

ООО «НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И
ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»

На правах рукописи



ГАЙДАРОВ АЗАМАТ МИТАЛИМОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРКАТИОННЫХ РАСТВОРОВ
ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

Специальность 2.8.2. – «Технология бурения и освоения скважин»

(технические науки)

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук,
профессор
Конесев Геннадий Васильевич

Москва - 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ ИНГИБИРОВАННЫХ И ТЕРМОСОЛЕСТОЙКИХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ РАЗБУРИВАНИЯ ГЛИНИСТЫХ, СОЛЕВЫХ и ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	11
1.1 Проблемы строительства глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях	11
1.2 Анализ используемых буровых растворов при строительстве глубоких скважин и их недостатки	20
1.3 Анализ способов определения ингибирующих свойств буровых растворов	26
Выводы к главе 1 Постановка цели и задач исследований	36
ГЛАВА 2 КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД И РАЗРАБОТКА МЕТОДИК ПО ОЦЕНКЕ ИНГИБИРУЮЩИХ И КРЕПЯЩИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	38
2.1 Классификация глинистых пород и требования к буровому раствору	38
2.2 Обоснование выбора буровых растворов для бурения глинистых пород	53
2.3 Обоснование методик для определения ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов	62
Выводы к главе 2	75
ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ПОЛИКАТИОНИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	76
3.1 Особенности свойств полимеркатионных буровых растворов	76
3.2 Обоснование компонентного состава поликатионных буровых растворов	87

3.3 Модификации поликатионных буровых растворов	90
3.3.1 Пресные поликатионные буровые растворы	91
3.3.2 Ингибирующие поликатионные буровые растворы	96
3.3.3 Соленасыщенные поликатионные буровые растворы	104
3.3.4 Термостойкие поликатионные буровые растворы	109
Выводы к главе 3	117
ГЛАВА 4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ СВОЙСТВАМИ ПОЛИМЕРКАТИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	118
4.1 Структурообразование в буровых растворах	118
4.2 Технология управления структурно-реологическими показателями поликатионных буровых растворов низкомолекулярными электролитами	135
4.3 Создание высоковязких поликатионных буровых растворов для глинистых отложений	148
4.4 Управление технологическими свойствами поликатионных буровых растворов	155
Выводы к главе 4	164
ГЛАВА 5 ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ РАЗРАБОТОК	165
5.1. Опыт применения поликатионных буровых растворов	165
5.2. Технология применения поликатионных растворов в глинистых отложениях Астраханского ГКМ	166
5.3. Технология применения поликатионных растворов в солевых отложениях Астраханского ГКМ	178
5.4. Технология применения поликатионных растворов в подсолевых отложениях Астраханского ГКМ	182
Выводы к главе 5	185
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	187
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	189

ПРИЛОЖЕНИЯ	205
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Акт проведения промысловых испытаний поликатионного раствора плотностью 2,40-2,45 г/см ³ для глушения рапы на скважине №632 АГКМ	205
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Акт проведения промысловых испытаний высоковязкого поликатионного бурового раствора на скважинах №544, 632, 449, 533 АГКМ	207
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Результат экономической экспертизы промысловых испытаний	209

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Одним из важных направлений повышения качества строительства скважин является использование эффективных составов буровых растворов.

Строительство скважин в сложных горно-геологических условиях, обусловленных чередованием значительных толщ глинистых, солевых и подсоевых отложений, наличием зон аномально высоких пластовых давлений и температур, большими глубинами залегания углеводородного сырья сопряжено с возникновением технологических осложнений и инцидентов, связанных с недостатками существующих буровых растворов.

Осложнения и инциденты в глинистом разрезе вызваны гидратацией и набуханием глин, потерей устойчивости стенок скважины в глинисто-аргиллитовых породах. При проходке набухающих и диспергирующих глин происходит рост коллоидной фракции, что приводит к наработке бурового раствора, перерасходу химических реагентов и созданию техногенной нагрузки на окружающую среду. Для бурения интервалов набухающих глин и глинисто-аргиллитовых пород разработано значительное количество ингибирующих буровых растворов. Использование существующих ингибирующих буровых растворов – калиевых, кальциевых, гликолевых, силикатных и др. в глинистых отложениях, не всегда эффективно, как для снижения наработки раствора, так и для сохранения устойчивости ствола скважины.

Разбуривание солевых отложений сопряжено с вскрытием рапоносных пластов, сужением стволов скважин связанных с течением солей и пластичных глин. Для предупреждения этих осложнений не редко возникает необходимость в применение солестойкого утяжеленного бурового раствора плотностью 2300-2400 кг/м³. Увеличение плотности существующих соленасыщенных буровых растворов до 2200 кг/м³ и выше не представляется возможным из-за роста реологических показателей до непрокачиваемой консистенции.

Разбуривание подсолевых отложений зачастую осуществляется в условиях высоких температур. При этом наработка твердой фазы и агрессия солей ухудшают свойства раствора. В связи с этим все более актуальной становится задача разработки эффективных составов ингибирующих, термосолестойких утяжеленных буровых растворов для разбуривания набухающих глин и потенциально неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород.

Степень разработанности темы исследования

Разработкой и исследованием ингибирующих и термосолестойких буровых растворов занимались: Ангелопуло О.К., Беленко Е.В., Гайдаров М.М.-Р., Городнов В.Д., Грей Д.Р., Дарли Г., Дистлер Г.И., Заворотный В.Л., Конесев Г.В., Кистер Э.Г., Липкес М.И., Николаев Н.И., Некрасова И.Л., Резниченко И.Н., Рябоконь С.А., Рябченко В.И., Саушин А.З., Токунов В.И., Хвоцин П.А., Хуббатов А.А., Шарафутдинов З.З., Яишникова Е.А. и многие другие.

Цель работы: повышение эффективности бурения и качества строительства скважин в сложных горно-геологических условиях, в частности в Прикаспийской впадине на Астраханском ГКМ, за счет разработки и применения полимеркатионных буровых растворов.

Для достижения поставленной цели в диссертации решались задачи:

1. Анализ научных исследований и разработок в области ингибированных и термосолестойких буровых растворов для разбуривания глинистых, солевых и подсолевых отложений.
2. Обоснование выбора метода исследований.
3. Исследование и разработка полимеркатионных буровых растворов для бурения скважин в глинистых отложениях.
4. Исследование и разработка термосолестойких полимеркатионных буровых растворов для строительства нефтегазовых скважин в солевых и подсолевых отложениях.

