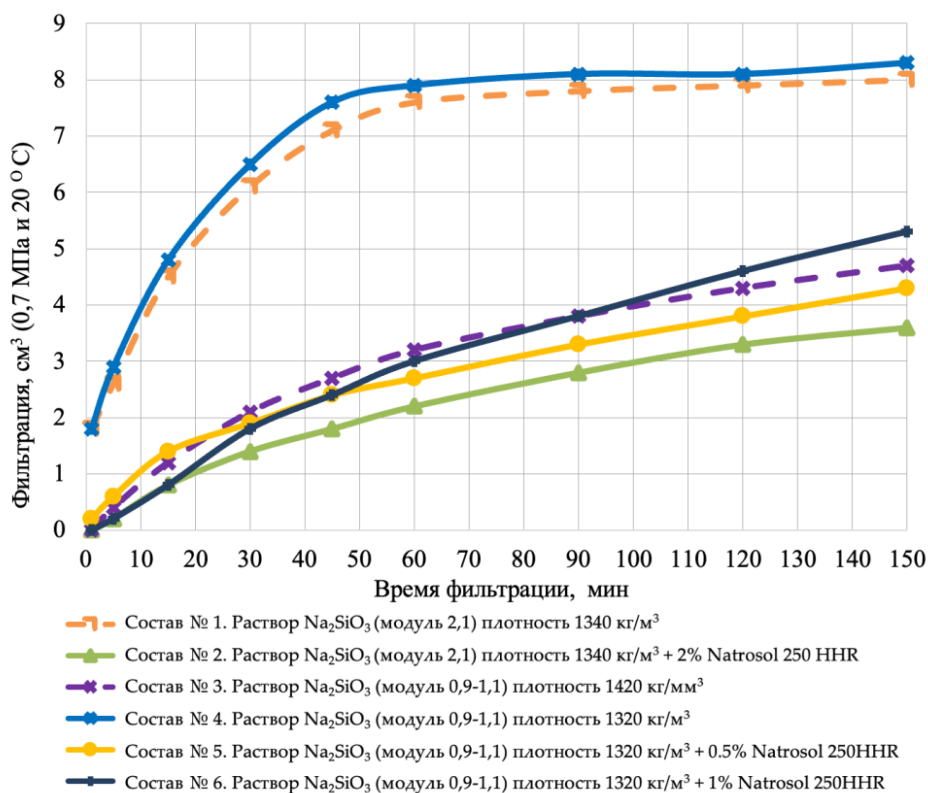


Рисунок 3.5 – Изменение фильтрации во времени при 0,7 МПа и 20 °С

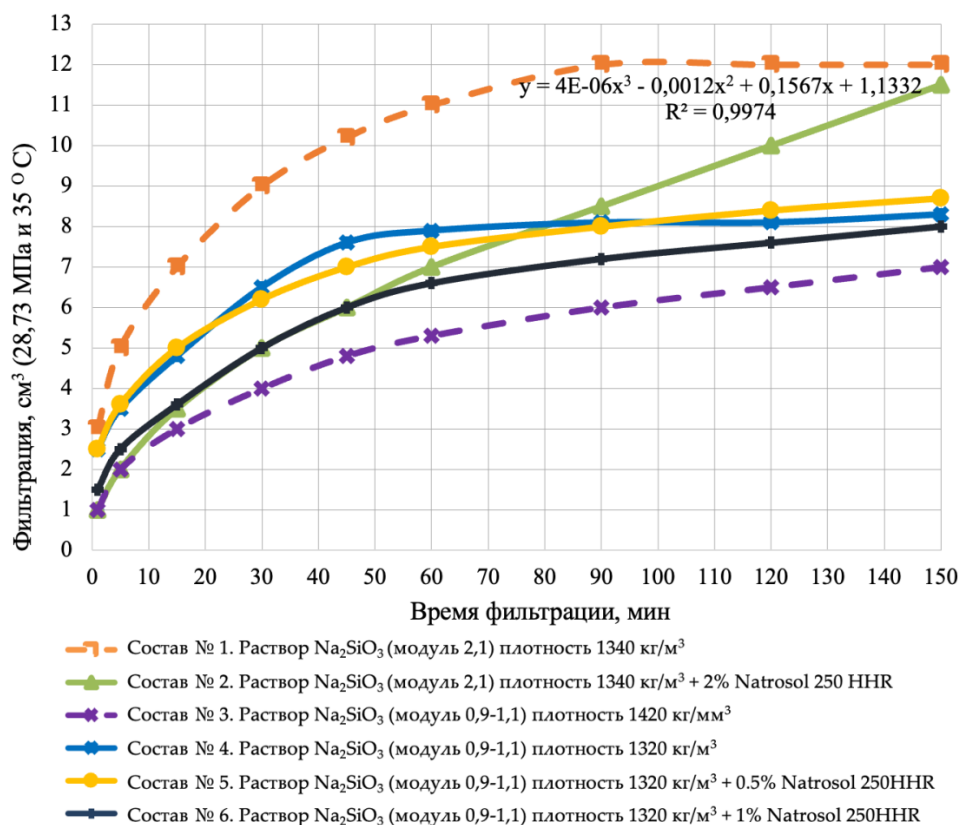


Рисунок 3.6 – Изменение фильтрации во времени при 35 °С и 28,73 МПа

Описание полученных результатов:

Состав №1

При сшивании объемной модели разбавленным раствором жидкого стекла с силикатным модулем 2,1 плотностью 1340 кг/м³ наблюдается значительное меньшее истечение фильтрата из ячейки фильтр-пресса. Активная фаза истечения фильтрата продолжается в течение 45 минут, после чего наблюдается замедление интенсивности скорости фильтрации. По истечении 90 минут фильтрация практически прекратилась. Из ячейки была извлечена сформированная объемная модель, считая синевато-серым осадком реакции метасиликата натрия с рапой, насыщавшей объемную модель. Блокирующий состав полностью проник в фильтрационные каналы модели. При извлечении из ячейки объемная модель не раскрошилась. При физическом воздействии на модель пальцами рук, она не разрушилась и сохранила цельную структуру.

Состав №2

При сшивании объемной модели разбавленным раствором жидкого стекла с силикатным модулем 2,1 плотностью 1340 кг/м³ с добавлением 2% полимера

Natrosol 250 NHR также наблюдается уменьшение объема фильтрата. Истечение фильтрата началось по прошествии 5 минут. Активная фаза фильтрации начинается после 5 минут и не заканчивается по истечении 150 минут. Объем фильтрата значительно уменьшился по сравнению с составом №1. Верхняя часть модели плотно сшита серым осадком реакции сшивателя с насыщавшей породу рапой, поверх модели образовалась твердая корка того же состава. При физическом воздействии на сшитую часть модели пальцами рук, она не разрушилась и сохранила структуру.

Состав №3

При сшивании насыщенной рассолом объемной модели при помощи раствора жидкого стекла с силикатным модулем 0,9-1,1 плотностью 1420 кг/м³ наблюдается уменьшение объема отфильтрованной жидкости по сравнению с составом №1, однако объем составил больше, чем в составе №2. Фильтрация началась через 5 минут после начала измерения. Активная фаза фильтрации начинается по прошествии 5 минут и не заканчивается через 150 минут после остановки измерения. При осмотре объемной модели наблюдается проникновение блокирующего состава во все каналы горной породы. Удалось извлечь из ячейки сформированную объемную модель, которая не разрушилась при извлечении. Зерна модели сшиты серовато-белым осадком реакции сшивателя с рапой. При физическом воздействии на модель пальцами рук произошло разрушение модели. При этом модель не раскрошилась, а распалась на сцементированные агрегаты.

Состав №4

При сшивании насыщенной рассолом объемной модели разбавленным раствором жидкого стекла с силикатным модулем 0,9-1,1 плотностью 1320 кг/м³ наблюдается истечение фильтрата из камеры ячейки фильтр-пресса. По объему и интенсивности картина похожа на состав №1. Активная фильтрация начинается сразу при приложении давления. Наиболее интенсивная фаза истечения фильтрата начинается с первой минуты и заканчивается по истечении 45 минут. Далее фильтрат выходил из ячейки редкими каплями и через 90 минут от начала фильтрации практически перестал истекать. При извлечении объемной модели из

ячейки видно, что блокирующий состав проник между зернами горной породы. Зерна покрыты серовато-белым осадком реакции сшивателя с рапой. Извлечь сформированную объемную модель из ячейки удалось, однако, при применении физической нагрузки пальцами рук модель разрушилась и раскрошилась. Сформированных агрегатов при разрушении замечено не было. Появилось четкое разделение на зерна горной породы и крошки из осадка реакции.

Состав №5

При сшивании насыщенной рассолом объемной модели разбавленным раствором жидкого стекла с силикатным модулем 0,9-1,1 плотностью 1320 кг/м³ с добавлением 0,5% полимера Natrosol 250 NHR наблюдается менее интенсивное истечение фильтрата из камеры ячейки фильтр-пресса, чем в составе №5. Капли фильтрата начинают появляться с первой минуты. Интенсивная фаза фильтрации начинается после 10 минут приложения давления и не заканчивается по истечении 150 минут, после которых измерение приостановлено. При извлечении объемной модели из камеры ячейки наблюдается проникновение блокирующего состава между зернами горной породы. Зерна покрыты белесым осадком реакции сшивателя с рапой. Сформированную объемную модель удалось извлечь из ячейки. При приложении физической нагрузки пальцами рук модель разрушилась и раскрошилась. После разрушения наблюдаются как небольшие агрегаты, сформированные зернами горной породы и осадком реакции сшивателя с рапой, так и отдельные зерна горной породы и белесая крошка из осадка.

Состав №6

При сшивании насыщенной рассолом объемной модели разбавленным раствором жидкого стекла с силикатным модулем 0,9-1,1 плотностью 1320 кг/м³ с добавлением 1% полимера Natrosol 250 NHR наблюдается увеличение объема фильтрата по сравнению с составом №5. Истечение жидкости из камеры ячейки фильтр-пресса начинается после 5 минут приложения давления. Интенсивная фаза фильтрации начинается после 15 минут и не заканчивается по истечении 150 минут при остановке измерения. При извлечении объемной модели из камеры ячейки фильтр-пресса наблюдается проникновение блокирующего состава между

зернами горной породы на весь объем модели. Зерна породы покрыты серовато-белым осадком реакции блокирующего состава с рапой. При приложении к модели физической нагрузки пальцами рук, она разрушилась и раскрошилась. После разрушения наблюдаются более крупные агрегаты из зерен горной породы, сшитых осадком реакции сшивателя с рапой, чем в составе №5. При этом отдельные зерна и крошка из осадка также присутствуют.

Анализ результатов исследований показал, что время реакции большинства составов наступает в диапазоне 80-100 минут (перегиб на кривой и выравнивание).

Применение раствора жидкого стекла с силикатным модулем 2,1 без разбавления и добавок эффективно: надежно и быстро схватывает образец горной породы, насыщенный рапой, с легкостью проникает между зернами горной породы. Однако, его применение при изоляции рапопроявляющих пластов может быть осложнено с технологической точки зрения из-за очень высокой скорости схватывания и интенсивности фильтрации.

Раствор жидкого стекла силикатным модулем 0,9-1,1 показал заниженные результаты при измерении фильтрации. Объемная модель не прочно сшита. Такой силикатный модуль можно считать слишком низким и неэффективным при сшивании рассолов высокой минерализации.

Разбавленный раствор силиката натрия с модулем 0,9-1,1 показал лучшие результаты по фильтрации, чем неразбавленный раствор, сравнимые с разбавленным раствором жидкого стекла с силикатным модулем 2,1. Однако, извлеченная объемная модель показала худшие результаты по прочности среди всех исследованных.

Разбавленный раствор жидкого стекла силикатным модулем 0,9-1,1, обработанный гидроксиэтилцеллюлозой в концентрации 0,5% и 1%, не показал своей эффективности: фильтрация через объемную модель ухудшилась, прочного сшивания модели не произошло. Тем не менее добавление полимера повлияло на увеличение фронта сшивания: сшитые агрегаты из зерен горной породы и осадка реакции сшивателя и рапы увеличивались в размерах.

Разбавленный раствор силиката натрия с силикатным модулем 2,1, обработанный 2% гидроксиэтилцеллюлозы показал удовлетворительные результаты. Время реакции увеличивается до 150 минут и тем самым делает возможным применение состава с технологической точки зрения, а целевое назначение полимера в виде замедлителя реакции образования осадка показало свою эффективность. Сшитая насыпная модель после обработки таким составом обладает самой высокой прочностью. Состав может быть использован для изоляции системы трещин в пристволенной зоне соленосной толщи [114].

Внешний вид насыпных моделей после фильтрации представлен на рисунке 3.7.



Рисунок 3.7 – Внешний вид насыпной модели после закачивания разработанного состава а) прочная модель; б) непрочная

Процесс сшивания рапы при взаимодействии с закачиваемым блокирующим составом показан на рисунке 3.8.

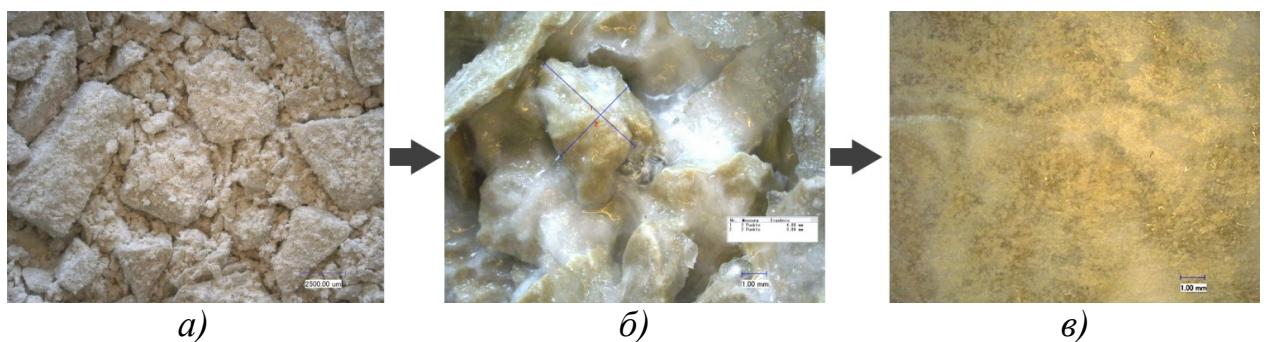


Рисунок 3.8 – Сшивание рапы а) формирование насыпной модели; б) насыщение рапой и закачивание состава в) окончательное отвердевание смеси и образование непроницаемого экрана

3.7 Выводы к главе 3

1. Анализ результатов исследований показал, что минеральный состав рапы Ковыктинского ГКМ преимущественно представлен двухвалентными солями хлорида кальция (CaCl_2) и магния (MgCl_2) в количестве 25,2-37,1 % масс., а общая минерализация достигает 738 г/л.

2. Выявлено, что механизм блокирования насыщенных рассолом пластов основан на взаимодействии натриевого жидкого стекла с двухвалентными солями кальция и магния, содержащимися в рапе высокоминерализованного напорного пласта. В результате реакции происходит образование нерастворимого осадка в виде CaSiO_3 и MgSiO_3 .

3. Установлено, что в качестве загустителя в блокирующем составе следует применять неионногенный материал Natrosol 250 ННР на основе гидроксиэтилцеллюлозы, который обладает наибольшей совместимостью с рапой за счет более гибкой макромолекулы и неионогенного характера функциональных групп: $-\text{CH}_2\text{OCH}_2\text{CH}_2\text{OH}$ и $-\text{HC}-\text{OCH}_2\text{CH}_2\text{OH}$.

4. Экспериментально подтверждено, что применение высоковязкой гидроксиэтилцеллюлозы в концентрации 2% масс. в качестве загустителя в водном растворе метасиликата натрия с силикатным модулем 2,1 и плотностью 1340 кг/м³ способствует увеличению реакции отвердевания смеси рапы и блокирующего состава до 150 минут и эффективно сшивает рапу. Таким образом, создаётся изолирующий экран, препятствующий поступлению рапы в скважину.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ РАПОСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

4.1 Краткая характеристика геологического разреза Ковыктинского ГКМ

«По материалам глубокого бурения геологический разрез условно разделен на 3 структурных формации:

- надсолевая формация – до кровли литвинцевской свиты;
- солевая формация – до кровли мотской свиты;
- подсолевая формация (продуктивная) – до проектной глубины скважины.

Надсолевая формация представлена слабосцементированными породами: песчаники разнозернистые, разноплитчатые, полимиктовые и кварцполевошпатовые, алевролиты, мергели вишнево-красные, мергели коричневые с прослоями аргиллитов, доломиты мелкозернистые, массивные, реже – известняки.

Основной вид осложнений, встречающийся при бурении надсолевого комплекса (особенно при бурении высокоальтitudных скважин) – поглощения бурового раствора от частичного до полного.