5. Разработка, испытание и внедрение технологии управления свойствами полимеркатионных буровых растворов для различных условий бурения.

Научная новизна

1. Обоснованы и разработаны составы буровых растворов для разбуривания неустойчивых глинистых отложений на основе катионных полимеров, реализующих эффекты улучшения ингибирующих и крепящих свойств растворов за счёт гидрофобизации и коллоидной защиты гидрофильных поверхностей твёрдой фазы при концентрации катионных полимеров стабилизаторов (1.0-5.3%), превышающих порог коагуляции растворов.

2. Обоснованы и разработаны составы буровых растворов для разбуривания солевых и подсолевых отложений на основе катионных полимеров, реализующих эффекты усиления устойчивости к полисолевой агрессии вплоть до насыщения и повышения термостойкости в интервале 120-200⁰С.

3. Разработана технология получения полимеркатионного раствора, предупреждающая образование нерастворимых полиэлектролитных комплексов (ПЭК) за счёт ввода в систему низкомолекулярных электролитов натрия (калия, кальция или аммония), которые при содержании выше пороговой концентрации блокируют контакты между катионными и анионными полимерами.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании и разработке технологий применения катионных полимеров в качестве ингибиторов, гидрофобизаторов и стабилизаторов при строительстве скважин в сложных горногеологических условиях бурения.

Практическая ценность заключается в следующем:

– разработанные составы, технологии применения полимеркатионных растворов прошли успешные промышленные испытания и включены в

проектную документацию на строительство скважин Астраханского ГКМ и Оренбургского НГКМ;

– составы полимеркатионных буровых растворов в настоящее время проходят опытно-промышленные испытания в Республике Беларусь;

– разработана и утверждена ПАО «Газпром» Рекомендация 2-3.2.-1088-2016;

– разработаны и утверждены ПАО «Газпром» СТО 2-3.2-885-2014 и СТО 2-3.2-1126-2017;

- результаты диссертационной работы используются в учебном процессе МГРИ-РГГРУ имени Серго Орджоникидзе по направлению «Нефтегазовое дело» при изучении дисциплин: «Повышение нефтегазоотдачи пластов», «Буровые промывочные жидкости».

Методология и методы решения поставленных задач

Включает в себя комплекс аналитических и экспериментальных исследований по изучению физико-химических процессов, происходящих в буровых растворах на водной основе, а также взаимодействий в системе «раствор-порода» в условиях скважины. Лабораторные испытания проводились на современном сертифицированном оборудовании.

Научные положения и выводы подкреплены фактическими данными, представленными в рисунках и таблицах, а также подтверждены результатами промышленного использования разработанной технологии и составов раствора.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Обоснование составов, технологии приготовления и управления свойствами полимеркатионных буровых растворов на основе катионных полимеров для бурения глинистых отложений.

2. Технология получения и регулирования параметров термосолестойких буровых растворов на основе включения в их состав катионных полимеров циклического строения средней и высокой молекулярной массы.

3. Технология получения и регулирования параметров полимеркатионных буровых растворов на основе растворения полиэлектролитных комплексов путем дозированного ввода низкомолекулярных электролитов.

4. Результаты промысловых испытаний разработанных составов полимеркатионных буровых растворов при строительстве скважин на Астраханском ГКМ и в Республике Беларусь.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов работы обеспечивалась путем применения широко апробированных, а также оригинальных методов и методик, экспериментальных исследований, осуществленных на оборудовании, прошедшем государственную поверку. Перед построением графических зависимостей все экспериментальные данные обрабатывались с использованием подходов теории ошибок эксперимента и математической статистики.

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались и обсуждались на: международной конференции SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition (г. Астана, 2014 г.); международной научной конференции «Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ-РГГРУ)» (г. Москва, 2018 г.); международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» (г. Москва, 2019 г.); всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовое дело, техносферная безопасность, рациональное природопользование: современные реалии» (г. Москва, 2020 г.); третьем международном молодежном научно-практическом форуме «Нефтяная столица» (г. Москва, 2020 г.); международной научной конференции молодых ученых «Молодые – Наукам о Земле» (г. Москва, 2020 г.) и др.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 45 печатных работ, из них 38 в журналах, рекомендуемых ВАК Минобрнауки России, получено 32 патента.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов и результатов, библиографического списка, включающего 173 наименований. Материал диссертации изложен на 210 страницах машинописного текста, включает 50 таблиц, 26 рисунков и 3 приложения.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ ИНГИБИРОВАННЫХ И ТЕРМОСОЛЕСТОЙКИХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ РАЗБУРИВАНИЯ ГЛИНИСТЫХ, СОЛЕВЫХ И ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

1.1 Проблемы строительства глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях

Сложные геолого-технические условия бурения в значительной мере сдерживают темп строительства скважин. Буровой раствор подвергается воздействию со стороны пластичных диспергирующих глин, значительных концентраций твердой фазы, солей и рапы, температуры и давления, сероводорода и углекислоты и т.д. Ствол скважины осложняется в результате разупрочнения глинистых отложений разреза и пластического течения соленосных пород. При бурении на подсолевые отложения на ряде площадей, в переходных солевых и подсолевых отложениях встречаются зоны АВПД, требующие применения буровых растворов плотностью до 2400 кг/м³ и более. Аварийные ситуации возникают при рапопроявлениях, поступлении в раствор сероводорода и углекислоты или поглощении бурового раствора. Затраты, приходящиеся на долю буровых растворов от общей стоимости скважины, составляют 5-10%, а в случаях осложнений возрастают до 30% и более.

Характерной чертой разреза Прикаспийской впадины, являющегося одним из сложнейших в мире с точки зрения строительства скважин, является наличие мощных толщ каменной соли в кунгурском ярусе нижней перми и терригенных пород по всей глубине скважин. Разрез Прикаспийской впадины условно подразделяется на три структурных элемента; надсолевой, солевой и подсолевой [16, 20, 47, 84, 134, 146]. Перекрытие и изоляция несовместимых интервалов вскрытия обсадными колоннами является очевидным и необходимым для безопасного бурения скважины до проектной глубины. Тем

не менее, несмотря на достигнутые успехи, бурение глинистых пород в каждом структурном комплексе остается проблемным.

В процессе строительства скважин в сложных геолого-технических условиях возникают следующие основные проблемы, связанные с недостатками используемых рабочих жидкостей:

1. *Наработка бурового раствора.* Разрушенный глинистый шлам на забое скважины и обвальная глинистая порода, двигаясь в потоке бурового раствора в условиях механических, гидравлических и термобарических воздействий, гидратирует, набухает и диспергирует, прежде чем отделяется на очистных устройствах. Все это приводит к росту концентрации коллоидной фракции, наработке раствора и загрязнению окружающей среды. Достигнутые успехи за счет применения ингибирующих буровых растворов в глинистых отложениях Прикаспийской впадины недостаточны, их эффективность остается очень низкой.

Бурение глубоких скважин на нефть и газ проходит через осадочный слой, доля терригенных пород в котором составляет 70-75 %. Несмотря на то, что буровикам чаще приходится сталкиваться именно с глинистыми породами, они до сих пор вызывают осложнения, на борьбу с которыми затрачивается много времени. Основная доля среди глинистых отложений приходится на глины, а среди глин, встречаемых при бурении, больше половины представлены набухающими минералами. Бурение в глинистых породах, практически во всех нефтегазоносных регионах, сопровождается переходом в раствор глинистой фазы и увеличением концентрации коллоидной фракции, что приводит к ухудшению свойств и технологических показателей раствора, снижению технико-экономических показателей бурения. Недостаточные ингибирующие свойства современных буровых растворов на водной основе не обеспечивают высокую устойчивость к агрессии глины, из-за чего производят периодические разбавления водными растворами химических реагентов, что приводит к наработке раствора, перерасходу реагентов и созданию техногенной нагрузки на окружающую среду. Проблемы, вызванные ростом

коллоидной фракции, являются основной причиной значительного удорожания стоимости бурового раствора и снижения технико-экономических показателей бурения в глинистых отложениях [1, 5, 6, 19, 25, 34, 48, 74, 79, 116, 133, 143, 164, 168, 169, 171].

2. *Неустойчивость отложений глинисто-аргиллитовых пород.* Потеря устойчивости отложений глинисто-аргиллитовых пород проявляется в виде осыпаний аргиллитов и ненабухающих или слабонабухающих глинистых пород в естественном состоянии. Для стабилизации ствола скважины применяются различные ингибирующие растворы, эффективность которых крайне низка в сложных горно-геологических условиях, как Прикаспийская впадина. Так, коэффициент кавернозности на Астраханском ГКМ варьирует от 1,30 до 1,50 и более.

Несмотря на достигнутые успехи, существующие ингибирующие растворы обладают низкими крепящими (консолидирующими) свойствами и не способны обеспечить устойчивость стенок скважин в глинисто-аргиллитовых породах.

Обеспечение устойчивости стенок скважины при бурении в глинистых отложениях является одной из основных технических проблем при строительстве скважин. Существующие подходы стабилизации глинистых пород в стволе скважины направлены, в основном, на использование ингибирующих буровых растворов, обеспечивающих минимизацию набухания глин. Однако, практика строительства скважин в глинистых отложениях показывает, что не все глинистые породы склонны к набуханию, а осложнения, вызванные ими в виде осыпаний, носят тяжелый характер [1, 2, 3, 10, 13, 15, 21, 22, 27, 54, 58, 72, 73, 133, 136, 147, 158].

Главной причиной низкой эффективности используемых буровых растворов для стабилизации стенок ствола скважины является некорректный выбор рабочего раствора специалистами, осуществляемый без учета свойств и механизма разрушения глинистых пород. В связи с этим среди специалистов

существуют определенные противоречия и разногласия по составам рекомендуемых рабочих растворов для стабилизации глинистых пород.

Устойчивость отложений глинистых пород определяется двумя основными факторами: физико-химическим и физическим [1, 3, 5, 9, 15].

Первый фактор является основным и его сущность заключается в механизмах физико-химического взаимодействия бурового раствора и его фильтрата с разбуриваемыми глинистыми породами.

Физико-химическое взаимодействие глин с буровыми растворами начинается с процессов их гидратации и набухания. Подавить процесс набухания глин можно физико-химическими методами, именно этот процесс и называется ингибированием. Это достигается с применением в растворах электролитов (солей) и водорастворимых высокомолекулярных соединений в определенных концентрациях, превышающих соответственно порог коагуляции и флокуляции.

Физическое взаимодействие регулируется путем изменения плотности бурового раствора и является не менее важным в проблеме устойчивости глинистых пород. Действие этого фактора проявляется при бурении в условиях АВПД и нарушенных, перемятых зонах, когда сужения и осыпи горных пород происходят под воздействием физических сил, а создаваемое гидростатическое давление столбом жидкости недостаточно для сдерживания этого процесса. Интенсивность этих осложнений может быть различной в зависимости от геологических условий. Предупредить осыпи в этих случаях удастся путем ступенчатого повышения плотности бурового раствора (по 0,05–0,10 г/см³). Как правило, геологические условия бурения бывают известны, и требуемая плотность раствора регламентируется в проекте на строительство скважины.

В большинстве случаев нормальной плотности бурового раствора (1,10–1,30 г/см³) бывает достаточно для достижения физического баланса в скважине. Вот почему, на основе имеющейся геологической информации о потенциально неустойчивых глинистых породах в разрезе скважины

необходимо правильно выбрать тип бурового раствора, ингибирующая активность которого должна быть достаточной. Если при бурении с промывкой таким раствором происходят осложнения из-за осыпей и обвалов глинистых пород, зачастую принимают решение о необходимости ступенчатого повышения плотности раствора.

Потеря устойчивости стенок скважины выражается в изменении формы и размеров скважины во времени, образовании в ней каверн и сужений. Образовавшиеся в скважине каверны и сужения затрудняют проведение спуско-подъемных операций, приводят к прихватам бурильного инструмента, являются причиной некачественного цементирования обсадных колонн. Осыпи и обвалы глинистых пород со стенок скважины увеличивают содержание твердой фазы в буровом растворе, повышают затраты времени на восстановление его параметров и проработку скважины. В Таблице 1.1 систематизированы осложнения, возникающие при строительстве скважин в глинистых отложениях.

3. *Агрессия солей, температуры и рапопроявления.* В процессе бурения скважин неизбежно попадание в буровой раствор различных солей из проходимых пород или пластовых вод. Все известные анионные и неионные полимеры стабилизаторы буровых растворов по своей природе проявляют невысокую соле- и термостойкость. При воздействии солевой агрессии термостойкость существующих буровых растворов значительно снижается. Недостаточная термостойкость стабилизаторов проявляется по увеличению показателя фильтрации после воздействия высоких температур, причем значение показателя фильтрации зависит от времени их воздействия. Воздействие высоких температур оказывает негативное влияние и на структурно-реологические показатели раствора [11, 29, 33, 78, 116, 147, 171].