Солевая формация. Значительную часть геологического разреза Ковыктинского ГКМ составляют хемогенные породы. Они встречаются в виде пачек прослоев каменной соли с прослоями доломитов, доломито-ангидритов, известняков. Залегающие среди каменной соли пласты кавернозных и трещиноватых сульфатно-карбонатных пород содержат предельно насыщенные и пересыщенные сильно метаморфизированные хлоридно-кальциевые рассолы с высоким содержанием брома, калия и других ценных компонентов» [1]. «Отложения хемогенных пород являются хорошими покрывками для скопления углеводородов. На некоторых участках месторождений в этой пачке отложений нередко вскрываются линзы рассолов рапы» [1], [81].

Самым тяжелым и опасным осложнением в процессе бурения на Ковыктинском ГКМ является вскрытие объектов с АВПД, приуроченных к галогенно-карбонатной гидрогеологической формации бельской свиты. Величина

пластового давления в зонах АВПД значительно превышает величину, соответствующую градиенту пластового давления для разреза Ковыктинского месторождения, и сопоставима с величиной горного давления. Вскрытые бурением объекты с АВПД приурочены к регионально распространенным карбонатным пластам, насыщенным высокоминерализованными пластовыми водами (рапой). Также одной из актуальных проблем Ковыктинского месторождения является вероятность вскрытия объектов с АВПД, приуроченных к неизвестным межсолевым карбонатным пластам. Значения коэффициента аномальности в системе бельской свиты могут достигать 2,35–2,65 [81].

«Рапопроявления, отмечавшиеся при бурении глубоких поисковых скважин на нефть и газ в пределах Ангаро-Ленской ступени, характеризуются различной интенсивностью: от незначительных, вызывающих коагуляцию бурового раствора и повышенный расход химических реагентов для их обработки, до катастрофических, выражающихся в выбросе нескольких тысяч кубических метров воды в сутки. Максимальными дебитами характеризуются рапопроявления, приуроченные к галогенно-карбонатной гидрогеологической формации: в основном это породы осинского, реже балыхтинского горизонтов усольской свиты» [1], [82].

«Подсолевая формация условно разделена на сульфатно-карбонатную и терригенную.

Сульфатно-карбонатная формация представлена доломитами с прослоями доломито-ангидритов и глинистых доломитов.

Терригенная – представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов (продуктивная часть парфеновского горизонта).

Бурение сульфатно-карбонатного комплекса не представляет особых трудностей» [1], в разрезе отсутствуют какие-либо осложнения.

«Продуктивная часть представлена парфеновским, боханским и базальным горизонтами. Промышленная газоносность Ковыктинского ГКМ связана с песчаниками парфеновского горизонта.

Парфеновский горизонт приурочен к верхней части терригенных отложений нижнемотской подсвиты. Горизонт перекрывается пачкой алевролита-глинистых пород с подчиненными прослоями песчаников, глинистых доломитов и карбонатами преображенского горизонта. Тип коллектора поровый, пористость 13-18%, средняя проницаемость от 0,98 до 91,45 мД. Величина глинистости не превышает 15%.

В парфеновском горизонте отмечено аномально низкое пластовое давление (АНПД) коэффициент аномальности $K_{ан} = 0,82-0,85$, пластовая температура 57 °С.

Основные осложнения, встречающиеся при бурении продуктивной толщи пород - поглощения промывочной жидкости, связанные с наличием АНПД. В связи с этим применяются эмульсионные типы промывочных жидкостей на основе производных сложных эфиров жирных и солей природных жирных кислот. Это направление эффективно и для сохранения первоначальных коллекторских свойств» [51], особенно в условиях проводки горизонтальных скважин.

4.2 Обоснование применения блока бурения с регулируемым давлением для закачки блокирующего состава

«Особую сложность при бурении представляют породы нижней части солевого комплекса. До начала бурения в недрах существует динамическое равновесие между пластовым давлением и горным (геостатическим). Бурением это равновесие нарушается, что особенно сильно сказывается на геодинамике недр при вскрытии скважиной зоны АВПД (коэффициент аномальности 2,3-2,7).

Проявления АВПД в осадочной толще значительно осложняют процесс бурения скважин, затягивают темпы бурения и наносят вред окружающей среде» [1].

Основные требования к технологическому процессу вскрытия рапоносных горизонтов на скважинах Ковыктинского ГКМ основаны на отечественном и зарубежном опыте строительства скважин в условиях АВПД.

На Ковыктинском ГКМ вскрытие рапоносных горизонтов осуществляется с применением технологии бурения с регулируемым давлением (БРД) на утяжеленных буровых растворах.

Применение технологии БРД предусматривает оперативное управление давлением с целью поддержания постоянного забойного давления на любой глубине интервала, определение фактических градиентов пластовых давлений и градиентов давления гидроразрыва в динамике, раннего обнаружения притоков и возможности быстрого понижения/повышения эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) на забое при поглощениях/рапопроявлениях, сокращения НПВ, за счет отсутствия затрат времени на ликвидацию поглощений/проявлений и повышение эффективности и безопасности процесса бурения.

Главная цель бурения по технологии БРД – установить границы давления в стволе скважины, чтобы управлять гидравлическим давлением в кольцевом пространстве. Бурение с управляемым давлением включает контроль противодействия на пласт, плотности жидкости, реологию жидкости, уровня жидкости в кольцевом пространстве и тем самым позволяет избежать продолжительного притока пластовой жидкости на земную поверхность.

В случае применения технологии БРД достигаются следующие преимущества:

- любой приток, связанный с работами, будет безопасно сдержан при помощи соответствующего наземного комплекса оборудования;
- снижение рисков и затрат, связанных с бурением скважин с узкими предельно допустимыми параметрами факторов воздействия на окружающую среду, посредством упреждающего управления гидравлическим давлением в кольцевом пространстве;
- возможность динамического контроля давления в кольцевом пространстве способствует бурению скважин, которые в ином случае считались бы недостижимыми планами с экономической точки зрения;
- позволяет быстрее вносить корректирующие воздействия, чтобы справиться с наблюдаемыми колебаниями давления и обнаруживать,

контролировать и выводить из скважины запланированный поток, допуская вращение и возвратно-поступательные движения бурильных труб и продолжая циркуляцию в скважине;

- дает гораздо больше гибкости во время управления давлением на забое скважины, обеспечивая точность и оперативность этого процесса;
- физическая точка глубины скважины (якорная точка), на которой статическое и динамическое давление равны, может быть установлена посредством применения обратного давления на устье во время наращивания.

Основные характеристики оборудования для бурения по технологии БРД приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристики оборудования для бурения по технологии БРД

Название	Характеристики	Предназначение
Роторный устьевой герметизатор	<ul style="list-style-type: none"> - статическое давление 310 атм. (4500 psi); - уплотнительный элемент на 283 атм. (4100 psi); - гидравлическая система смазки по стандарту API 16-RCD; - размер нижнего фланца 347 мм (13 5/8"); - внутренний диаметр корпуса: 347 мм (без подшипника в сборе); - внутренний подшипник: Ø 247 мм; - наружный диаметр корпуса: 533 мм (подшипник в сборе и зажим извлечены из корпуса); - высота в сборе: 1100 мм; - вес: 1225 кг. 	Обеспечивает вращение бурильной колонны и сдерживает давление путем использования уплотнений или гидравлических манжет на бурильной колонне. Отводит выходящий поток из скважины на управляемый штуцер для дальнейшего регулирования давления.
Управляемый штуцер	<ul style="list-style-type: none"> - манифольд 4" рабочее давление 345 атм. (5000 psi); - сдвоенный штуцер 3 1/16" 700 атм. (1000 psi); - гидравлический привод штуцеров; - трехрежимный вариант управления; - интегрированный 4" байпас; - материалы штуцера устойчивы к воздействию CO₂, а также отвечают требованиям NACE MR0175 по устойчивости к H₂S; - установочная рама согласно DNV 2.71; - вес: 14000 кг; 	Ключевой компонент в системе БРД для осуществления регулирования в скважине.

Продолжение таблицы 4.1

Наземная обвязка	<ul style="list-style-type: none"> - 4" БРС линии высокого давления на 345 атм. (5000 psi) в коррозионостойком исполнении; - 4" БРС линии низкого давления на 34 атм. (500 psi); - трубная кассета в раме согласно DNV 2.71; - 6" фланцевые линии низкого давления. 	Трубная обвязка в составе манифольда высокого давления для направления потока промывочной жидкости от РУГ до управляемого штуцера и манифольда низкого давления для направления от штуцера на сепаратор и вибросита.
Расходомер Кориолиса или другая аналогичная система сенсоров	—	Точные и надежные измерения массы, объемной скорости течения, плотности и температуры бурового раствора.
Система сбора данных и мобильный офис	Включает в себя взрывозащищенное и искробезопасное оборудование и мобильный офис для обработки данных. Сбор данных осуществляется по каналу связи WITS от забойного оборудования и датчиков на поверхности.	Система обеспечивает измерение, отображение и хранение информации (расход, давление, температура, уровень жидкости, позиция дросселя и т.д.), а также импортирует параметры бурения.
2-х фазный сепаратор ITAG F-100	<ul style="list-style-type: none"> - производительность по жидкости: 250 м³/ч; - производительность по газу: 2400 м³/ч; - рабочий объем 3,9 м³; - 6" линия сброса на вибросита; - коррозионностойкое исполнение; - вес: 2000 кг; 	Сепарация производится под давлением и разделяют поток на 2 фазы (жидкость/газ).
Свеча рассеивания	6" х 12 м свеча рассеивания, 60 м 6" трубопроводов. Смонтирован на раме.	Предназначен для рассеивания попутных газов.

Типовая схема обвязки наземного оборудования по технологии БРД приведена на рисунке 4.1.

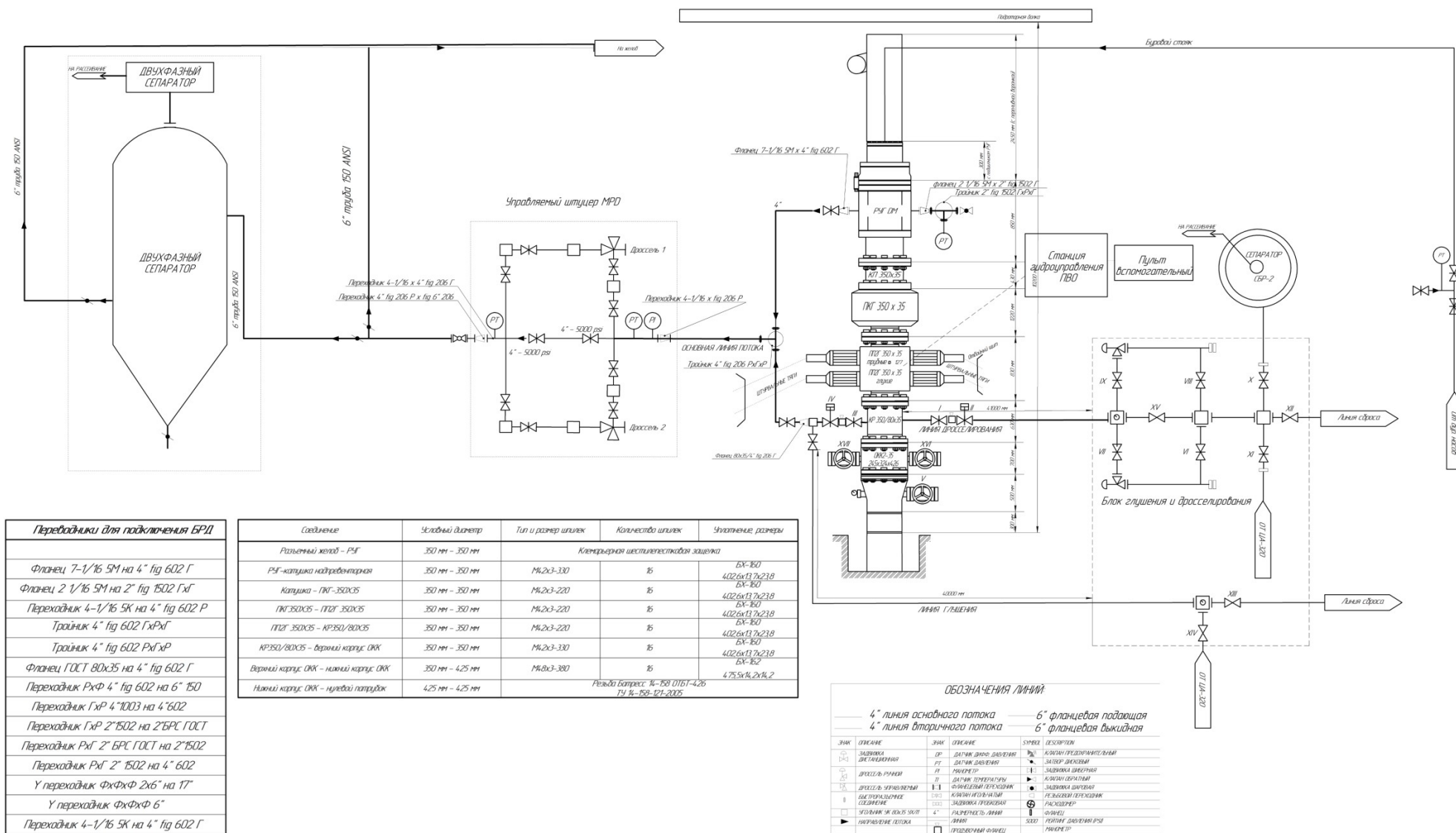


Рисунок 4.1 – Типовая схема обвязки наземного оборудования по технологии бурения с регулируемым давлением

4.3 Состав КНБК и режимы бурения секции эксплуатационной колонны

Бурение под эксплуатационную колонну диаметром 245 мм, согласно программе на бурение, осуществляется с режимами и компоновкой, приведенными в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Элементы компоновки бурильной колонны и режимы бурения

Проектная КНБК при бурении секции Ø245/250мм.	
Наименование элемента КНБК	Длина, м
Долото 295,3 PDC	0,4
ВЗД 240/210+СТК (288-294)	10
Калибратор КС 288-294	1
НУБТ MWD1200	9.5
УБТС-С-229х90	8,3
Переводник 152/171	0,52
УБТС-С-203/80	12
Ясс-203	7,47
УБТС-203/80	12
Переводник 133/152	0,4
УБТС-168	67
ТБТ-127х25,5	150
БТ-127х9,19 “S-135”	ост.
Режим бурения	Программные значения
Нагрузка на долото ($G_{\text{долото}}$), т	4-18
Расход промывочной жидкости ($Q_{\text{вх}}$), л/с	30-50
Количество оборотов СВП ($N_{\text{СВП}}$), об/мин	30-80
Расчетное количество оборотов ВЗД ($N_{\text{ВЗД}}$), об/мин	90-192
Дифференциальный перепад на ВЗД, атм	25-35

4.4 Технология промывки при бурении рапоносного горизонта под эксплуатационную колонну

Вскрытие рапоносных горизонтов, приуроченных к бильчирскому (1608-1788 м), биркинскому (1918-2018 м), атовскому (2173-2238 м), христофоровскому (2344-2444 м), балыхтинскому (2444-2464 м) горизонтам Ковыктинского ГКМ осуществляется на утяжеленном полимер-минерализованном буровом растворе [36].

Исходя из горно-геологических условий Ковыктинского ГКМ, с целью повышения технико-экономических показателей бурения разведочных скважин, предотвращения осложнений при проводке скважины и качественного вскрытия рапоносных горизонтов в условиях АВПД к буровым растворам и материалам для их приготовления предъявляются следующие требования:

- для приготовления буровых растворов, предназначенных для вскрытия рапоносных горизонтов, необходимо применять солестойкие материалы, в том числе и по отношению к двухвалентным солям кальция и магния;
- с целью предупреждения размыва солевых отложений и кавернообразования, минерализация фильтрата утяжеленного бурового раствора по анионам хлора (Cl⁻) должна превышать 180 000 мг-экв/л.;
- реологические параметры утяжеленного полимер-минерализованного бурового раствора должны обеспечивать очистку ствола скважины от выбуренной породы (каменной соли);
- с целью предупреждения и ликвидации поглощений на объекте выполнения работ необходимо предусмотреть запас кольматантов разного характера (гранулированные, чешуйчатые, волокнистые).

Исходя из вышеперечисленных требований, регламентированные параметры безводного ингибированного бурового раствора для вскрытия рапоносных горизонтов на Ковыктинском ГКМ приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Регламентируемые параметры безводных ингибирующих буровых растворов для вскрытия рапоносных горизонтов на Ковыктинском ГКМ

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение в интервале	
		1600-2500	2500-3283
Плотность	кг/м ³	1110-1140	1110-1140
Электростабильность	В	66-76	85-105
Фильтрация (0,7МПа/30мин)	см ³	3-4	3-4
Корка	мм	до 1 мм	до 1 мм
Липкость корки по ФСК	---	0,2	0,2
СНС 1 мин/10 мин	дПа	40-70 60-90	40-70 60-90
Пластическая вязкость	мПа·с	40-60	40-60
Динамическое напряжение сдвига	дПа	80-120	80-120
Содержание твердой фазы	%	до 18	до 18
Содержание песка	%	< 1	< 1

Рапоносный горизонт бельской свиты на Ковыктинском ГКМ рекомендуется вскрывать на утяжеленном полимер-соленасыщенном буровом растворе.