В солевых отложениях Астраханского ГКМ ассортимент применяемых традиционных буровых растворов не отличается разнообразием. Используемые традиционные буровые растворы представлены соленасыщенными по хлористому натрию глинистыми суспензиями,

стабилизированные крахмалом и утяжеленные баритом до плотности 2000 кг/м³ и более [17, 33, 55, 64, 69, 77, 118, 120, 124, 128, 129, 132].

Наибольшие проблемы при бурении скважин в солевых отложениях обусловлены наличием рапоносных горизонтов или линз, неустойчивых межсолевых отложений глинистых пород, склонных к пластической деформации и осыпаниям, солей, обладающих высокой растворимостью (сильвинит, бишофит, карналлит), а также солей, склонных к пластической деформации при нарушении естественного равновесия массива [4, 11, 24, 61, 81, 116, 146, 150, 151, 152, 153, 154].

Рапа — высококонцентрированный раствор солей (наиболее часто — NaCl), попадание рапы в буровой раствор приводит к серьезным изменениям его показателей. Снижается плотность, падают структурно-реологические показатели (если раствор утяжеленный, возникает риск выпадения утяжелителя), растет показатель фильтрации. Кроме этого, на Астраханском ГКМ существует риск рапопроявления совместно с сероводородом, что в случае осложнений может привести к ухудшению экологического состояния месторождения.

Серьезным испытанием для традиционных растворов является агрессия катионами кальция при проходке гипсов и ангидритов.

Коагуляционные процессы и тиксотропные свойства традиционных растворов в условиях воздействия кальциевой агрессии и высоких температур до 110-115°C значительно усиливаются, рабочий раствор приобретает консистенцию тяжело прокачиваемой вязкой жидкости. Восстановление показателей требует дополнительных затрат реагентов и времени.

Проблема сохранения устойчивости ствола при проходке межсолевых глинистых пород также не решена. Нарушение устойчивости межсолевых глинистых пород проявляется как в виде течения пластичных глин, так и осыпаний аргиллитов.

На практике, перед вскрытием солевых отложений производят перевод пресной системы на соленасыщенный путем ввода солей. В зависимости от

содержания глинистой фазы в составе раствора засоление приводит, либо к коагуляционному разжижению, либо к коагуляционному загущению. Так как содержание глинистой фазы в растворе практически всегда выше допустимых значений, то засоление обычно приводит к коагуляционному загущению. В связи с этим перед засолением производят снижение концентрации глинистой фазы путем разбавления водными растворами стабилизаторов.

Количество и тип стабилизаторов определяется требуемой величиной показателя фильтрации. Все традиционные анионные и неионные буровые растворы при засолении подвержены дестабилизации, выражающейся в росте показателя фильтрации и ухудшении технологических свойств и показателей.

Перечисленные проблемы имеют место при бурении в юго-западной прибортовой части Прикаспийской впадины на Астраханском ГКМ. Преодоление этих проблем возможно путем разработки новых составов буровых растворов, отвечающих требованиям строительства скважин. Универсальных буровых растворов не существует и в сложных горно-геологических условиях для каждого случая требуется состав с такими свойствами, который позволяет устранить ожидаемые проблемы и осложнения.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод о важности и необходимости решения проблем повышения качества строительства скважин в сложных горно-геологических условиях. Для решения данной проблемы необходимо провести тщательный анализ существующих типов буровых растворов и опыт их применения в сложных горно-геологических условиях.

Таблица 1.1 – Основные типы осложнений, имеющих место при строительстве скважин на Астраханском ГКМ

Тип осложнения	Признаки и последствия осложнения	Причины, обусловленные		Мероприятия по предупреждению осложнений
		Свойствами горных пород	Особенностями бурового раствора	
1	2	3	4	5
Сужение ствола	Посадки и затяжки инструмента	Набухание слаболитифицированных пород	Неудовлетворительные ингибирующие и фильтрационные свойства. Увлажнение пород	Регулирование ингибирующих и фильтрационных свойств раствора.
		Пластическое течение солей и глин	Недостаточное противодавление на стенки скважины	Увеличение плотности раствора
	Резкие заклинивания и прихваты инструмента	Вывалы в скважину крупных кусков высоколитифицированных микро и макротрещиноватых пород	Фильтрация бурового раствора и фильтрата в микро- и макротрещины. Увлажнение пород	Регулирование кольматирующих и фильтрационных свойств раствора Снижение скорости увлажнения
		Загустевание раствора и перерасход химических реагентов	Диспергирование выбуренной породы	Высокая диспергирующая способность раствора
Кавернообразование	Резкие перепады давления в циркуляционной системе; посадки и затяжки инструмента	Вывал больших объемов мелкодробленой трещиноватой породы и образование шламовых пробок	Высокая скорость увлажнения пород (капиллярная пропитка пород по микро- и макротрещинам); колебания давления в скважине	Регулирование скорости увлажнения пород путем снижения фильтрации, подбора фильтрата и кольматантов

продолжение Таблицы 1.1

1	2	3	4	5
Кавернообразование	Обильный вынос шлама	Осыпание пород вследствие размокания или высоких поровых давлений флюидов	Высокая скорость увлажнения пород (капиллярная пропитка пород по микро- и макротрещинам); колебания давления в скважине	Регулирование скорости увлажнения пород путем снижения фильтрации, подбора фильтрата и кольматантов
	Загустевание раствора и перерасход химических реагентов	Диспергирование выбуренной и обваливающейся пород	Применение диспергирующего раствора; недостаточное противодействие на стенке скважины	Регулирование недиспергирующих свойств и увеличение плотности раствора.
Поглощение	Уменьшение объема циркулирующего раствора; потеря циркуляции; уменьшение давления на насосах	Высокая трещиноватость и проницаемость проходных пород	Применение растворов с низкими закупоривающими свойствами. Избыточное противодействие на стенке скважины	Регулирование закупоривающих свойств и противодействия на стенке скважины Регулирование закупоривающих свойств и противодействия на стенке скважины
Нефтегазоводопроявления	Газирование раствора; фонтанирование скважины	Содержание флюидов с АВПД	Недостаточное противодействие на стенке скважины	Увеличение плотности раствора
Агрессия сероводорода и кислотных газов	Ухудшение показателей раствора. Увеличение скорости коррозии оборудования	Содержание сероводорода и кислотных газов с АВПД	Недостаточное противодействие на стенке скважины. Применение раствора с низкой сероводородостойкостью	Применение раствора с повышенной сероводородостойкостью. Увеличение плотности раствора.
Температура	Ухудшение показателей раствора. Стабилизационное разжижение или загустевание.	Высокая забойная температура	Низкая термостойкость раствора. Солевые растворы обработать многоатомными спиртами	Использование растворов с содержанием дополнительных структурообразователей и многоатомных спиртов

1.2 Анализ используемых буровых растворов при строительстве глубоких скважин и их недостатки

В научно-технической литературе приводятся сведения по составам буровых растворов и результатам их применения при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях [7, 13, 18, 19, 66, 158].