Расчет необходимого количества материалов и химреагентов произведен на основании п.394 Федеральных норм и правил в области промышленной

безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а именно: «При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления». Количество материалов рассчитано из расчета 160 м³ бурового раствора в скважине.

Вскрытие рапоносных горизонтов в интервале под 245 мм эксплуатационной колонны диаметром 245/250 мм (1600-2500 м) и потайной 178 мм колонны (2500-3283 м) осуществляется на безводном ингибирующем растворе согласно рецептуре, представленной в «Групповом рабочем проекте».

4.5 Приготовление изоляционного состава в промысловых условиях

Для приготовления состава сшивателя из порошка метасиликата натрия необходимо:

- набрать в емкость 20 м³ технической воды и при интенсивном перемешивании через гидроворонку медленно, избегая образования комков добавить 8,6 тонн порошка метасиликата натрия, перемешать в течение 60-90 минут;
- после полного растворения метасиликата довести объем до 25 м³ и дополнительно перемешать в течение 60 мин.;
- после перемешивания к полученному раствору, медленно, через гидроворонку добавить 500 кг гидроксипропилцеллюлозы и перемешать в течение 120-180 минут;
- состав готов к применению.

Для приготовления состава сшивателя из технического жидкого стекла требуется:

- измерить начальную плотность технического жидкого стекла, по результатам измерения разбавить технической водой до плотности 1340 кг/м³;

- для приготовления 25 м³ состава сшивателя набрать в емкость для его приготовления 5 м³ технической воды (1020 кг/м³) и прилить 20 м³ технического жидкого стекла, перемешать в течение 60-90 мин;
- после перемешивания к полученному раствору, медленно, через гидроворонку добавить 500 кг гидроксиэтилцеллюлозы и перемешать в течение 120-180 минут;
- состав готов к применению.

4.6 Технологические операции при установке состава сшивателя в рапоносный горизонт

Одно из главных осложнений при разбуривании скважин на Ковыктинском ГКМ это рапопроявление, которое приводит к изливу бурового раствора на дневную поверхность, размыву стенок скважины и, как следствие, некачественному цементированию в интервале рапоносного горизонта.

Целью настоящей технологии является ограничение или ликвидация проявления рапы во время и после добуривания интервала под 245 мм эксплуатационной колонны, что позволит сократить затраты на осложнения, связанные с ликвидацией рапопроявления [79].

Для бурения интервала эксплуатационной колонны используется соленасыщенный утяжеленный буровой раствор с максимальной плотностью 2420 кг/м³. Данная плотность обусловлена риском вскрытия зоны АВПД с высоким коэффициентом аномальности пластового давления (в градиенте плотности до 2300 кг/м³) во время вскрытия бельской и усольской свит.

Настоящая технология подразумевает пошаговое вскрытие рапоносного горизонта и установка состава сшивателя в пробуренный интервал (интервалы) в следующей последовательности:

1. После спуска и цементирования 324 мм технической колонны, согласно «Плана работ на вскрытие рапоносного горизонта», собрать КНБК на разбуривание цементного стакана и бурение интервала рапоносного горизонта.

2. Перевести скважину на утяжеленный соленасыщенный буровой раствор плотностью 1770 кг/м^3 и приступить к бурению интервала, согласно технологическим режимам «Программы на бурение».

3. Во время бурения интервала постоянно вести контроль за содержанием ионов кальция (Ca^{2+}) и магния (Mg^{2+}), механической скоростью бурения. В случае их увеличения от плановых значений можно предположить, что рапоносный горизонт вскрыт.

4. При отсутствии роста давления на устье скважины продолжить углубление скважины не менее 200 м из-под башмака 324 мм технической колонны.

5. После окончания бурения произвести промывку ствола скважины не менее 2-х полных циклов скважины (с учетом объема рабочей емкости) с производительностью 40-45 л/сек, интенсивным расхаживанием бурильного инструмента и вращением верхнего силового привода (ВСП) (положение I на рисунке 4.2).

6. Убедившись в отсутствии шлама на виброситах, приступить к подъему бурильного инструмента для смены КНБК.

7. Приготовить в одной из емкостей (предварительно прочистив и промыв ее от остатков бурового раствора) из порошка метасиликата натрия или готового жидкого стекла состав сшивателя в объеме 25 м^3 из расчета:

- 21 м^3 открытого ствола скважины, при диаметре долота ($D_{\text{дол}} = 295,3 \text{ мм}$), коэффициенте кавернозности ($K_{\text{кав}} = 1,25$);

- 4 м^3 внутреннего объема 324 мм технической колонны выше ее «башмака» на 50 м.

8. Для приготовления состава сшивателя из порошка метасиликата натрия необходимо:

– набрать в емкость 20 м^3 технической воды и при интенсивном перемешивании через гидроворонку медленно, избегая образования комков добавить 8,6 тонн порошка метасиликата натрия, перемешать в течение 60-90 минут;

- после полного растворения метасиликата довести объем до 25 м³ и дополнительно перемешать в течение 60 мин.;

- после перемешивания к полученному раствору, медленно, через гидроворонку добавить 500 кг гидроксиэтилцеллюлозы и перемешать в течение 120-180 минут;

- состав готов к применению.

9. Для приготовления состава сшивателя из технического жидкого стекла требуется:

- замерить начальную плотность технического жидкого стекла, по результатам измерения разбавить технической водой до плотности 1340 кг/м³;

- для приготовления 25 м³ состава сшивателя набрать в емкость для его приготовления 5 м³ технической воды (1020 кг/м³) и прилить 20 м³ технического жидкого стекла, перемешать в течение 60-90 мин.;

- после перемешивания к полученному раствору, медленно, через гидроворонку добавить 500 кг гидроксиэтилцеллюлозы и перемешать в течение 120-180 минут;

- состав готов к применению.

10. После подъема бурильного инструмента на земную поверхность закрыть превентор и наблюдать за давлением на устье скважины.

11. В случае отсутствия роста давления на устье скважины, приступить к сборке бурильного инструмента без элементов КНБК с открытой воронкой на забое.

12. Спустить бурильный инструмент до глубины выше на 10-15 метров от забоя и промыться в течение двух циклов с расхаживанием бурильного инструмента и наблюдением за выходом шлама на ситах.

13. В случае отсутствия шлама на ситах, скачков давления и наличия свободного хождения бурильного инструмента, приступить к закачиванию состава сшивателя в открытый ствол с применением промежуточных

разделительных составов (буферов) между буровой раствор – сшиватель и сшиватель – буровой раствор.

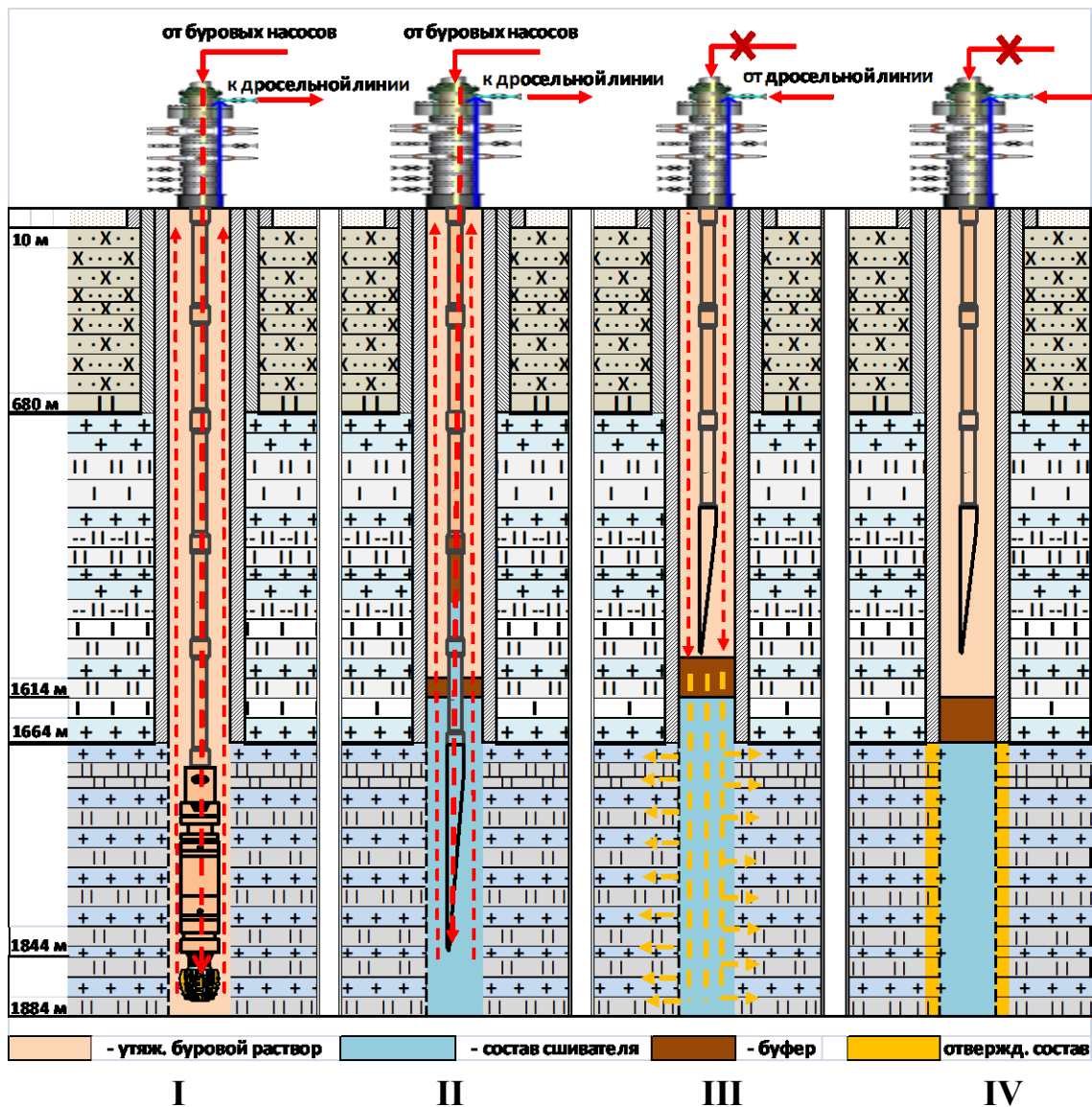


Рисунок 4.2 – Поэтапная схема установки блокирующего состава в рапоносный горизонт на Ковыктинском ГКМ

14. При производительности буровых насосов $Q = 12-14$ л/сек закачать требуемый объем сшивателя (из расчета вытеснения сшивателя из трубного пространства) в открытый ствол скважины на 50 м выше башмака 324 мм технической колонны (положение II на рисунке 4.2).

15. Поднять воронку бурильного инструмента выше предполагаемой «головой» буферного состава, загерметизировать затрубное пространство, создав избыточное давление, закачать расчетный объем бурового раствора. Величина

создаваемого избыточного давления определяется по промышленным данным и согласовывается с геологической службой Заказчика (положение III на рисунке 4.2).

16. Поддержание давления при установке состава сшивателя осуществлять в течение 1,5-2 часов с наблюдением за изменением давления в затрубном пространстве (положение IV на рисунке 4.2).

17. Поднять бурильный инструмент, собрать роторную КНБК на замещение оставшегося состава сшивателя утяжеленным соленасыщенным буровым раствором.

18. Спустить роторную КНБК на забой вымыть с интервала открытого ствола состав сшивателя и прошаблонировать ствол скважины перед проведением ГИС.

19. В случае непроведения ГИС после шаблонировки, продолжить углубление скважины, с наблюдением за ростом давления на устье и изменением расхода бурового раствора на входе и на выходе скважины [79].

4.7 Ликвидация рапопроявления при бурении интервала под эксплуатационную колонну на Ковыктинском ГКМ по технологии бурения с регулируемым забойным давлением

Проектными решениями [36] предусмотрено вскрытие рапоносного горизонта долотом 295,3 мм на соленасыщенном буровом растворе плотностью 1210 кг/м³ и возможным его утяжелением до плотности 2020 кг/м³ в условиях бурения по технологии БРД.

В случае рапопроявления при плотности бурового раствора 1210 кг/м³, технология предусматривает использование ПВО для предупреждения рапопроявления, с дальнейшим определением избыточного давления на устье скважины. По результатам полученных данных производится перерасчет пластового давления и выбор дальнейшей технологии бурения: с применением технологии БРД или без.

По результатам проведенного гидродинамического моделирования, согласно техническим параметрам (диаметр скважины, размеры КНБК, градиенты пластового и давления гидроразрыва), вскрытие рапоносного горизонта на Ковыктинском ГКМ необходимо начинать с плотностью бурового раствора 1770 кг/м³.

В случае вскрытия рапоносных пропластков с коэффициентом аномальности выше 1,7, утяжеление бурового раствора необходимо производить в соответствии с матрицей контроля скважины, исходя из фактических условий бурения (рисунок 4.3) и гидравлического моделирования условий бурения рапоносного горизонта по технологии БРД.

Объем притока	Устьевые давления для РУГ		
	Бурение < 70 атм.	Бурение от 70 до 105 атм.	Бурение > 105 атм.
	Наращивание < 85 атм.	Наращивание от 85 до 105 атм.	Наращивание > 105 атм.
Нет притока	Продолжить бурение	Продолжить бурение. Определить причину повышения противодействия.	Закрыть ПВО. Следовать стандартной процедуре контроля скважины
Менее 2 м ³	Остановить бурение. Увеличить противодействие на устье, пока не сравняется расход на входе и выходе из скважины. При выравнивании параметров скорректировать противодействие увеличением удельного веса.		Закрыть ПВО. Следовать стандартной процедуре контроля скважины
Более 2 м ³	Закрыть ПВО. Следовать стандартной процедуре контроля скважины		

Рисунок 4.3 – Пример матрицы решений для контроля скважины при бурении с регулируемым давлением

4.8 Программа для расчета гидравлических параметров закачки блокирующего состава

Программа предназначена для расчёта процесса закачивания изоляционного материала с целью предотвращения рапопроявлений, необходимых для проведения работ объемов технологических жидкостей и предварительной оценки эффективности проектируемых операций [80]. Программа включает в себя форму с двумя вкладками – для ввода исходных данных (рисунок 4.4) и для

предоставления результатов в текстовом варианте и в виде графиков (рисунок 4.5), а также их экспорта в формате Excel.

Исходные данные	Результаты расчета		
Глубина залегания пласта, м	1700	Плотность бурового раствора, кг/м ³	1200
Толщина пласта, м	10	Плотность буферного раствора, кг/м ³	1100
Пористость пласта, д. ед.	0.1	Плотность изолирующего раствора, кг/м ³	1200
Проницаемость пласта, мкД	1	Динамическая вязкость изолирующего раствора, мПа·с	80
Дебит рапы, м ³ /ч	41.76	Динамическая вязкость буферного раствора, мПа·с	25
Плотность рапы, кг/м ³	1300	Динамическая вязкость бурового раствора, мПа·с	25
Радиус контура питания, м	250	СНС бурового раствора, Па	1.2
Коэффициент аномальности	2.2	СНС буферного раствора, Па	1.2
Коэффициент гидроразрыва	2.6	СНС изолирующего раствора, Па	2.5
Шаг расчета, м	0.01	Расход, м ³ /ч	5.976
Радиус скважины по долоту, м	0.1	Давление нагнетания, МПа	4
Диаметр НКТ, м	0.073	Потери давления на ГРИ, МПа	1
Высота установки пакера над пластом, м	100		

Рисунок 4.4 – Окно ввода исходных данных для расчета

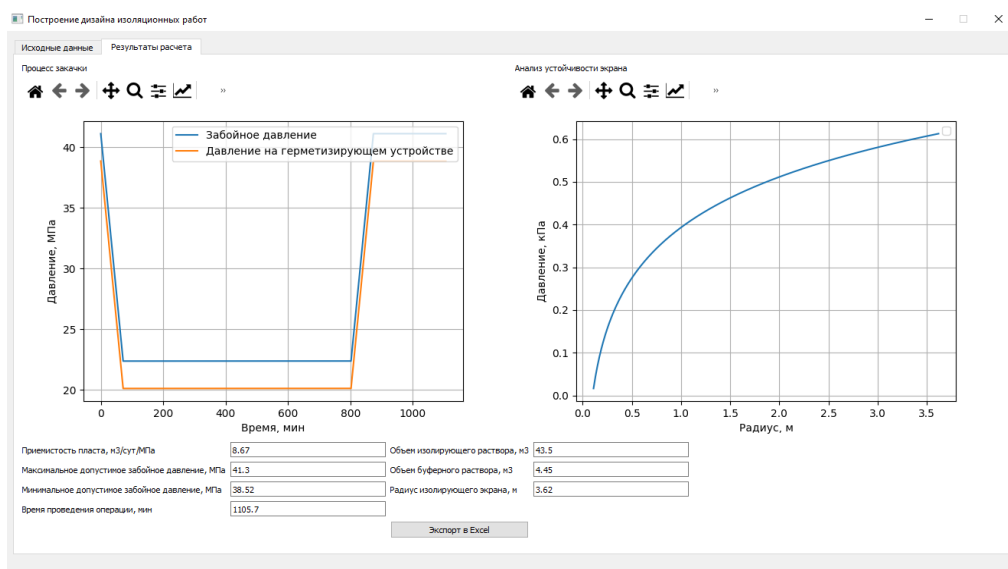


Рисунок 4.5 – Окно результата

4.9 Выводы к главе 4

1. Обосновано применение технологии изоляции пластов с использованием разработанного блокирующего состава, которая заключается в мониторинге репрессии в процессе закачки блокирующего состава в систему трещин приствольной зоны пласта с использованием блока БРД, с учётом изменения его структурно-реологических свойств при взаимодействии с химически активной рапой Ковыктинского ГКМ.