Исследования в области буровых растворов для бурения в сложных горно-геологических условиях приведены также в трудах В.Д. Городнова, О.К. Ангелопуло [8, 9, 10, 11, 40, 41] и др.

Осложнения, аварии и многие другие трудности при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях приурочены, главным образом, к интервалам залегания глинистых пород. Поэтому, одним из важнейших резервов повышения технико-экономических показателей бурения в сложных горно-геологических условиях является применение рациональных типов буровых растворов в надсолевых глинистых отложениях.

Бурение глинистых отложений на примере Астраханского ГКМ, с применением традиционных буровых растворов, сопровождается:

- ухудшением свойств и показателей рабочей жидкости за счет концентрационного загущения глинистой (коллоидной) фазой;
- наработкой раствора и перерасходом химических реагентов;
- потерей устойчивости стенок и образованием каверн;
- сужениями, образованием сальников и желобов, затяжками, посадками, заклинками, проработками;
- созданием техногенной нагрузки на окружающую среду и т.д.

Это все приводит к снижению технико-экономических показателей бурения и росту затрат на строительство скважины.

Строительство скважин на Астраханском ГКМ ведётся с 80-ых годов прошлого столетия. За все это время на Астраханском ГКМ пробурено свыше 200 скважин.

В процессе строительства пробуренных скважин применялись различные типы буровых растворов, которые можно объединить в следующие группы:

- нефтеэмульсионные полимер-глинистые, включающие смазочные добавки свыше 15% (нефть, Т-66, СМАД, окисленный битум в дизельном топливе);
- полимер-глинистые, включающие смазочные добавки, детергент МС-shurf и стабилизированные карболигносульфонатом пековым;
- гликолевые полимер-глинистые, включающие смазочные добавки;
- ингибирующие полимер-глинистые – калиевые, кальциевые, минерализованные, силикатные, ацетатнатриевые, гликолевые (триэтиленгликоль, глицерин);
- ингибирующие малоглинистые, включающие водорастворимые эфиры целлюлозы, крахмал, акрилаты, полиакриламид, лигносульфонаты и т.д.;
- синтетические, включающие таловое масло до 12-14%, гликоли до 12%;
- гидрофобные эмульсии на основе дизельного топлива (скв. №717) и нефти (скв. №708).

Применение различных типов буровых растворов с водной дисперсионной средой на Астраханском ГКМ российскими и зарубежными сервисными компаниями не привели к решению проблем. Применение углеводородных систем предотвратили наработку раствора. Тем не менее, проблемы, связанные с нарушением устойчивости ствола скважины – осыпи, обвалы, образование сальников, желобов и каверн, остались на том же уровне, при этом даже, не удалось частично их снизить [27, 30].

В настоящее время, бурение интервалов надсолевых глинистых отложений на Астраханском ГКМ осуществляется промывкой ингибирующих гликоль-калиевых буровых растворов, стабилизированных водорастворимыми эфирами целлюлозы (ПАЦ, КМЦ, ОЭЦ) и лигносульфонатами (КССБ, ФХЛС) [28].

Основной причиной неудовлетворительных результатов применения традиционных буровых растворов с водной дисперсионной средой в

надсолевых глинистых отложениях являются их низкие ингибирующие и крепящие свойства.

Низкие ингибирующие свойства традиционных растворов не способны предотвратить гидратацию, набухание и диспергирование глинистого шлама, из-за чего возрастает концентрация коллоидной фракции в рабочем растворе. Лигносульфонаты, используемые для разжижения бурового раствора, являются диспергаторами глин. Следовательно, разжижающий эффект лигносульфонатов является кратковременным.

Глины, особенно набухающие и диспергирующие, легко переходят в буровой раствор, увеличивают содержание коллоидной глинистой фазы, повышают структурно-реологические показатели, ухудшают смазывающие свойства, которые отрицательно влияют на технико-экономические показатели бурения. При проходке набухающих и диспергирующих глин требуются периодические разбавления раствора, так как очистные устройства имеют низкую эффективность. Периодические разбавления раствора приводят к перерасходу химических реагентов, наработке избыточных объемов раствора, которые необходимо утилизировать и т. д. Для бурения интервалов набухающих глин разработано множество ингибирующих буровых растворов [25, 30, 51, 57, 74, 114, 119]. Основное назначение ингибирующих буровых растворов – снижение гидратации, набухания и диспергирования глин, предотвращение роста коллоидной фракции с целью поддержания стабильных структурно-реологических и фильтрационных показателей раствора. Бурение скважин с промывкой традиционными буровыми растворами в мощных толщах глинистых пород всегда и везде сопровождается наработкой избыточных объемов, несмотря на применение различных высокоингибирующих систем. Например, использование традиционных ингибирующих буровых растворов – калиевых, кальциевых, гликолевых, силикатных и др. в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины, в частности на Астраханском ГКМ, неэффективно, как для сохранения устойчивости ствола скважины, так и для снижения наработки раствора.

Скважины на Астраханском ГКМ по протяженности надсолевых отложений колеблются от 500-600м до 3500-3600м и более. Осложнения и трудности, связанные с нарушением устойчивости стенок ствола, зависят не только от протяженности глинистых отложений и состава проходимых пород, но и от угла падения соляных склонов, причем, чем выше угол падения, тем сложнее стабилизировать ствол скважины.

При бурении глинистых отложений, примыкающих к мульдовой зоне и крутым склонам соляных истоков, следует ожидать тяжелые осложнения, связанные с нарушением устойчивости ствола в надсолевом разрезе за счет роста напряжений, обусловленных течением солей (Рисунок 1.1) [29, 116, 147].