2. Даны рекомендации для промывки скважин при бурении рапоносных горизонтов под эксплуатационную колонну, с целью повышения технико-экономических показателей бурения скважин, предотвращения осложнений при проводке скважины и качественного вскрытия рапоносных горизонтов в условиях АВПД соленосных толщ.

3. Разработана схема установки разработанного блокирующего состава в рапоносный горизонт на Ковыктинском ГКМ, включающая поэтапное вскрытие рапопроявляющих АВПД пластов и последующую закачку блокирующего состава через компоновку с открытой воронкой на забое и контроль репрессии на пласт.

Таким образом, реализация технологии изоляции рапопроявляющих пластов с применением разработанного блокирующего состава позволит повысить эффективность бурения скважин в интервалах рапопроявлений за счёт предотвращения поступления рапы из напорных пластов в скважину и сокращения непроизводительного времени, связанного с подготовкой ствола скважины перед спуском обсадных колонн и их дальнейшим цементированием.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена целесообразность применения технологии изоляции рапопроявляющих пластов и мониторинга репрессии на систему трещин соленосной толщи с учётом механизма, учитывающего количественные и качественные критерии выбора системы «рапа-блокирующий состав».

2. Разработан блокирующий состав на основе водного раствора метасиликата натрия и высоковязкой гидроксипропилцеллюлозы, позволяющий повысить эффективность бурения скважин в интервалах рапопроявлений на Ковыктинском ГКМ. Экспериментально подтверждено соответствие физико-химических и структурно-реологических свойств блокирующего состава требованиям, необходимым для изоляции рапопроявляющих пластов в термобарических условиях интервала Бельской свиты.

3. Разработана технология изоляции рапопроявляющих пластов, основанная на мониторинге репрессии в процессе гидродинамического воздействия на систему трещин блокирующим составом, с учётом его структурно-реологических свойств и химического состава рапы.

4. Опытное-промышленное внедрение разработанной технологии изоляции рапопроявляющих пластов показало свою эффективность при испытаниях на скважине № 4031 КП №403 Ковыктинского ГКМ. Сокращение непроизводительного времени составляет от 7 до 10 суток.

Перспективой развития темы диссертационного исследования в будущем является разработка составов и технологии для ликвидации поглощений при бурении хемогенных отложений Восточной Сибири.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВПД	-	аномально высокие пластовые давления
БР	-	буровой раствор
БРД	-	бурение с регулируемым давлением
ВУС	-	вязкоупругая система
ГИС	-	геофизические исследования скважин
ГКМ	-	газоконденсатное месторождение
ГРП	-	гидроразрыв пласта
ГФР	-	геофизические работы
ДНС		динамическое напряжение сдвига
ИБР	-	известково-битумный раствор
КМЦ	-	карбоксиметилцеллюлоза
КНБК	-	компоновка низа бурильной колонны
МСЦ	-	муфта ступенчатого цементирования
ОК	-	обсадная колонна
ПАА	-	полиакриламид
ПДНС		предельное динамическое напряжение сдвига
ПВО	-	противовыбросовое оборудование
ПСЖ	-	полимерсолевые жидкости
ПЦТ	-	портландцемент
РУО	-	раствор на углеводородной основе
СВП	-	система верхнего привода
СНС	-	статическое напряжение сдвига
СПО	-	спуско-подъемные операции
УВ	-	условная вязкость
ЭК	-	эксплуатационная колонна
ЭЦП	-	эквивалентная циркуляционная плотность

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аверкина, Е.В. Анализ рапопроявлений в скважинах, пробуренных на территории Иркутского амфитеатра / Е. В. Аверкина // Известия Сибирского отделения РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2007. – № 4(30).
2. Аверкина, Е.В. Анализ рапопроявляющих скважин на газоконденсатных месторождениях Иркутской области/ Аверкина Е.В. // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. – №2, вып. 35. – С.152-157;
3. Аверкина, Е.В. Особенности приготовления буровых растворов на основе пластовой воды Знаменского месторождения / Аверкина Е.В., Шакирова Э.В. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. –№4. – С. 38-46;
4. Агзамов, Ф.А. Применение вязкоупругих систем при креплении скважин / Агзамов Ф.А. и др. // БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Том 3.– С. 30-34;
5. Алехин, С.Н. Способ бурения скважин в соленосных отложениях: пат. 93001373 РФ / Алехин С.Н. – № 93001373/03; заявл. 11.01.1993; опубл. 27.09.1995;
6. Алехин, С.Н. Способ сооружения скважин в соляно-ангидритовых отложениях, заключающих зону рапопроявлений: пат. 1320384 СССР / Алехин С.Н. – № 4030234; заявл. 25.02.1986; опубл. 30.06.1987;
7. Апасов, Г.Т. Лабораторные исследования синтетической смолы для проведения изоляционных работ в скважинах / Апасов Г.Т. // Нефтегазовое дело. – 2013. – №12. – С. 29-33;
8. Аслзода, Э.М. Буровые растворы и их значение при проходке соленосных отложений в сложных геологических условиях / Аслзода Э.М. // Известия Академии Наук Республики Таджикистан, отделение физико-математических, химических, геологических и технических наук. – 2015. – №4 (161). – С. 113-117;

9. Байбурдов, Т.А. Способ получения тампонажного состава для гидроизоляции сооружения в породах водорастворимых солей: пат. 2597907 РФ / Байбурдов Т.А. [и др.] – №2015141406/03; заявл. 29.09.2015; опубл. 20.09.2016;

10. Батыров, М.И. Разработка мероприятий для предупреждения и своевременной ликвидации геологического осложнения в виде рапопроявлений при бурении скважины №9 Виканской площади / Батыров М.И., Савенок О.В. // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК). – Краснодар: ООО "Издательский Дом - Юг", 2020. – №1. – С. 44-73;

11. Белей, И.И. Способ изоляции пластов с проявлениями полиминеральных вод высокой степени минерализации: пат. 2691229 РФ / Белей И.И., Сехниашвили В.А. [и др.]. – № 2018127155; заявл. 23.07.2018; опубл. 11.06.2019;

12. Белоусов, Г.А. Гипсовая тампонажная смесь утяжеленная: пат. 2468058 РФ / Белоусов Г.А., Скориков Б.М., Журавлев С.Р. – № 2011118900/03; заявл. 11.05.2011; опубл. 27.11.2012;

13. Белоусов, Г.А. Основа отверждаемого тампонажного раствора: пат. 2468187 РФ / Белоусов Г.А., Скориков Б.М., Журавлев С.Р. – № 2011118907/03; заявл. 11.05.2011; опубл. 27.11.2012;

14. Белоусов, Г.А. Сероводородостойкий тампонажный раствор: пат. 2471843 РФ / Белоусов Г.А., Скориков Б.М., Журавлев С.Р. – № 2011118898/03; заявл. 11.05.2011; опубл. 10.01.2013;

15. Белоусов, Г.А. Тампонажные растворы на солевой основе для установки изоляционно-ликвидационных мостов в интервалах соленосных отложений / Белоусов Г.А. и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – №11. – 49-51;

16. Береговой, А.Н. Гелеобразующий состав для ограничения водопритока в добывающей скважине, на которой осуществляется паротепловое воздействие / Береговой А.Н., Рахимова Ш.Г., Князева Н.А. и др. // Патент РФ №2706149 С1. Заявка: 2018118693 Дата подачи заявки: 21.05.2018.

17. Брагина, О.А. Способ создания фильтрационной завесы при бурении высоконапорных пластов, насыщенных крепкими хлоридно-кальциевыми рассолами: пат. 2735508 РФ / Брагина О.А. [и др.]. – № 2020116305; заявл. 29.04.2020; опубл. 03.11.2020;
18. Буглов, Е.Н. Бурение скважин в условиях сероводородной агрессии / Буглов Е.Н., Васенева Е.Г. // Вестник ИрГТУ. – 2013. – №12 (83). – С. 121-123;
19. Васильченко, А.А. Способ заканчивания скважины: пат. 1700215 СССР / Васильченко А.А. – № 4653455; заявл. 21.02.1989; опубл. 23.12.1991;
20. Вахромеев, А.Г. Горно-геологические условия бурения рапопроявляющих зон с аномально высоким пластовым давлением в природных резервуарах кембрия на Ковыктинском газоконденсатном месторождении / Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А. и др. // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2016. – № 2 (55). – С. 74–87;
21. Вахромеев, А.Г. Конструкция глубокой скважины: пат. 88052 РФ / Вахромеев А.Г. – №2008145732/22; заявл. 19.11.2008; опубл. 27.10.2009;
22. Вахромеев, А.Г. Способ вскрытия высоконапорных пластов, насыщенных крепкими рассолами: пат. 2735504 РФ / Вахромеев А.Г. [и др.] – № 2020110101; заявл. 10.03.2020; опубл. 03.11.2020;
23. Вахромеев, А.Г. Способ строительства скважины в осложненных условиях: пат. 2630519 РФ / Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А. [и др.]. – № 2016112797; заявл. 04.04.2016; опубл. 11.09.2017;
24. Вахромеев, А.Г. Фонтанные проявления предельно насыщенных литиеносных рассолов в скважинах на юге Сибирской платформы: бурение, испытание, прогноз флюидных систем с АВПД / Вахромеев А.Г., Горлов И.В. и др. // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России XII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием – Новосибирск, 18-22 июня 2018 г – С. 27 – 33;

25. Воронин, П. Методы борьбы с рапопроявлениями в пределах Астраханского свода / Воронин П., Куликов А., Лобуренко А. // Бурение. – М., 2001. – №2. – С. 23-25;
26. Гасумов, Р.А. Вязкоупругий состав для изоляции притока пластовых вод в скважинах (варианты): пат. 2377389 РФ / Гасумов Р.А. оглы [и др.]. – № 2008116078/03; заявл. 23.04.2008; опубл. 27.12.2009;
27. Гасумов, Р.А. Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах: пат. 2356929 РФ / Гасумов Р.А. оглы [и др.]. – № 2008101055/03; заявл. 09.01.2008; опубл. 27.05.2009;
28. Горбунов, А.Н. Способ крепления обсадных колонн в скважине: пат. 2175711 РФ / Горбунов А.Н., Тихонов В.Г. – № 2000106463/03; заявл. 15.03.2000; опубл. 10.11.2001;
29. Горонович, С.Н. Генезис коллекторов рапы и условия их тампонажа при строительстве скважин в Оренбургской области / Горонович С.Н. и др. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2007. – №6. – С.39-43;
30. Горонович, С.Н. Технология изоляции зоны рапогазопроявления / Горонович С.Н.и др. // Бурение и нефть. – 2006. – №07-08. – С. 34-35;
31. ГОСТ 13078-81. МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. СТЕКЛО НАТРИЕВОЕ ЖИДКОЕ. Технические условия.
32. ГОСТ 18164-72. Вода питьевая. Метод определения содержания сухого остатка. Введ. 01.01.1974. – М.: ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 1974. – 4 с.;
33. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе. Введ. 01.04.2016. – М.: ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 2021. – 80 с.;
34. ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011). Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промышленных условиях. Введ. 01.08.2017. – М.: ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 2015. – 128 с.;
35. ГОСТ 33768-2015. Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости прозрачных и непрозрачных жидкостей

36. Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных скважин Ковыктинского газоконденсатного месторождения по «тяжёлой» конструкции. Раздел 5. Подраздел 7. ИОС7. Том 5.7. 2020 – 513 с.

37. Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных скважин Ковыктинского газоконденсатного месторождения по «лёгкой» конструкции. Раздел 5. Подраздел 7. ИОС7. Том 5.7. 2020 – 513 с.

38. Гумеров, А.С. Совершенствование технологии внутрипластовой изоляции силикатно-полимерными составами в условиях неоднородных коллекторов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа. 2020.

39. Даханаяки, М.С. Композиция и способ для загущения крепких водных рассолов: пат. 2432380 РФ / Даханаяки М.С. [и др.]. – № 2008123876/03; заявл. 06.11.2006; опубл. 27.10.2011;

40. Двойников, М.В. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин / М.В. Двойников, В.Н. Кучин, М.Ш. Минцаев // Записки Горного университета. 2021. Т.247, С.57-65. DOI: 10.31897/PM1.2021.1.7.

41. Деминская, Н.Г. Анализ использования ингибирующих растворов и пути их совершенствования в условиях сульфатно-галлоидной агрессии / Деминская Н.Г. и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №8. – С. 26-28;

42. Дмитриева, З.Т. Состав для временной изоляции нефтегазоводонасыщенных пластов: пат. 1661369 СССР / Дмитриева З.Т. [и др.]. – № 4646480/03; заявл. 12.12.1988; опубл. 07.07.1991;

43. Добсон, Д. В. Способы, системы и композиции для контролируемого сшивания водных растворов для обработки скважин: пат. 2515109 РФ / Добсон Мл. Джеймс В. [и др.]. – №2010139959/03; заявл. 27.02.2009; опубл. 10.04.2012;

44. Ефимов, А.В. Исследование и разработка технологий ликвидации рапопроявлений. Автореф. дис. канд. тех. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 24 с;

45. Жернаков, В.Н. О повышении гармоничности взаимодействия бурового раствора с породами геологического разреза (на примере месторождений Восточной Сибири) / Жернаков В.Н., Бастриков С.Н. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – №11. – С. 47-49;
46. Зайнулина, А.Ш. Оценка реологических параметров модифицированного крахмала в буровых растворах / Зайнулина А.Ш., Песириди Я.Ю., Исмукашева М. // Вестник Алматинского технологического университета. – 2016. – № 2. – С. 92-96;
47. Ильин, А. И. Пути прогноза горно-геологических условий бурения на Ковыктинском газоконденсатном месторождении / А. И. Ильин, А. Г. Вахромеев, С. А. Сверкунов [и др.] // Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2016. – № 4(57). – С. 48-61. – DOI 10.21285/0130-108X-2016-57-4-48-61.
48. Инструкция по технологии ограничения притока вод и интенсификации добычи нефти многокомпонентной пеной на основе силиката натрия и хлористого кальция. РД 39-1-1221-84. Москва. 1985;
49. Кагальников, А.Я. Способ изоляции притоков рапы в скважине: пат. 1444505 СССР / Кагальников А.Я. – № 4200457; заявл. 28.11.1986; опубл. 15.12.1988;
50. Кадыров, Р.Х. Методы ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук;
51. Казаков, В.В. Повышение эффективности буровых работ в условиях аномальных давлений и сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов: На примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения / Казаков В.В. // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.15.10;

52. Кесаван, С. Способы и композиции для увеличения вязкости тяжелых водных рассолов: пат. 2538564 РФ / Кесаван С. [и др.]. – №2011153364/03; заявл. 04.06.2010; опубл. 20.07.2013;
53. Клещенко, И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / Клещенко И.И., Зозуля, Г.П., Ятафаров А.К. // Учебное пособие. Тюмень. ТюмГНГУ. 2010. 344 С;
54. Клещенко, И.И. Эмульсионный состав для глушения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин: пат. 2213762 С1 / Клещенко И.И., Сохошко С.К., Юшкова С.К. [и др.]. – № 2002105033/03; заявл. 26.02.2002;
55. Королев, А.В. Лабораторные исследования состава «SWS-PLAST» ООО «Акрос» для разработки новой технологии водоизоляционных работ и укрепление призабойной зоны пласта / А.В. Королев, П.Л. Рябцев, Д.В. Александров, М.С. Терещук // Бурение и нефть, 2019 г, март;
56. Косаревич, И.В. Реагент для буровых растворов: пат. 1801979 СССР / Косаревич И.В., Шиц Л.А. [и др.]. – № 4899410; заявл. 03.01.1991; опубл. 15.03.1993;
57. Кошелев, В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. – 687 с.: ил.;
58. Кудрявцев, Л.Н. Тампонажный раствор для глушения рапопроявлений: пат. 1043292 СССР / Кудрявцев Л.Н., Тулаева С.В. [и др.]. – № 3225251; заявл. 27.10.1980; опубл. 23.09.1983;
59. Лымарь, И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях республики Беларусь / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №5. С.122-128;
60. Махоматхожаев, Д.Р. Бурения скважин в соленосных отложениях АО «Узбурнефтегаз» в условиях рапопроявления // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2018. – С. 175-180;