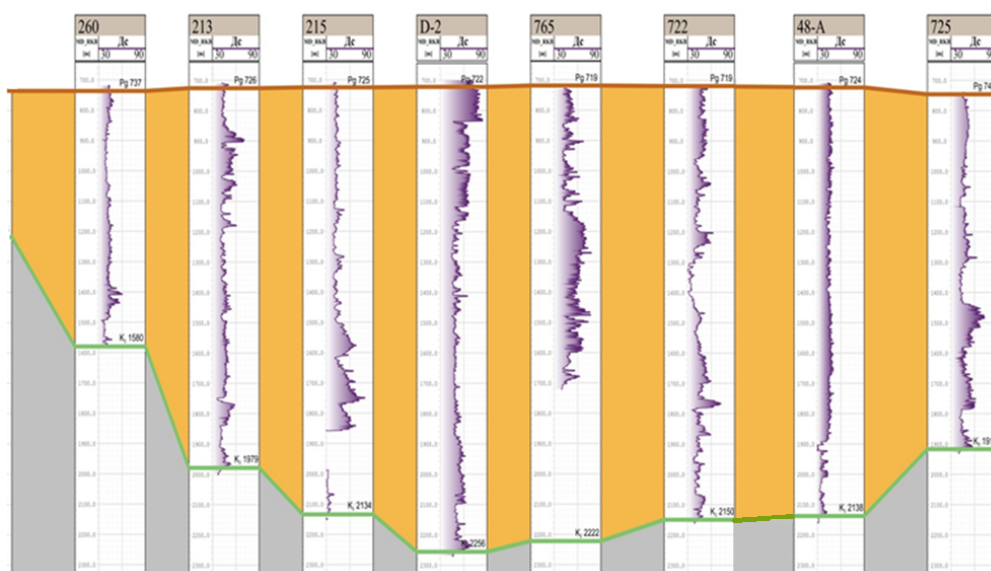


Рисунок 1.1 Кавернограммы скважин в надсолевых отложениях Астраханского ГКМ

Использование в мульдовых зонах Астраханского ГКМ высокоингибирующих растворов на водной и углеводородной основах как отечественными, так и ведущими зарубежными компаниями не привели к улучшению состояния ствола в интервалах неустойчивых глинистых пород.

Скважины с большой протяженностью глинистых отложений на Астраханском ГКМ сосредоточены в 4 межсолевых мульдовых зонах. В наиболее сложных разрезах, кроме большой протяженности глинистых отложений, встречаются палеогеновые отложения, представленные

неустойчивыми набухающими глинами монтморилонитового типа с содержанием различных микроорганизмов и бактерий [29, 125]. Мощность палеогеновых отложений колеблется от 50-100м до 1000м и более. Таким образом, кроме проблем с наработкой раствора и потерей устойчивости ствола в палеогеновых отложениях раствор подвергается агрессивному воздействию бактерий и микроорганизмов, приводящих к ухудшению показателей раствора (к росту показателя фильтрации, снижению рН и структурно-реологических показателей) за счет разложения полисахаридов и лигносульфонатов. Использование бактерицидов в составах традиционных растворов не всегда дает положительные результаты. В летнее время рабочий раствор на поверхности приобретает неприятный тухлый запах.

Бурение солевых отложений на примере Астраханского ГКМ, с применением традиционных буровых растворов, сопровождается:

- растворением солей, вследствие чего образуются каверны, и их кристаллизацией при снижении температуры;
- текучестью, вызывающей сужение стволов и смятие колонн;
- потерей устойчивости межсолевых пластичных глин и аргиллитов;
- ухудшением свойств и технологических показателей бурового раствора – коагуляция, стабилизационное разжижение и др., усугубляемые высокими забойными температурами.

К буровым растворам для бурения солевых отложений с целью минимизации осложнений и инцидентов предъявляются следующие требования:

- соленасыщенность;
- высокая устойчивость к полисолевой агрессии, в том числе к катионам кальция и магния, выражающееся в стабильности показателей;
- высокая термостойкость до 200°C и более;
- седиментационная устойчивость;
- низкая реология, позволяющая при необходимости без проблем утяжелиться;

- высокая устойчивость к разбавлениям рапой, сохранение реологических и фильтрационных показателей без потери седиментационной устойчивости и т.д.

В процессе бурения скважин неизбежно попадание в буровой раствор различных солей из проходимых пород и пластовых вод, а перед вскрытием соленосных пластов буровой раствор насыщают солью. Поэтому на практике придают буровому раствору устойчивость к солевой агрессии путем ввода солестойких стабилизаторов. Однако, перечень солестойких стабилизаторов ограничен, а при совместном воздействии солей из поливалентных металлов и температурной агрессии список защитных реагентов резко сокращается. Среди существующих анионных и неионных защитных реагентов традиционно используемых в строительстве скважин нет стабилизаторов устойчивых при агрессии солей поливалентных металлов и температуры до 130-140°C.

Поиск новых и совершенствование существующих защитных стабилизаторов для соленасыщенных буровых растворов в условиях температурной агрессии весьма актуален.

Вышеприведенные требования, это часть предъявляемых требований к соленасыщенному буровому раствору, используемому в солевом разрезе.

Одно из важнейших требований к любому буровому раствору это простота в управлении и устойчивость показателей ко всем возможным агрессиям.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод о важности и необходимости разработки новых составов буровых растворов, которые позволят снизить вышеописанные проблемы, возникающие при использовании традиционных анионных и неионных буровых растворов.

1.3 Анализ способов определения ингибирующих свойств буровых растворов

Практика строительства нефтяных и газовых скважин показывает, что осложнения, аварии и многие другие трудности, приурочены, главным образом, к интервалам залегания глинистых пород. Основные проблемы при проходке глинистых пород связаны с набухающими глинами и неустойчивыми аргиллитами.

Глины способны к гидратации, набуханию, пластификации, текучести, диспергированию, все это приводит к сужению ствола, потере устойчивости в виде вывалов и обвалов, зашламлению скважины, наработке и т.д. Набухание и диспергирование шлама и вывалившихся в ствол скважины глинистых пород ведет к аккумуляции глинистых частиц в составе бурового раствора, в результате этого происходит интенсивный рост концентрации коллоидных частиц и ухудшение функциональных свойств раствора, восстановление которых требует значительных разбавлений водой, дополнительных обработок химическими реагентами и применения многоступенчатых систем очистки. Очевидно, что восстановление свойств бурового раствора, неизбежно связано с наработкой, т.е. с увеличением их общего объема и объема потребления химических реагентов, что влечет за собой не только увеличение затрат на бурение скважин, но и техногенной нагрузки на окружающую среду.