61. Медведева, Н.А. Применение армированных полимерных систем для увеличения нефтеизвлечения и ограничения водопритока в добывающих скважинах;
62. Методические указания компании ПАО «НК «Роснефть» Единые технические требования по основным классам химических реагентов № П1-01.05 М-0044 от 09 февраля 2016 г. – 2019. – 183 с.;
63. Мисюркеева, Н.В. Складчато-надвиговое строение осадочного чехла юго-восточной окраины Сибирского кратона (Ковыктинско-Хандинская зона) / Мисюркеева Н.В. // диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Иркутск, 2022;
64. Новомлинский, И.А. Состав для ликвидации межколонных перетоков флюидов в нефтяных и газовых скважинах: пат. 2117758 РФ / Новомлинский И.А., Заяц В.П. – № 97120409/03; заявл. 17.12.1997; опубл. 20.08.1998;
65. Окроелидзе, Г.В. Способ вскрытия пластов с аномально высокими пластовыми давлениями и предупреждения смятия обсадной колонны скважины в процессе ее эксплуатации: пат. 2732424 РФ / Окроелидзе Г.В. [и др.] – № 2014154574/03; заявл. 31.12.2014; опубл. 20.02.2016;
66. Павильченко, А.А. Способ предупреждения рапопроявлений: пат. 1691507 СССР / Павильченко А.А. – № 4674325; заявл. 22.02.1989; опубл. 15.11.1991;
67. Перейма, А.А. Вязкоупругие растворы для изоляции поглощающих пластов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №4. – С. 34-37;
68. Перейма, А.А. Вязкоупругий состав для ликвидации межколонных газопроявлений в скважинах: пат. 2365613 РФ / Перейма А.А. [и др.]. – № 2008101056/03; заявл. 09.01.2008; опубл. 09.01.2009;
69. Перечень ЛНД АО «Самаранефтегаз» и ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] // URL: <http://zakupki.rosneft.com/files/zakup/242/2017-09/347063/docs/6>. Перечень ЛНД АО «Самаранефтегаз» и ПАО «НК «Роснефть».rar [дата обращения 15.04.2023];

70. Петров, Н.А. Исследование солеустойчивых полимерных реагентов // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – № 2. – С. 38-54;
71. ПНД Ф 14.1:2:4.261-10. Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации сухого и прокаленного остатков в пробах питьевых, природных и сточных вод гравиметрическим методом. М., 2015. – 15 с.;
72. Пономаренко, Д.В. Тампонажная смесь: пат. 2304606 РФ / Пономаренко Д.В. [и др.]. – №2006102921/03; заявл. 01.02.2006; опубл. 20.08.2007;
73. РД 39-00147001-773-2004. Методика контроля параметров буровых растворов. – Взамен РД 39-00147001-773-2004; Краснодар: НПО «Бурение», 2004. – 128 с.;
74. Семенычев, Г.А. Способ изоляции зон рассолопроявления в скважинах: пат. 2152508 РФ / Семенычев Г.А., Файницкий С.Б. [и др.]. – № 98119499/03; заявл. 26.10.1998; опубл. 10.07.2000;
75. Семенякин, В.С. Распознавание причин развития проявлений на ранней стадии их возникновения при бурении // Вестник АГТУ. – г.Астрахань. – 2004. – №4 (23). – С. 107-111;
76. **Сидоров, Д.А.** Патент № 2784688 С1 Российская Федерация, МПК G09В 23/40. Стенд для физического моделирования процесса ликвидации водопроявлений: № 2022112145: заявл. 05.05.2022: опубликовано 29.11.2022 / Сидоров Д.А., Двойников М.В., Волков С.В., Сержан С.Л.; заявитель СПГУ. – 14 с.
77. **Сидоров, Д.А.** Патент № 2786952 С1 Российская Федерация, МПК E21В 47/10. Стенд для исследования удерживающей способности составов: № 2022117431: заявл. 11.05.2022: опубликовано 26.12.2022 / Двойников М.В., Сидоров Д.А., Волков С.В.; заявитель СПГУ. – 10 с.;
78. **Сидоров, Д.А.** Разработка стенда для физического моделирования процесса ликвидации рапопроявлений / **Сидоров Д.А.**, Куншин А.А., Двойников М.В. // Сборник материалов XV Международной научно-технической конференции, г. Пермь – 18–21 октября 2022 г. С. 348-351;

79. **Сидоров, Д.А.** Разработка технологии изоляции рапосодержащих пластов при бурении скважин / **Сидоров Д.А.**, Камбулов Е.Ю., Двойников М.В. // Тезисы докладов международной научно-практической конференции Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья, г. Санкт-Петербург, 15-16 ноября, 2022 г. С. 121;

80. **Сидоров, Д.А.** Свидетельство № 2022684347. Российская Федерация. Программа для расчёта гидравлических параметров буровых и технологических жидкостей при бурении и ремонте скважин: № 2022683780: заявлено 07.12.2022: опубликовано 13.12.2022 / **Сидоров Д.А.**, Куншин А.А., Гуреев И.А.; заявитель СПГУ. – 1 с.;

81. **Сидоров, Д.А.** Солевые отложения и рапопроявления: разработка сшивающих составов для блокирования пластов при бурении скважин / **Сидоров Д.А.**, Двойников М.В. // Сборник статей XLVII Международной научно-практической конференции Advances in Science and Technology, г. Москва, 15 сентября 2022 г. С. 84-85;

82. **Сидоров, Д.А.** Солеотложение и рапопроявление: анализ проблем возникающих при строительстве скважин / М. В. Двойников, **Д. А. Сидоров**, Е. Ю. Камбулов, А. Ю. Лаврик // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 10(130). – С. 20-25;

83. Силин, М.А. Исследования влияния ионов бора и минеральных солей, содержащихся в подтоварной воде, на качество полисахаридных жидкостей ГРП / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.А. Чиринина // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. – №1/2013 – С. 73-78;

84. Скоков, В.В. Генезис и химический состав рассолов Астраханского газоконденсатного месторождения, факторы возникновения и методы борьбы с рапопроявлением // Известия вузов. Горный журнал. – 2017. – №2. – С. 44-49;

85. Скориков, Б.М. Гипсомагнезиальный тампонажный раствор: пат. 2524774 РФ / Скориков Б.М. [и др.]. – № 2013101700/03; заявл. 11.01.2013; опубл. 10.08.2014;

86. Скориков, Б.М. Сероводородостойкий уплотняющийся ингибированный тампонажный раствор: пат. 2588078 РФ / Скориков Б.М., Майгуров И.В. – № 2015106260/03; заявл. 24.02.2015; опубл. 27.06.2016;
87. Скориков, Б.М. Тампонажный раствор: пат. 2601878 РФ / Скориков Б.М., Майгуров И.В. – №2015137813/03; заявл. 04.09.2015; опубл. 10.11.2016;
88. Скородиевская, Л.А. Тампонажный состав: пат. 2244804 РФ / Скородиевская Л.А., Скородиевский В.Г. [и др.]. – № 2003115994/03; заявл. 28.05.2003; опубл. 20.01.2005;
89. Сорокин, Л.А. Способ цементирования скважин с аномально высокими пластовыми давлениями: пат. 1221319 СССР / Сорокин Л.А., Мамаджанов У.Д. – № 3784723; заявл. 30.08.1984; опубл. 30.03.1986;
90. Старкова, Н.Р. Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах: пат. 2147672 РФ / Старкова Н.Р. [и др.]. – № 98119387/03; заявл. 26.10.1998; опубл. 20.04.2000;
91. Старошук, А.В. Причины рапо-, нефте-, и газопроявлений при бурении скважин на утяжеленных буровых растворах / Старошук, А.В., Семенякин В.С. // Нефтяное хозяйство. – 2011.– №4. – С.90-93;
92. Терентьев, В.Д. Способ изоляции интервала рассолопроявления в скважинах: пат. 1191559 СССР / Терентьев В.Д., Михайленко А.А. – № 3759074/22-03; заявл. 29.05.1984; опубл. 15.11.1985;
93. Тимченко, С.В. Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах из переработанной бумажной продукции и полиакриламида на основе пресной воды: пат. 2625128 РФ / Тимченко С.В., Данькин Ю.П. – № 2016104984; заявл. 15.02.2016; опубл. 11.07.2017;
94. Ушивцева, Л.Ф. Геологические риски и экологическая безопасность бурения скважин в регионах с развитием солянокупольной тектоники // ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ СОВРЕМЕННОСТИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ: Материалы II Всероссийской научно-практической конференции. – Орёл: Орловский государственный университет имени И.С. Тургенева, 2020. – С. 103-113;

95. Ушивцева, Л.Ф. Гидрогеологическая характеристика зон рапопроявлений Астраханского свода // Геология, география и глобальная энергия. – 2019. – №4 (75). – С. 106-115;
96. Фокин, Ю.В. Анализ методов ликвидации рапопроявлений на месторождениях Восточно-Сибирской платформы / Фокин Ю.В., Аверкина Е.В. // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: мат. Всероссийской науч.-техн. конференции с междунар. участием «Геонауки – 2018: актуальные проблемы изучения недр», посвященной памяти профессора В.Д. Маца. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2018. – Вып. 18. – С. 140-145;
97. Фролов, А.А. Соленасыщенная тампонажная композиция для высокотемпературных скважин: пат. 2273654 РФ / Фролов А.А., Рябоконец А.А. [и др.]. – № 2004125089/03; заявл. 18.08.2004; опубл. 08.01.2004;
98. Фроловский, Д.В. Способ приготовления базового рассола высокой плотности для создания жидкостей глушения и заканчивания скважин: пат. 2720023 РФ / Фроловский Д.В. – № 2019125055; заявл. 07.08.2019; опубл. 23.04.2020;
99. Хайловский, В.Н. Анализ геологических осложнений в надпродуктивных отложениях на Астраханском ГКМ / Хайловский В.Н. и др. // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – № 1 (32), часть 1. – С. 79-83;
100. Хамитьянов, Н.Х. Технология изоляции зоны осложнения колонной расширяемых труб / Хамитьянов Н.Х. и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – №1. – С. 19-21;
101. Хасанов, Т.Р. Способ крепления скважин в условиях высоконапорного водопроявления: пат. 1004613 СССР / Хасанов Т.Р., Екшибаров В.С., Мамаджанов У.Д. – № 3266088; заявл. 27.03.1981; опубл. 15.03.1983;
102. Хашимов, М. Способ борьбы с рапопроявлением при бурении скважин: пат. 977707 СССР / Хашимов М., Алехин С.А. [и др.]. – № 3295724; заявл. 24.06.1981; опубл. 30.11.1982;

103. Хуршудов, В.А. Характерные особенности борьбы с месторождениями в солевых отложениях верхней юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях Восточного Предкавказья (Борьба с проявлениями рапы) / Хуршудов В.А., Хуршудов Д.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010.– №1. – С. 11-14;

104. Хуршудов, В.А. Характерные особенности борьбы с месторождениями в солевых отложениях верхней юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях Восточного Предкавказья (К истории вопроса) / Хуршудов В.А., Хуршудов Д.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – №11. – С. 22-25;

105. Хуршудов, В.А. Характерные особенности борьбы с месторождениями в солевых отложениях верхней юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях Восточного Предкавказья (Итоги. Технология) / Хуршудов В.А., Хуршудов Д.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010.– №3. – С. 9-14;

106. Цыпкин, Е.Б. Вязкоупругий состав для изоляции межтрубного пространства скважин: пат. 2620674 РФ / Цыпкин Е.Б., Антоненко Д.В. – № 2016115044; заявл. 19.04.2016; опубл. 29.05.2017;

107. Шальнева, Н.В. Определение силикатного модуля жидкого стекла / Шальнева Н.В., Агейкина О.В. // Методические указания к выполнению лабораторной работы. Тюмень, 2016 – 20 с.;

108. Шелихов, А.П. Анализ отражения в геопотенциальных полях зон осложнений при бурении скважин на Ковыктинском ГКМ / Шелихов А.П. и др. // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 44-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, Москва, 23 — 27 января 2017 г. – М: ИФЗ РАН, 2017. – С. 403-406;

109. Шихалиев, И.Ю. оғлы Вязкоупругий состав для изоляции водопритоков в скважину: пат. 2486226 РФ / Шихалиев И.Ю. оғлы [и др.]. – № 2011151689/03; заявл. 16.12.2011; опубл. 27.06.2013;

110. Яников, М.Х. Способы управления процессами взаимодействия хемогенной толщи со скважиной-выработкой и ее крепью // Вестник ассоциации буровых подрядчиков.– 2014. – №1. – С. 10-14;

111. Ясов, В.Г. Рапопроявления при бурении скважин на нефть и газ // Производственный опыт. – 2004. – №4 (13). – С. 142-143;

112. Buslaev, G. Ensuring the Sustainability of Arctic Industrial Facilities under Conditions of Global Climate Change / Buslaev G.; Tsvetkov P.; Lavrik A.; Kunshin A.; Loseva E.; **Sidorov D.** // Resources 2021, 10, 128. DOI: 10.3390/resources10120128;

113. Dai, C. Water shutoff agent applicable to high-temperature high-salt oil reservoir water shutoff profile control: пат. CN103232839 (A) Китай/ Dai Caili [и др.]; China university of petroleum (Huadong). - CN201310179545; заявл. 15.05.2013; опубл. 07.08.2013;

114. Dvoynikov, M. Salt Deposits and Brine Blowout: Development of a Cross-Linking Composition for Blocking Formations and Methodology for Its Testing / Dvoynikov M.; **Sidorov D.**; Kambulov E.; Rose F.; Ahiyarov R. // Energies 2022, 15, 7415. DOI: 10.3390/en15197415;

115. Ezell, R.G. Compositions and systems for combatting lost circulation and methods of using the same: пат. US2011114318 (A1) США / Ezell Ryan G, Reddy B. Raghava;Halliburton Energy Services Inc. - US20090621329; заявл. 18.11.2009; опубл. 19.05.2011;

116. Growcock, F. Wellbore stability, stabilization and strengthening. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition / F. Growcock, N. Kaageson-Loe, J. Friedheim, M. Sanders, J. Bruton. // Offshore Mediterranean Conference (2009);

117. Gaurina-Međimurec, N. Aphron-based drilling fluids: solution for low pressure reservoirs / Gaurina-Međimurec N., Pašić B. // Rudarsko-Geolosko-Naftni Zb., 21 (2009), pp. 65-72;

118. Hamza, A. Polymeric formulations used for loss circulation materials and wellbore strengthening applications in oil and gas wells: A review. / Hamza A.;

Shamlooh M.; Hussein I.; Nasser M. // Journal of Petroleum Science and Engineering 2019 DOI: 10.1016/j.petrol.2019.05.022;

119. Jandyala, R. K. Methods for formulating a cement slurry for use in a subterranean salt formation using geometric modelling: пат. US2018135382 (A1) США / Jandyala Rama Krishna; Halliburton Energy Services Inc. - US201815870714; заявл. 12.01.2018; опубл. 17.05.2018;

120. Jiang, G. Novel Water-Based Drilling and Completion Fluid Technology to Improve Wellbore Quality during Drilling and Protect / Jiang G., Sun J., He Y., Cui K., Dong T. // Unconventional Reservoirs (2021) (Engineering);

121. Jin, F.Y. Plugging agent with temperature-resistant, salt-resistant and high-expansion for plugging large fractures and preparation method thereof: пат. US10889745 (B1) США/ Jin Fa Yang [и др.]; Southwest petroleum university. - US202017020854; заявл. 15.09.2020; опубл. 12.01.2021;

122. Karimi, M. A review of casing drilling advantages to reduce lost circulation, augment wellbore strengthening, improve wellbore stability, and mitigate drilling-induced formation damage / Karimi M., Petrie S.W., Moellendick E., Holt C. // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers (2011);

123. Lin, Y. Salt-resistant drilling fluid with super-high density, preparation method and application thereof: пат. CN103013468 (A) Китай/ Lin Yongxue [идр.]; China petroleum & chemical corporation, Sinopec research institute of petroleum engineering. - CN201110301302; заявл. 28.09.2011; опубл. 03.04.2013;

124. Liu, W. Saturated saline drilling fluid and preparation method thereof: пат. CN108659802 (A) Китай/ Liu Wei; CNPC Chuanqing Drilling ENG CO; China Nat Petroleum CORP. - CN201810584262; заявл. 08.06.2018; опубл. 16.10.2018;

125. Lucero, D.J.G. Water soluble ionic polymers resistant to high salinities and temperature: пат. MX2017013957 (A) Мексика/ Lucero D.J.G. [идр.]; Instituto Mexicano del Petróleo. - MX20170013957; заявл. 31.10.2017; опубл. 01.05.2019;