Не в меньшей степени, набухающие глинистые породы вызывают осложнения связанные с потерей устойчивости ствола скважины, которые происходят в последовательности *увлажнение – набухание – выпучивание (течение) – вывал*. Из-за увлажнения и набухания глин ствол скважины, несмотря на количество обвалившейся породы, периодически сужается в течение всего цикла строительства. Если пропластки глин находятся в сыпучих породах, в стволе скважины возможно образование каверн.

В естественных условиях залегания, неустойчивые аргиллиты, характеризуются развитой трещиноватостью или при вскрытии

растрескиваются на структурные фрагменты, образуя трещины различных геометрических форм и размеров. Очевидно, такой переход аргиллитов от целостного состояния, где между всеми структурными элементами породы существуют прочные химические связи, в рыхлое несвязное состояние, где в местах трещин, между структурными фрагментами, отсутствует какая-либо прочная связь, приводит к нарушению устойчивости ствола скважин [1, 6, 15, 16, 20, 22, 29, 37, 53, 68, 79, 133]. Взаимодействие фильтрата или раствора с породой, в зависимости от их свойств, приводит, либо к быстрому осыпанию несвязных структурных фрагментов аргиллита в ствол скважины, либо к временной или полной их стабилизации и укреплению. В отличие от пластичных глинистых пород аргиллиты не набухают и не вызывают проблем с ростом коллоидной фракции и наработкой.

Потеря устойчивости аргиллита протекает в последовательности *растрескивание – проникновение фильтрата – расклинивание и увеличение трещин – осыпание*, что характерно для хрупких (или пластично-хрупких) тел. При проходке интервалов этих пород происходит интенсивное кавернообразование.

Пластичность глин и хрупкость аргиллитов обусловлены типом структурных связей в них и являются важными свойствами глинистых пород, которые должны учитываться при выборе состава, свойств и технологических показателей бурового раствора [28, 29].

Согласно современным представлениям, основные причины потери устойчивости глинистых и глинодержащих пород, связаны с нарушением их естественного влажностного равновесия при взаимодействии с дисперсионной средой промывочных жидкостей и обусловленным этим ростом дополнительных внутренних напряжений в поровом пространстве.

Производственный опыт убедительно свидетельствует о том, что предупредить нарушения устойчивости глинистых пород в околоствольном пространстве скважин только путем регулирования плотности и снижения до минимума показателя фильтрации бурового раствора в большинстве случаев

не удастся. Объясняется это тем, что глинистые породы обладают целым рядом специфических свойств, в частности, высокой гидрофильностью, способностью к адсорбции, набуханию и ионному обмену, в силу чего они способны впитывать в себя несвязанную жидкую фазу бурового раствора даже при отсутствии перепада давления в системе «ствол скважины – пласт». Известно, что влагоперенос в этой системе, т.е. проникновение дисперсионной среды бурового раствора в глинистую породу, происходит главным образом за счет адсорбционно-осмотических процессов [3, 29, 37, 49, 140]. Несмотря на существенные различия в механизме действия этих процессов, многие специалисты считают, что общим для них является образование гидратных оболочек вокруг структурных элементов глинистых пород, т.е. происходит их дополнительное увлажнение.

Выбранный буровой раствор для успешной проходки глинистых отложений должен минимизировать отрицательное влияние жидкости на глинистые породы. Для предупреждения или минимизации ожидаемых осложнений и трудностей, интенсивности проявления всех перечисленных выше процессов, обуславливающих набухание и диспергирование этих пород, нарушение устойчивости стенок скважин в породах глинистого комплекса, буровой раствор должен обладать высокой ингибирующей способностью [25, 28, 31, 32, 34, 74, 117].

Существует достаточно большое количество лабораторных методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов. Следует отметить, что традиционные ингибирующие растворы проявляют высокую эффективность в лабораторных условиях при проведении испытаний на ингибирующие свойства, а промысловые результаты свидетельствуют о низкой эффективности ингибирующих растворов при проходке набухающих глин и неустойчивых аргиллитов [1, 16, 20, 22]. Данное противоречие теории и практики, очевидно, связано с недостатками существующих буровых растворов и методов оценки ингибирующих свойств. В связи со сложностью процессов влагопереноса в системе «ствол скважины – глинистые породы»

единый показатель оценки ингибирующей способности промывочной жидкости до сих пор отсутствует. По этой причине в исследовательской и инженерной практике ингибирующую способность определяют достаточно большим числом различных показателей.

Рассмотрим основные оценочные показатели ингибирующих свойств буровых растворов, на которые ориентируются отечественные и зарубежные специалисты:

- показатель набухания;
- показатель глиноемкости (оценка устойчивости раствора к загрязнению глиной);
- показатель диспергирующей способности;
- показатель увлажняющей способности;
- показатель деформации.

Показатель набухания. Испытание образцов на набухание включает: отбор образцов глинистого шлама или керна, высушивание, диспергирование (разрушение структурных связей), просеивание через сито с диаметром отверстий не более 0,25 мм и испытание на набухание [28, 29, 32].

Величину набухания определяют на приборе конструкции К.Ф. Жигача–А.Н. Ярова. Современным прибором для оценки ингибирующей способности бурового раствора по показателям набухания является линейный тестер набухаемости OFITE. Конструкция тестера набухаемости OFITE позволяет одновременно испытывать до четырех (восьми) промывочных жидкостей на представительных образцах глинистых сланцев при температурах до 80°C в динамических условиях, т.е. в условиях циркуляции испытуемых промывочных жидкостей.

При проведении испытаний используют либо диспергированные до порошкообразного состояния, либо прессованные из порошка образцы. Если глинистые породы представлены глинами с коагуляционными связями, то производимое разрушение структурных связей, допустимо, а если породы

представлены уплотненными и аргиллитоподобными глинами или аргиллитами, то такой подход категорически недопустим (Рисунок 1.2) [83].