126. Mirabbasi, S. The evolution of lost circulation prevention and mitigation based on wellbore strengthening theory: A review on experimental issues / Mirabbasi, S.; Ameri, M.; Alsaba, M.; Karami, M.; Zargarbashi, A. // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 211, DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110149;
127. Mostafavi Toroqi, S.V. Experimental Analysis and Mechanistic Modeling of Wellbore Strengthening. University of Calgary (2012);
128. Nasiri, A. Experimental and field test analysis of different loss control materials for combating lost circulation in bentonite mud / Nasiri A., Ghaffarkhah A., Keshavarz Moraveji M., Gharbanian A., Valizadeh M. // J. Nat. Gas Sci. Eng., 44 (2017), pp. 1-8;
129. Qutob, H. Underbalanced drilling; remedy for formation damage, lost circulation, and other related conventional drilling problems. Abu Dhabi International Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers (2004);
130. Razavi, S.O. Experimental Investigation of the Wellbore Strengthening Phenomenon. The University of Texas at Austin (2016). Ph.D. Thesis;
131. Seright, R. Gel placement in fractured systems. SPE Production & Facilities 1995, 10, (04), 241-248;
132. Son, A. Shale and salt stabilizing drilling fluid: Shale and salt stabilizing drilling fluid: пат. US4526693 (A) США / Son A., Vernon N., Garvey C.; Halliburton Co, TXP Operating Co. – US495011; заяв. 16.05.1983 опубл. 02.07.1985;
133. Tsotetsi, D. Sol-gel derived mesoporous TiO₂: Effects of non-ionic copolymers on the pore size, morphology, specific surface area and optical properties analysis / Tsotetsi, D., Dhlamini, M., Mbule, P. // Results in Materials, 2022, 14;
134. Wang, J. / Treatment Technology of Brine Contamination and Barite Settlement for Temperature and High Density OBM for Ultra-Deep Well Drilling in Western China / Wang J. // International Petroleum Technology Conference. Beijing 2019. – 2019. – № 1(6). – С. 3652-3662;
135. Wang, L. Ultra-high density supersaturated saltwater drilling fluid: пат. CN105176502 (A) Китай/ Wang Lei; CNOOC Iraq LTD, Yangtze university. - CN201510179532; заявл. 16.04.2015; опубл. 23.12.2015;

136. Wang, Z. Analysis of thermally induced stresses for effective remediation of lost circulation through drilling induced fractures / Wang Z., Nielsen J., Chen Y. // ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, American Society of Mechanical Engineers (2017) V008T11A009;

137. Xiang, T. Methods for reducing circulation loss during drilling operations: пат: US7507692B2 (США) / / Xiang, T.; Baker Hughes Inc. - US11/542,905; заявл. 04.10.2009; опубл. 15.02.2007;

138. Zheng, S. High-temperature-resistant salt resistant polymer filtrate reducer for drilling fluid as well as production process and application of filtrate reducer: пат. CN110862807 (A) Китай/ Zheng Shaonan; RenqiuChengyi Chemical CO LTD. - CN201810977362; заявл. 27.08.2018; опубл. 06.03.2020;

139. Zhu, Daoyi; Bai, Baojun; Hou, Jirui (2017). Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review. Energy & Fuels.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Патентный поиск

Таблица А.1 – Патентный поиск существующих технико-технологических решений

Страна выдачи, вид и номер охранного документа. Классификационный индекс.	Заявитель (патентообладатель), страна. Номер заявки, дата приоритета, конвенциональный приоритет, дата публикации.	Название изобретения (полезной модели, образца)	Сведения о действии охранного документа или причина его аннулирования (только для анализа патентной чистоты)	Технический результат
1	2	3	4	5
Предмет поиска: Технические средства и решения для изоляции рапосодержащих пластов и проявляющих горизонтов				
Россия, патент на изобретение RU 88 052 U1 МПК E21B 7/20	Вахромеев А.Г. Заявка № 2008145732/22, 19.11.2008 Дата начала отсчета срока действия патента: 19.11.2008 Опубликовано: 27.10.2009	Конструкция глубокой скважины	Статус: не действует (последнее изменение статуса: 27.11.2015) Пошлина: учтена за 4 год с 20.11.2011 по 19.11.2012	Разработана конструкция глубокой скважины, обеспечивающая процесс глубокого бурения по интервалам геологического разреза, которые характеризуются высокими напорами – АВПД - и высокими дебитами перелива рассолов [21].
СССР, патент на изобретение SU 977707 A1 МПК E21B 33/138	Хашимов М.-А. Заявка № 3295724, 1981.06.24 Дата подачи заявки: 1981.06.24 Опубликовано: 1982.11.30	Способ борьбы с рапопроявлением при бурении скважин	Статус: нет данных	Повышение качества изоляции рапонасыщенной линзы, путем улучшения сцепления тампонажного материала с породой линзы и предотвращения нарушения цементного камня при снижении затрат [102].

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
СССР, патент на изобретение SU 1 700 215 A1 МПК E21B 43/25	Васильченко А.А. Заявка № 4653455, 1989.02.21 Дата подачи заявки: 1989.02.21 Опубликовано: 1991.12.23	Способ заканчивания скважины	Статус: нет данных	Повышение эффективности вскрытия трещинных коллекторов типа баженовской свиты и освоения скважины за счет разгрузки рапопроявляющего пласта [19]
Россия, патент на изобретение RU 2 152 508 C1 МПК E21B 33/13	Нижне-Волжский НИИ «Геологии и геофизики» Заявка № 98119499/03, 1998.10.26 Дата начала отчета срока действия патента: 1998.10.26 Дата подачи заявки: 1998.10.26 Опубликовано: 2000.07.10	Способ изоляции зон рассолопроявления в скважинах	Статус: не действует (последнее изменение статуса: 19.09.2011) Пошлина: учтена за 3 год с 27.10.2000 по 26.10.2001	Изоляция зон рассолопроявления при низкой себестоимости за счет ввода в эту зону рабочего материала в виде хладоагента, охлаждающего приствольную зону горной породы ниже температуры кристаллизации солей рассола. Выпадающий осадок заполняет поровые каналы околоскважинного пространства [74]
Россия, патент на изобретение RU 2 735 504 МПК E21B 21/08 E21B 43/00	ФГБУН Институт земной коры № 2020110101, 2020.03.10 Дата начала отчета срока действия патента: 2020.03.10 Опубликовано: 2020.11.03	Способ вскрытия высоконапорных пластов, насыщенных крепкими рассолами	Статус: нет данных	Обеспечивается возможность управляемого вскрытия и крепления высоконапорных пластов с высокой степенью защиты от спонтанных выбросов и фонтанирования пластового флюида, а также исключения смятия обсадных колонн после крепления высоконапорного пласта, обеспечивается безаварийная добыча нефти и газа [22].
СССР, патент на изобретение SU 1 191 559 A1 МПК E21B 33/13 E21B 33/138	Терентьев В.Д. Заявка № 3759074, 1984.05.29 Дата подачи заявки: 1984.05.29 Опубликовано: 1985.11.15	Способ изоляции интервала рассолопроявления в скважинах	Статус: нет данных	Повышение эффективности изоляционных работ путем снижения влияния явлений гравитационного размыва изоляционного состава [92].

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
СССР, патент на изобретение SU 1 444 505 A1 МПК E21B 33/13	Кагальников А.Я. Заявка № 4200457 1986.11.28 Дата подачи заявки: 1986.11.28 Опубликовано: 1988.12.15	Способ изоляции притоков рапы в скважине	Статус: нет данных	Повышение эффективности изоляции притоков рапы за счет возможности сокращения времени на изоляционные работы и образование пробки в выбранном интервале скважины с помощью кластического материала, песка и гематита, в результате чего каналы закупориваются кристаллизующейся солью [49].
Россия, патент на изобретение RU 2 175 711 C1 МПК E21B 33/14	ООО «Астраханьгазпром» Заявка № 2000106463/03, 2000.03.15 Дата начала отчета срока действия патента: 2000.03.15 Дата подачи заявки: 2000.03.15 Опубликовано: 2001.11.10	Способ крепления обсадных колонн в скважине	Статус: не действует (последнее изменение статуса: 16.03.2020) Пошлина: учтена за 20 год с 16.03.2019 по 15.03.2020	Создание надежной изоляции обсадных колонн в интервале галитсодержащих пород [28].
СССР, патент на изобретение SU 1 004 613 A1 МПК E21B 33/14	Хасанов Т.Р. Заявка № 3266088, 1981.03.27 Дата подачи заявки: 1981.03.27 Опубликовано: 1983.03.15	Способ крепления скважин в условиях высоконапорного водопроявления	Статус: не действует	Повышение качества крепления скважин, вскрывающих по меньшей мере две зоны высоконапорного водопроявления, за счет снижения перепада давления в системе высоконапорный горизонт – скважина, путем осуществления межпластового перетока высоконапорных вод [101].
СССР, патент на изобретение SU 1 691 507 A1 МПК E21B 33/13	Васильченко А.А. Заявка № 4674325, 1989.02.22 Дата подачи заявки: 1989.02.22 Опубликовано: 1991.11.15	Способ предупреждения рапопроявлений	Статус: не действует	Повышение надежности проведения скважины при одновременном повышении степени извлечения углеводородов из разрабатываемых залежей и уменьшение загрязнения окружающей среды, за счет того, что бурение скважин осуществляют на всей площади месторождения, включая зоны, опасные по рапопроявлениям [66].

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
Россия, патент на изобретение RU 2 720 023 С1 МПК С09К 8/42	Фроловский Д.В. Заявка № 2019125055, 2019.08.07 Дата начала отчета срока действия патента: 2019.08.07 Дата подачи заявки: 2019.08.07 Опубликовано: 2020.04.23	Способ приготовления базового рассола высокой плотности для создания жидкостей глушения и заканчивания скважин	Статус: действует (последнее изменение статуса: 27.04.2020)	Расширение области применения базового рассола высокой плотности для создания жидкостей глушения, возможность использования на скважинах с аномально высоким пластовым давлением, сокращение времени освоения и вывода скважины после ремонта на доремонтный режим работы [98].
Россия, патент на изобретение RU 2 630 519 С1 МПК E21B 21/08 E21B 43/10 E21B 33/14	ФГБУН Институт земной коры Сибирского отделения Российской академии наук (ИЗК СО РАН) Заявка № 2016112797, 2016.04.04 Дата начала отчета срока действия патента: 2016.04.04 Дата подачи заявки: 2016.04.04 Опубликовано: 2017.09.11	Способ строительства скважины в осложненных условиях	Статус: действует (последнее изменение статуса: 06.07.2020) Пошлина: учтена за 5 год с 05.04.2020 по 04.04.2021	Повышение эффективности строительства скважин и обеспечение безаварийной добычи нефти и газа [23].
СССР, патент на изобретение SU 1 221 319 А1 МПК E21B 33/13	Сорокин Л.А. Заявка № 3784723, 1984.08.30 Дата подачи заявки: 1984.08.30 Опубликовано: 1986.03.30	Способ цементирования скважин с аномально высокими пластовыми давлениями	Статус: не действует	Повышение эффективности цементирования скважин с проявлениями рапы за счет повышения герметичности затрубного пространства [89].

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
Предмет поиска: Рецептуры растворов и смесей для изоляции рапосодержащих пластов и проявляющих горизонтов				
Россия, патент на изобретение RU 2 486 226 С1 МПК С09К 8/506(2006.01)	ОАО «СевКавНИПИгаз» Заявка № 2011151689/03, 2011.12.16 Дата начала отчета срока действия патента: 2011.12.16 Дата подачи заявки: 2011.12.16 Опубликовано: 2013.06.27	Вязкоупругий состав для изоляции водопритоков в скважину	Статус: действует (последнее изменение статуса: 08.02.2021) Пошлина: учтена за 10 год с 17.12.2020 по 16.12.2021	Улучшение технологических свойств, обусловленное регулируемым временем гелеобразования и вязкостью, обеспечивающими проникновение состава в пористую среду, повышенная адгезия к металлу труб, высокие изоляционные свойства, обеспечивающие создание надежного изоляционного экрана [109].
Россия, патент на изобретение RU 2 620 674 С1 МПК Е21В 33/138 С09К 8/508	ЗАО «УралНИПИнефть» Заявка № 2016115044, 2016.04.19 Дата начала отчета срока действия патента: 2016.04.19 Дата подачи заявки: 2016.04.19 Опубликовано: 2017.05.29	Вязкоупругий состав для изоляции межтрубного пространства скважин	Статус: действует (последнее изменение статуса: 06.03.2020) Пошлина: учтена за 5 год с 20.04.2020 по 19.04.2021	Повышение эффективности закачивания вязкоупругого состава в затрубное пространство скважин и откачивания в скважину в процессе цементирования обсадной колонны за один прием без применения дополнительных работ по закачке состава в межтрубное пространство с устья скважины [106].
Россия, патент на изобретение RU 2 377 389 А МПК Е21В 43/00	ОАО «СавКавНИПИгаз» Заявка № 2008116078/03, 2008.04.23 Дата подачи заявки: 2008.04.23 Опубликовано: 2009.10.27	Вязкоупругий состав для изоляции притока пластовых вод в скважинах (варианты)	Статус: действует (последнее изменение статуса: 06.03.2020) Пошлина: учтена за 13 год с 24.04.2020 по 23.04.2021	Улучшение технологических и изоляционных свойств вязкоупругого состава, обусловленное регулируемым временем гелеобразования, повышенными прочностными характеристиками и устойчивостью к сероводородной агрессии, расширение ассортимента инициаторов гелеобразования, снижение расхода используемых ингредиентов [26].

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 356 929 С1 МПК С09К 8/04 Е21В 33/138</p>	<p>ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ» Заявка № 2008101055/03, 2008.01.09 Дата начала отчета срока действия патента: 2008.01.09 Дата подачи заявки: 2008.01.09 Опубликовано: 2009.05.27</p>	<p>Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах</p>	<p>Статус: действует (последнее изменение статуса: 07.12.2020) Пошлина: учтена за 14 год с 10.01.2021 по 09.01.2022</p>	<p>Улучшение технологических свойств ВУС, обусловленных регулируемым временем гелеобразования, повышенными пластической прочностью и адгезией к металлу труб и пластовой породе, повышение эффективности проведения изоляционных работ в скважинах [27].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 147 672 С1 МПК С09К 8/44 Е21В 33/138 Е21В 43/32</p>	<p>ОАО «Сибирская Инновационная Нефтяная Корпорация» – СибИНКор Заявка № 98119387/03, 1998.10.26 Дата начала отчета срока действия патента: 1998.10.26 Дата подачи заявки: 1998.10.26 Опубликовано: 2000.04.20</p>	<p>Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах</p>	<p>Статус: не действует (последнее изменение статуса: 27.10.2014) Пошлина: учтена за 13 год с 27.10.2010 по 26.10.2011</p>	<p>Улучшение технологических качеств ВУСа: увеличение прочности, снижение усадки и замедление скорости термической деструкции [90].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 625 128 С1 МПК Е21В 33/138 Е21В 43/32</p>	<p>ОАО «Сургутнефтегаз» Заявка № 2016104984, 2016.02.15 Дата начала отчета срока действия патента: 2016.02.15 Дата подачи заявки: 2016.02.15 Опубликовано: 2017.07.11</p>	<p>Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах из переработанной бумажной продукции полиакриламида на основе пресной воды</p>	<p>Статус: действует (последнее изменение статуса: 16.10.2020) Пошлина: учтена за 6 год с 16.02.2021 по 15.02.2022</p>	<p>Улучшение технологических свойств состава: повышение эффективности снижения приемистости интервала негерметичности, а также уменьшение затрат времени на подготовку состава перед закачкой в скважину и сшивание состава в пласте [93].</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 365 613 C1 МПК C09K 8/44 C09K 8/508</p>	<p>ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ» Заявка: 2008101056/03, 2008.01.09 Дата начала отчета срока действия патента: 2008.01.09 Дата подачи заявки: 2008.01.09 Опубликовано: 2009.08.27</p>	<p>Вязкоупругий состав для ликвидации межколонных газопроявлений в скважинах</p>	<p>Статус: действует (последнее изменение статуса: 07.12.2020) Пошлина: учтена за 14 год с 10.01.2021 по 09.01.2022</p>	<p>Повышение надежности герметизации межколонного пространства скважин [68].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 468 058 C1 МПК C09K 8/42</p>	<p>Лонест Холдинг Корп. (VG) Заявка № 2011118900/03, 2011.05.11 Дата начала отчета срока действия патента: 2011.05.11 Дата подачи заявки: 2011.05.11 Опубликовано: 2012.11.27</p>	<p>Гипсовая тампонажная смесь утяжеленная</p>	<p>Статус: прекратил действие, но может быть восстановлен (последнее изменение статуса: 16.04.2020) Пошлина: учтена за 8 год с 12.05.2018 по 11.05.2019</p>	<p>Создание утяжеленной гипсовой тампонажной смеси с высокой устойчивостью к разрушению сформированного из тампонажного раствора камня при контакте с водой, придание ему свойств водо-, соле-, сероводородостойкого элемента плотностью, равной среднеокружающей плотности горных, в том числе и солевых, пород в пределах 2,2-2,4 г/см³, вскрытых скважиной, с возможностью обладать низкой газопроницаемостью и не иметь трещин и флюидопроводящих каналов, что позволяет надежно цементировать обсадные колонны и устанавливать отсекающие мости, флюидонепроницаемые покрышки и экраны в скважинах с проявлениями сероводорода, рапы [12].</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 524 774 С1 МПК E21B 33/138 С09К 8/467</p>	<p>Лонест Холдинг Корп. Заявка № 2013101700/03, 2013.01.11 Дата начала отчета срока действия патента: 2013.01.11 Дата подачи заявки: 2013.01.11 Опубликовано: 2014.08.10</p>	<p>Гипсомагнезиальный тампонажный раствор</p>	<p>Статус: прекратил действие, но может быть восстановлен (последнее изменение статуса: 06.12.2019) Пошлина: учтена за 6 год с 12.01.2018 по 11.01.2019</p>	<p>Расширение технологических возможностей тампонажного раствора и области его применения путем повышения плотности и растекаемости смеси с одновременным повышением флюидоупорности и долговечности тампонажного камня при контакте с водой и в условиях проявлений сероводорода [85].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 432 380 С2 МПК С09К 8/08 С09К 8/035 С09К 8/90</p>	<p>РОДИА ИНК Заявка № 2008123876/03, 2006.11.06 Дата начала отчета срока действия патента: 2006.11.06 Дата подачи заявки: 2006.11.06 Опубликовано: 2011.10.27</p>	<p>Композиция и способ для загущения крепких водных рассолов</p>	<p>Статус: не действует (последнее изменение статуса: 18.11.2019) Пошлина: учтена за 10 год с 07.11.2015 по 06.11.2016</p>	<p>Повышение эффективности загущения крепких рассолов, используемых для обслуживания скважин [39].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 468 187 С1 МПК E21B 33/138</p>	<p>Лонест Холдинг Корп. Заявка № 2011118907/03, 2011.05.11 Дата начала отчета срока действия патента: 2011.05.11 Дата подачи заявки: 2011.05.11 Опубликовано: 2012.11.27</p>	<p>Основа отверждаемого тампонажного раствора</p>	<p>Статус: прекратил действие, но может быть восстановлен (последнее изменение статуса: 16.04.2020) Пошлина: учтена за 8 год с 12.05.2018 по 11.05.2019</p>	<p>Обеспечение безаварийного процесса заполнения внутреннего объема обсадных колонн тампонажным раствором плотностью до 2,3-2,4 г/см³ и достаточной подвижности в зонах АВПД с сероводородом, рапы, солевых и несолевых отложений, минерализованной и пресной воды, и набора им необходимой прочности, позволяющей иметь возможность замера высоты его подъема за счет повышенной седиментационной и контракционной устойчивости [13].</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
<p>СССР, патент на изобретение SU 1 801 979 А1 МПК С09К 8/24</p>	<p>Косаревич Ирина Васильевна Заявка: 4899410, 1991.01.03 Дата подачи заявки: 1991.01.03 Опубликовано: 1993.03.15</p>	<p>Реагент для буровых растворов</p>	<p>Статус: не действует</p>	<p>Повышение агрегативной стабильности и водоудерживающих свойств реагента для буровых растворов на основе гуматсодержащего вещества при сохранении его устойчивости к полиминеральной агрессии, за счет содержания в составе реагента, в качестве гуматсодержащего вещества, сапропель или торф 60-95% в пересчете на сухое органическое вещество и полиакриламид (ПАА) 5-40% [56].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 471 843 С1 МПК С09К 8/467</p>	<p>Лонест Холдинг Корп. (VG) Заявка № 2011118898/03, 2011.05.11 Дата начала отчета срока действия патента: 2011.05.11 Дата подачи заявки: 2011.05.11 Опубликовано: 2013.01.10</p>	<p>Сероводородостойкий тампонажный раствор</p>	<p>Статус: прекратил действие, но может быть восстановлен (последнее изменение статуса: 16.04.2020) Пошлина: учтена за 8 год с 12.05.2018 по 11.05.2019</p>	<p>Получение седиментационно-устойчивой системы с близким к нулю водоотстоем с дальнейшим формированием коррозионно-стойкого камня с неизменяемым объемом в течение длительного времени и с противодавлением на пласты и стенки ствола скважины, аналогичным горному давлению, что позволяет надежно цементировать обсадные колонны в скважинах с проявлениями сероводорода, рапы [14].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 588 078 С1 МПК С09К 8/467</p>	<p>ЗАО «Октопус» Заявка № 2015106260/03, 2015.02.24 Дата начала отчета срока действия патента: 2015.02.24 Опубликовано: 2016.06.27</p>	<p>Сероводородостойкий уплотняющийся ингибированный тампонажный раствор</p>	<p>Статус: действует (последнее изменение статуса: 07.06.2019)</p>	<p>Повышение устойчивости тампонажного камня в сероводородной среде в условиях повышенных температур и давлений и придания ему свойств химически стойкого элемента [86].</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 273 654 С1 МПК С09К 8/46</p>	<p>ОАО «Газпром» (ООО «Бургаз») Заявка № 2004125089/03, 2004.08.18 Дата начала отчета срока действия патента: 2004.08.18 Дата подачи заявки: 2004.08.18 Опубликовано: 2006.04.10</p>	<p>Соленасыщенная тампонажная композиция для высокотемпературных скважин</p>	<p>Статус: не действует (последнее изменение статуса: 19.09.2011) Пошлина: учтена за 4 год с 19.08.2007 по 18.08.2008</p>	<p>Получение непроницаемого цементного камня с повышенной прочностью сцепления с колонной в интервале температур 50°-110°С, за счет того, что соленасыщенная тампонажная композиция, включающая вяжущее вещество и хлорид натрия, дополнительно содержит вспученный вермикулитовый песок фракции 0,3-2,5 мм [97].</p>
<p>СССР, патент на изобретение SU 1 661 369 А1 МПК С09К 8/502 E21В 33/138</p>	<p>Дмитриева З.Т. Заявка № 4646480, 1988.12.12 Дата подачи заявки: 1988.12.12 Опубликовано: 1991.07.07</p>	<p>Состав для временной изоляции нефтегазоводонасыщенных пластов</p>	<p>Статус: не действует (последнее изменение статуса: 19.09.2011)</p>	<p>Повышение эффективности применения состава за счет ускорения времени структурообразования и длительности действия при одновременном сокращении расхода реагентов [42].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 117 758 С1 МПК E21В 43/32</p>	<p>ЗАО «ПИК и Ко» Заявка № 97120409/03, 1997.12.17 Дата подачи заявки: 1997.12.17 Опубликовано: 1998.08.20</p>	<p>Состав для ликвидации межколонных перетоков флюидов в нефтяных и газовых скважинах</p>	<p>Статус: не действует (последнее изменение статуса: 28.12.2011) Пошлина: учтена за 11 год с 18.12.2007 по 17.12.2008</p>	<p>Улучшение герметизирующих свойств состава за счет повышения его адгезионных и прочностных свойств [64].</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 691 229 С1 МПК E21B 33/138 С09К 8/46 С09К 8/504</p>	<p>ООО «Газпром проектирование» Заявка № 2018127155, 2018.07.23 Дата начала отчета срока действия патента: 2018.07.23 Дата подачи заявки: 2018.07.23 Опубликовано: 2019.06.11</p>	<p>Способ изоляции пластов с проявлениями полиминеральных вод высокой степени минерализации</p>	<p>Статус: действует (последнее изменение статуса: 16.07.2020) Пошлина: учтена за 3 год с 24.07.2020 по 23.07.2021</p>	<p>Обеспечение изоляции высокопроницаемых трещиноватых пластов с проявлениями полиминеральных вод высокой степени минерализации в условиях аномально высоких пластовых давлений и умеренных температур с использованием состава на основе пластовой воды [11].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 538 564 С2 МПК С09К 8/42</p>	<p>Родиа Операсьон (FR) Заявка № 2011153364/03, 2010.06.04 Дата начала отчета срока действия патента: 2010.06.04 Дата подачи заявки: 2010.06.04 Конвенционный приоритет 2009.06.04 Опубликовано: 2015.01.10</p>	<p>Способы и композиции для увеличения вязкости тяжелых водных рассолов</p>	<p>Статус: не действует (последнее изменение статуса: 09.06.2020)</p>	<p>Увеличение вязкости тяжелых рассольных систем и, в частности, увеличение вязкости тяжелых рассольных композиций, включающих катионные полисахариды [52].</p>
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 515 109 С2 МПК С09К 8/68 E21B 43/267</p>	<p>ЭКСЕС ЮНАЙТЕД КЕМИКАЛ КОМПАНИ, ЭлЭлСи Заявка № 2010139959/03, 2009.02.27 Дата начала отчета срока действия патента: 2009.02.27 Дата подачи заявки: 2009.02.27 Опубликовано: 2014.05.10</p>	<p>Способы, системы и композиции для контролируемого сшивания водных растворов для обработки скважин</p>	<p>Статус: действует (последнее изменение статуса: 27.01.2020) Пошлина: учтена за 12 год с 28.02.2020 по 27.02.2021</p>	<p>Повышение эффективности контроля сшивания при меняющихся рН и в широком интервале температур в формации [43].</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
СССР, патент на изобретение SU 1 043 292 А1 МПК С09К 8/44 С04В 9/02 С09К 8/504	Кудрявцев Л.Н. Заявка № 3225251, 1980.10.27 Дата подачи заявки: 1980.10.27 Опубликовано: 1983.09.23	Тампонажный раствор для глушения рапопроявлений	Статус: нет данных	Улучшение физико-механических свойств образующего камня для глушения рапопроявлений, за счет использования оксида магния, каустической соды и цементной пыли запечных электрофильтров [58].
Россия, патент на изобретение RU 2 304 606 С1 МПК С09К 8/487	ЗАО «Октопус» Заявка № 2006102921/03, 2006.02.01 Дата начала отчета срока действия патента: 2006.02.01 Дата подачи заявки: 2006.02.01 Опубликовано: 2007.08.20	Тампонажная смесь	Статус: прекратил действие, но может быть восстановлен (последнее изменение статуса: 16.12.2019)	Расширение технологических возможностей тампонажной смеси и области ее применения за счет достаточных сроков прокачиваемости и схватывания, повышение флюидоупорности и долговечности тампонажного камня в условиях затрудненного водообмена [72].
Россия, патент на изобретение RU 2 601 878 С1 МПК С09К 8/467 Е21В 33/138	ЗАО «Октопус» Заявка № 2015137813/03, 2015.09.04 Дата начала отчета срока действия патента: 2015.09.04 Дата подачи заявки: 2015.09.04 Опубликовано: 2016.11.10	Тампонажный раствор	Статус: может прекратить свое действие (последнее изменение статуса: 11.01.2021) Пошлина: учтена за 5 год с 05.09.2019 по 04.09.2020	Расширение технологических возможностей тампонажного раствора и области его применения путем повышения флюидоупорности и долговечности тампонажного камня при контакте с водой, нефтью, углекислым газом в условиях проявлений сероводорода [87].

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
<p>Россия, патент на изобретение RU 2 244 804 С1 МПК С09К 8/504 С09К 8/44 Е21В 33/138</p>	<p>ОАО «Химпром» Заявка № 2003115994/03, 2003.05.28 Дата начала отчета срока действия патента: 2003.05.28 Дата подачи заявки: 2003.05.28 Опубликовано: 2005.01.20</p>	<p>Тампонажный состав</p>	<p>Статус: не действует (последнее изменение статуса: 07.06.2013) Пошлина: учтена за 7 год с 29.05.2009 по 28.05.2010</p>	<p>Селективная изоляция водопритоков в скважины, в т.ч. в условиях низкотемпературных и высокопроницаемых коллекторов, а также ликвидация зон поглощений и рапопроявлений, за счет использования тампонажного состава, включающего продукт гидrolитической этерификации хлорсодержащих кубовых остатков фенилтрихлорсилана водным раствором спирта [88].</p>
<p>Китай, патент на изобретение CN110862807 (А) МПК С09К8/03</p>	<p>Zheng Shaonan, RENQIU CHENGYI CHEMICAL CO LTD, Заявка CN201810977362 Дата подачи заявки: 2018.08.27 Опубликовано: 2020.03.06</p>	<p>Полимерный понизитель водоотдачи для бурового раствора, устойчивый к высокой температуре и солям, его создание и применение</p>	<p>Статус: нет данных</p>	<p>Разработан состав понизителя водоотдачи для буровых растворов и растворов для заканчивания, устойчивого к высокой температуре 200°C и более и содержанию кальция 20г/л [138].</p>
<p>Мексика, MX2017013957 (А) МПК С09К8/00</p>	<p>Diego Javier Guzman Lucero, Javier Guzman Pantoja, Jorge Froylán Palomeque Santiago; Alejandro Ortega Rodriguez, Norma Araceli Garcia Munoz, Natalya Victorovna Likhanova, Felipe DeJesús Guevara Rodriguez, Dennys Armando Lopez Falcon, Instituto Mexicano del Petróleo, Заявка MX20170013957 Дата подачи заявки: 2017.10.31 Опубликовано: 2019.05.01</p>	<p>Водорастворимые ионные полимеры, устойчивые к высокому содержанию солей и к высокой температуре</p>	<p>Статус: нет данных</p>	<p>Разработка относится к применению ионных полимеров для различных внутрискважинных работ, в том числе в качестве реагента для бурового раствора, устойчивость которых была исследована при длительном воздействии высокой температуры и в условиях с высокой минерализацией 350 г/л, с содержанием хлорида натрия, двух- и трехвалентных ионов [125]</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
<p>Китай, CN108659802 (A) МПК C09K8/24</p>	<p>Liu Wei; Lu Dengyun; Yuan Zhiping; Wu Zhengliang; Li Ling; Zhou Yang, CNPC Chuanqing Drilling ENG CO; China Nat Petroleum CORP, Заявка CN201810584262 Дата подачи заявки: 2018.06.08 Опубликовано: 2018.10.16</p>	<p>Соленасыщенный буровой раствор и метод его приготовления</p>	<p>Статус: нет данных</p>	<p>Разработан состав соленасыщенного бурового раствора. Возможно увеличение плотности раствора до 2400 кг/м³, что обеспечивает устойчивость стенок скважины в гипсовых – солевых пластах, раствор устойчив к высокой температуре, загрязнениям солью и кальцием [124]</p>
<p>Китай, патент на изобретение CN105176502 (A) МПК C09K8/08; C09K8/12</p>	<p>Wang Lei, Xu Mingbiao, Yang Peilong, Mou Yunlong, Lin Feng, Wang Shengxiang, Liu Keming, Cheng Shuang, CNOOC Iraq LTD, Yangtze university, Заявка CN201510179532 Дата подачи заявки: 2015.04.16 Опубликовано: 2015.12.23</p>	<p>Утяжеленный сильно соленасыщенный буровой раствор</p>	<p>Статус: нет данных</p>	<p>Разработан состав утяжеленного сильно минерализованного бурового раствора, который при высокой плотности обладает хорошими реологическими показателями, раствор предупреждает ползучесть гипса, растворение солей, набухание аргиллитов [135].</p>
<p>США, патент на изобретение US4526693 (A) МПК C09K8/16</p>	<p>SonAdelinaJ., NealVernonS., GarveyChristopherM., Halliburton Co, TXP Operating Co, Заявка US19830495011 Дата подачи заявки: 1983.05.16 Опубликовано: 1985.07.02</p>	<p>Буровой раствор обеспечивающий устойчивость глинистым сланцам и солям</p>	<p>Статус: не действует Срок истек 2003.05.16</p>	<p>Для бурения в солях и глинистом сланце предлагается глинистый буровой раствор на водной основе с растворенными хлоридом аммония и хлоридом натрия. Отмечается устойчивость раствора к солям магния [132]</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
<p>Китай, патент на изобретение CN103013468 (А) МПК C09K8/16</p>	<p>Lin Yongxue; Yang Xiaohua, CaiLishan, Wang Lin, Wan Xianguang, Shi Bingzhong, Chai Long, Qian Xiaolin, Li Sheng, Ren Liwei, China petroleum & chemical corporation, Sinopec research institute of petroleum engineering, Заявка CN201110301302 Дата подачи заявки: 2011.09.28 Опубликовано: 2013.04.03</p>	<p>Устойчивый к соли буровой раствор с большой плотностью, метод его приготовления и применение</p>	<p>Статус: нет данных</p>	<p>Представлен глинистый буровой раствор, плотность которого может составлять 2,7-3 г/см³. В раствор добавляется хлорид натрия. Заявлена хорошая седиментационная устойчивость и водоотдача. [123]</p>
<p>Китай, патент на изобретение CN103232839 (А) МПК C09K8/467; C09K8/588</p>	<p>Dai Caili, You Qing, Fu Yang, Zhao Mingwei, Zhao Guang, Cui Ya, Zhao Fulin, China university of petroleum (Huadong), Заявка CN201310179545 Дата подачи заявки: 2013.05.15 Опубликовано: 2013.08.07</p>	<p>Изолирующий воду агент, применимый для изоляции воды в нефтяном коллекторе с высокой температурой и содержанием соли</p>	<p>Статус: нет данных</p>	<p>Разработан состав, включающий в себя воду, сульфированный танин или гуamat натрия, сшивающий агент, стабилизирующий агент в виде силиката натрия или неионного полиакриламида. Данный состав применим для условий с высокой минерализацией 200 г/л и более [113].</p>
<p>США, патент на изобретение US10889745 (B1) МПКС04B14/10, C04B26/04, C08K3/34, C08L33/02, C08L33/26, C09K8/42, C09K8/512</p>	<p>Jin Fa Yang, Pu Wan Fen, Hu Wen Ge, Zhao Hai Yang, He Long, Du Dai Jun, Li Ke Xing, Jiao Bao Lei, Ren Bo, Sun Lin, Qian Zhen, Zhen En Long, Liu Rui, He Ziao Qing, Southwest petroleum university (Китай) Заявка US202017020854 Дата подачи заявки: 2020.09.15 Опубликовано: 2021.01.12</p>	<p>Устойчивый к температуре и солям тампонирующий агент со способностью сильного расширения для закупоривания больших трещин и метод его приготовления</p>	<p>Статус: нет данных</p>	<p>Разработан состав тампонирующего агента, устойчивого к высокому содержанию солей. Состав приводит к гелеобразованию и содержит сшивающий агент, добавка монтмориллонита позволила увеличить прочность геля. Состав отличается способностью сильно расширяться для закупоривания больших трещин [121].</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
США, патент на изобретение US2011114318 (A1), МПК E21B43/16	Ezell Ryan G, Reddy B. Raghava, Halliburton Energy Services Inc, Заявка US20090621329 Дата подачи заявки: 2009.11.18 Опубликовано: 2011.05.19	Составы и системы для борьбы с поглощением бурового раствора и методы их использования	Статус: действует Срок действия до 2032.12.21	В патенте предлагается состав, который можно использовать для борьбы с поглощением в зоне соляного купола и рядом с ней [115].
США, патент на изобретение US2018135382 (B2); US2018135382 (A1) МПК C09K8/50; E21B33/13; E21D5/00	Jandyala Rama Krishna, Ravi Krishna, Patil Sandip Prabhakar, Yerubandi KrishaBabu, Deshpande Abhimanyu, Halliburton Energy Services Inc Заявка US201815870714 Дата подачи заявки: 2018.01.12 Опубликовано: 2018.05.17	Методы расчета тампонажного раствора для применения в солевых формациях с использованием геометрического моделирования	Статус: нет данных	Разработаны методы для расчета тампонажного раствора, обеспечивающего долговременную изоляцию зоны солевых формаций. Расчеты включают в себя: определение радиуса ствола скважины в разные моменты цементирования скважин, определение реологии тампонажного раствора, определение способности цементной оболочки выдерживать нагрузку [119].
Россия, патент на изобретение RU 2 735 508 C1 МПК У21В 21/08	ФГБУ науки Институт земной коры № 2020116305, 2020.04.29 Опубликовано: 2020.11.03	Способ создания фильтрационной завесы при бурении высоконапорных пластов, насыщенных крепкими хлоридно- кальциевыми рассолами	Статус: нет данных	Изоляцию высоконапорных пластов, насыщенных крепкими хлоридно- кальциевыми рассолами, осуществляют путем создания комплексного химического и физического барьера в призабойной зоне пласта. Повышается эффективность крепления скважин, обеспечивается возможность продолжения бурения на нижележащие коллекторы нефти и газа [17].

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акт об использовании результатов диссертации



ООО «Химпром»
 юр. адрес: 614115, г. Пермь, ул. Сивацкая, д. 7, к. 1
 почт. адрес: 614990, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9А, 7 этаж
 тел./факс: +7 (342) 225 02 06
 e-mail: info@himprom-group.ru
 www.himprom-group.ru

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «Химпром»

Минибаев В.В.



2023 г.

АКТ

об использовании результатов
 кандидатской диссертации
 Сидорова Дмитрия Андреевича

по научной специальности 2.8.2. – Технология бурения и освоения скважин

Рабочая комиссия ООО «Химпром» в составе:

Председатель: генеральный директор – Минибаев В.В.

Члены комиссии:

Исполнительный директор – Кузнецов О.А.,

Начальник отдела по инновациям и разработкам – Кожевников Р.О.,

Начальник лаборатории НИР – Машаров М.Т.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации, представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук по теме «Обоснование и разработка технологии изоляции рапопроявляющих пластов при вскрытии соленосных толщ Восточной Сибири», были внедрены при испытаниях на скважине №4031 КП №403 Ковыктинского газоконденсатного месторождения с использованием материалов компании ООО «Химпром».

Результатом диссертационной работы стало получение нового сшивающего материала для ликвидации рапопроявлений в условиях соленосных отложений.


Применение рассматриваемой в диссертационной работе технологии установки сшивающего состава повышает эффективность бурения скважин в условиях соленосных толщ при аномально-высоком пластовом давлении.

Результаты внедрялись при выполнении опытно-промысловых испытаний продукции:

1. «Система сшивателей и технология изоляции рапосодержащих пластов при бурении скважин Ковыктинского газоконденсатного месторождения» на объекте «Эксплуатационное бурение. Обустройство Ковыктинского ГКМ».


Председатель комиссии:

Генеральный директор, к.т.н.

 Минибаев В.В.

Члены комиссии:


Исполнительный директор

 Кузнецов О.А.

Начальник отдела по
инновациям и разработкам

 Кожевников Р.О.

Начальник лаборатории НИР

 Машаров М.Т.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Патенты на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2784688

**СТЕНД ДЛЯ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПРОЦЕССА ЛИКВИДАЦИИ ВОДОПРОЯВЛЕНИЙ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Сидоров Дмитрий Андреевич (RU), Двойников Михаил Владимирович (RU), Волков Сергей Викторович (RU), Сержан Сергей Леонидович (RU)*

Заявка № 2022112145

Приоритет изобретения **05 мая 2022 г.**
Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **29 ноября 2022 г.**
Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **05 мая 2042 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Зубов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2786952

СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УДЕРЖИВАЮЩЕЙ
СПОСОБНОСТИ СОСТАВОВ

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Двойников Михаил Владимирович (RU), Сидоров Дмитрий Андреевич (RU), Волков Сергей Викторович (RU)*

Заявка № 2022117431

Приоритет изобретения 11 мая 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 26 декабря 2022 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 28 июня 2042 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Зубов



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022684347

Программа для расчёта гидравлических параметров буровых и технологических жидкостей при бурении и ремонте скважин

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Сидоров Дмитрий Андреевич (RU), Кунишин Андрей Андреевич (RU), Гуревич Илья Андреевич (RU)*

Заявка № 2022683780

Дата поступления 07 декабря 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 13 декабря 2022 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Спроектированные экспериментальные стенды

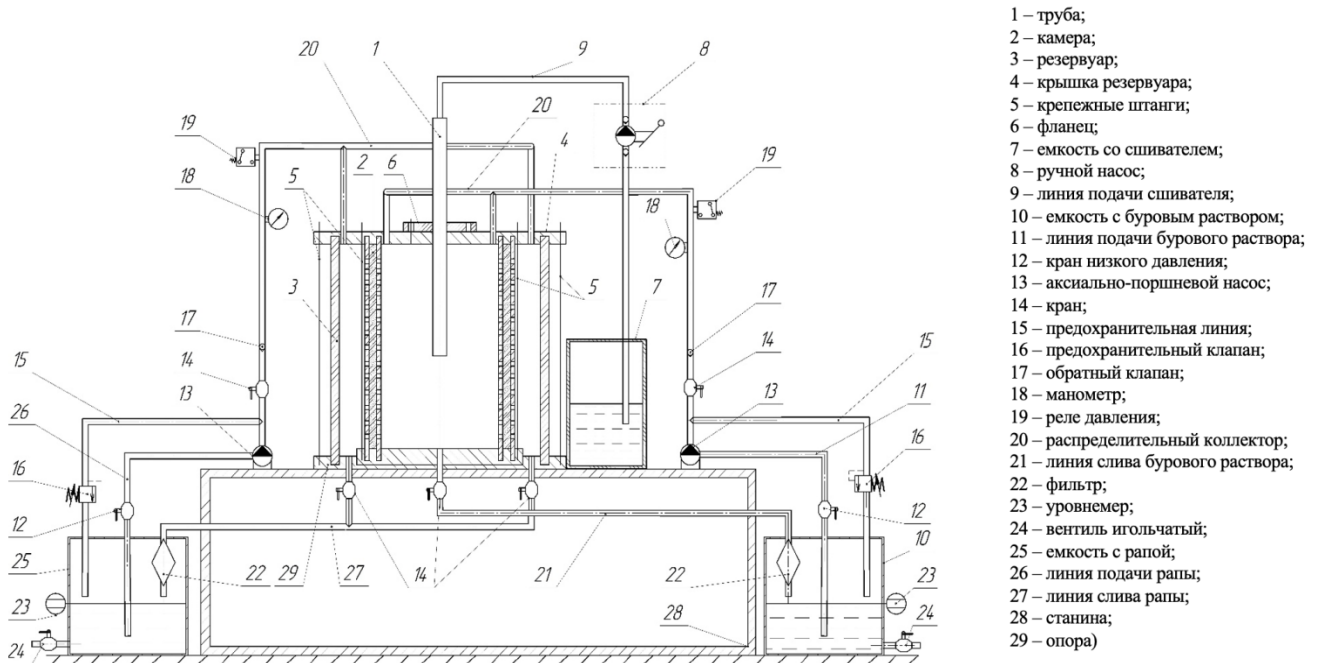


Рисунок Д.1 – Стенд для физического моделирования процессов ликвидации рапопроявлений [76]

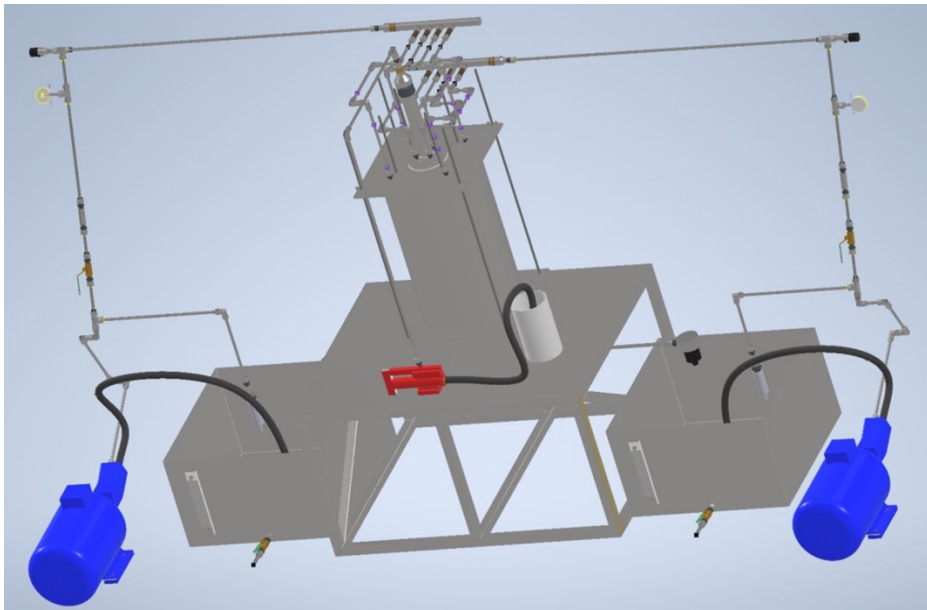
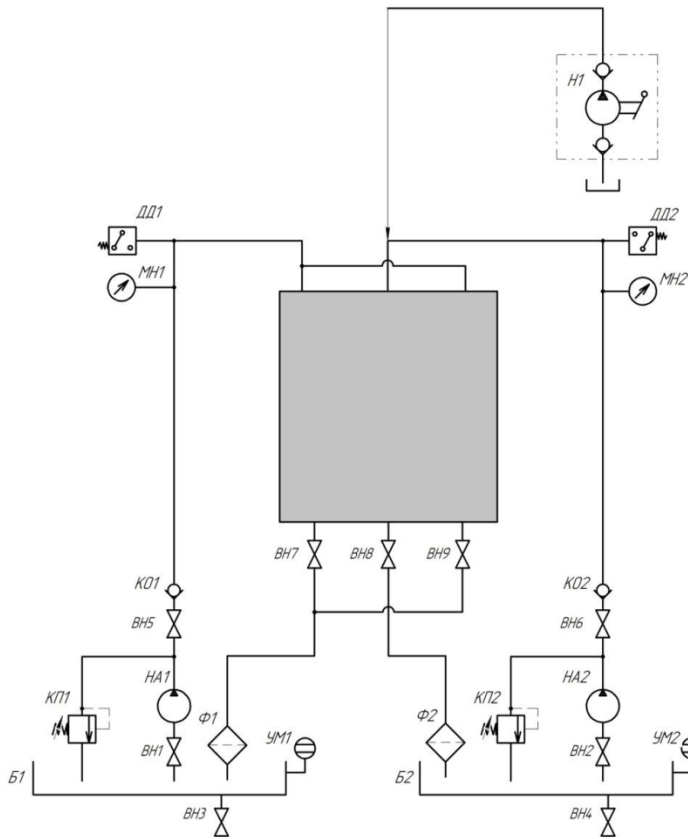


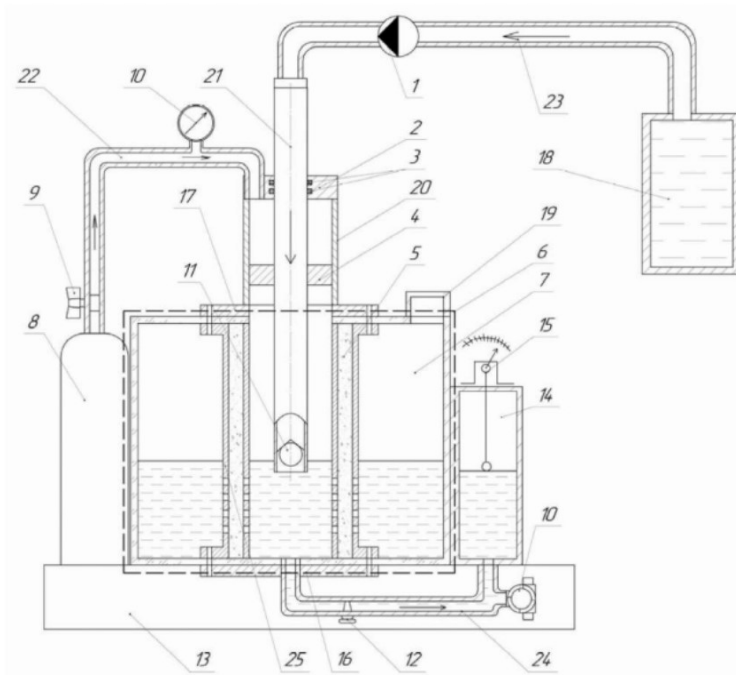
Рисунок Д.2 – 3D-модель стенда



Принципиальная гидравлическая схема лабораторного стенда:

НА1, НА2 – аксиально-поршневые насосы;
 ВН1, ВН2 – краны низкого давления;
 ВН3, ВН4 – вентили иглочатые;
 КО1, КО2 – обратные клапаны;
 КП1, КП2 – клапаны предохранительные;
 ВН5-ВН9 – краны;
 Н1 – ручной насос;
 Ф1, Ф2 – сливные фильтры;
 УМ1, УМ2 – указатели уровня;
 МН1, МН2 – манометры;
 ДД1, ДД2 – реле давления)

Рисунок Д.3 – Принципиальная гидравлическая схема



- 1 - насос;
- 2 - крышка;
- 3 - герметизирующее кольцо;
- 4 - поршень;
- 5 - камера, заполненная грунтом;
- 6 - блок имитации процесса ликвидации рапопроявлений;
- 7 - резервуар;
- 8 - газовый баллон;
- 9 - регулятор давления;
- 10 - датчик давления;
- 11 - клапан обратный;
- 12 - задвижка;
- 13 - опора;
- 14 - технологическая емкость;
- 15 - уровнемер;
- 16 - нижний фланец;
- 17 - верхний фланец;
- 18 - емкость со швигателем;
- 19 - крышка резервуара;
- 20 - патрубков;
- 21 - труба;
- 22 - газовая линия;
- 23 - входной трубопровод;
- 24 - выпускной трубопровод.

Рисунок Д.4 – Стенд для исследования удерживающей способности составов [77]