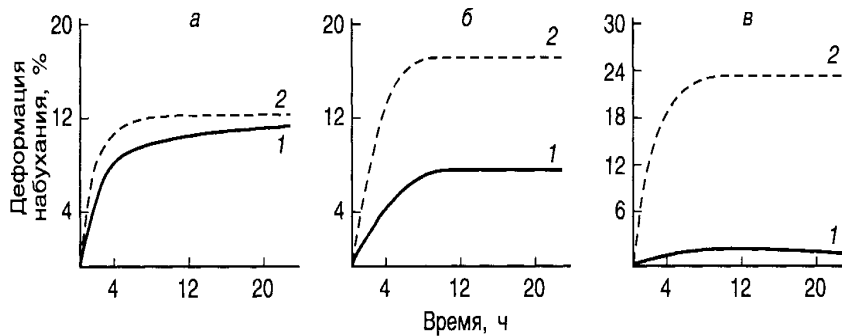


Рисунок 1.2 Естественное (1) и нарушенное (2) состояние глинистых пород:
а, б, в – с коагуляционными, переходными и фазовыми контактами
соответственно (по В.И. Осипову, 1979)

Показатель глиноёмкости. Под глиноёмкостью понимается предельное содержание глинистой фазы, при котором сохраняются допустимые пределы структурно-реологических свойств раствора. Глиноёмкость сильно зависит от эффективности и концентрации разжижителя, содержащегося в составе раствора. Например, в водных растворах реагентов-разжижителей – гуматов, таннидов и линосультфонатов, глина активно диспергирует и набухает, т.е. они все снижают ингибирующие свойства раствора, но при этом значительно увеличивают глиноёмкость [31, 32, 34].

Испытание на глиноёмкость позволяет оценить устойчивость структурно-реологических параметров раствора при агрессии глины. Однако, такое узкое рассмотрение вопроса может привести к ошибочным выводам, так как не производится контроль концентрации коллоидной фракции, от которой и зависят структурно-реологические параметры раствора [31, 32, 34]. Очевидно, что оценка ингибирующих свойств раствора по изменению концентрации коллоидной фракции при агрессии глины (при бурении глинистых отложений), является более объективным и правомерным.

Кроме того, следует учитывать, что в сложных геолого-технических условиях бурения буровой раствор подвергается воздействию различных

агрессий, поэтому испытание на устойчивость раствора по показателю агрессии глины является частным, случаем. Очевидно, повышение устойчивости раствора к воздействию возможных агрессий при строительстве конкретной скважины в сложных геолого-технических условиях и придаст буровому раствору максимальные ингибирующие свойства, т.е. инертность по отношению к агрессиям, и стабильность свойств и показателей.

Следовательно, оценка ингибирующей способности по показателю глиноемкости, является некорректной и приводит к ошибочным выводам при выборе бурового раствора для бурения глинистых отложений.

Показатель диспергирующей способности. Этот показатель применяется для определения доли глинистого шлама, который не диспергирует в буровом растворе. Испытание включает: отбор шлама или керна определенных фракций, высушивание до постоянной массы, диспергирование до фракций 2,00-4,76мм и взвешивание (Робщ), добавка в раствор, термостатирование с вращением при температуре 75°C в автоклаве в течение 12-16 часов. После этого буровой раствор пропускают через сито с размером ячеек 0,177мм, оставшиеся на сите частицы, промывают, сушат и определяют их массу (Рост) [31, 32, 34].

Ингибирующую способность раствора определяют по формуле:

$$П=(Рост/Робщ)*100\%. \quad (1)$$

Высокий процент остатка на сите указывает на высокие ингибирующие свойства раствора.

Диспергирующую способность находят по формуле:

$$D=100-П. \quad (2)$$

Очевидно, испытание раствора по остаточному шламу на сите с размерами ячеек 0,177мм не может дать оценку диспергирующей или ингибирующей способности раствора. Диспергирующую или ингибирующую способность раствора целесообразнее оценивать по диспергированию глинистого шлама до размеров коллоидной фракции, т. е. по росту концентрации коллоидной фракции.

Показатель увлажняющей способности. Показатель увлажняющей способности используется для оценки ингибирующей способности бурового раствора, преимущественно отечественными специалистами [31, 32, 34].

Суть методики оценки этого показателя заключается в следующем. Глина измельчается и просеивается через сито с диаметром не более 0,25 мм. Путем прессования получают модельные образцы глинистой породы с заданной исходной влажностью, взвешивают их и помещают на определенное время в исследуемую среду. Для определения показателя увлажняющей способности используются образцы диаметром 22мм и высотой 12мм, получаемые прессованием саригюхского бентонита (принят за эталон) или любой другой однородной глинистой породы. Готовые образцы выдерживают в исследуемых средах 4 часа.

По результатам взвешивания образцов до и после опыта рассчитывают процент увлажнения образца, A (%):

$$A = \left\{ \sum [(m - m_0) / m_0] \right\} 100 / n, \quad (3)$$

где m_0 – исходная масса образца, г;

m – масса увлажненного образца, г;

n – число исследованных образцов.

Если во всех сериях опытов используются образцы из одной и той же глины, то для сравнительной оценки ингибирующей способности исследуемых промывочных жидкостей достаточно пользоваться величиной текущей (начальной) скорости увлажнения v_t , которая определяется по следующей формуле:

$$v_t = A/t, \quad (4)$$

где t – продолжительность контакта образцов с исследуемой средой, час.

Для возможности сопоставления результатов оценки ингибирующей способности, полученных на образцах из разных глин, в качестве основного оценочного критерия используется показатель увлажняющей способности (Π , %/час), величина которого рассчитывается по формуле:

$$\Pi = v_t/t^{K-0,85} = v_t \exp [(0,85 - K) \ln t], \quad (5)$$

где K – коэффициент коллоидальности глины, использованной на получение модельных образцов, определяемый методом метиленовой сини.

Изготовление образцов и условия испытания по этой методике осуществляются с недопустимыми нарушениями. Разрушение структурных связей глинистых пород, а затем прессование из них образцов недопустимо при проведении испытаний по определению ингибирующих свойств раствора. К тому же, показатель увлажняющей способности в большей степени отражает крепящие свойства раствора по отношению к глинам с коагуляционными связями.

Показатель деформации. Ингибирующую способность бурового раствора (I_c) по деформированию модельных образцов глинистых пород при постоянной нагрузке на образцы предложено оценивать следующим образом:

$$I_c = \tau_{\phi} / \tau_{\psi}, \quad (6)$$

где τ_{ϕ}, τ_{ψ} – время воздействия на модельные образцы соответственно фильтра испытываемого бурового раствора и дистиллированной воды до их разрушения, с [28, 31, 32].

Для изготовления модельных образцов пород разработан специальный пресс. Модельные образцы готовят из частиц одинакового фракционного состава одной и той же глинистой породы, при одинаковых их геометрических размерах, условиях прессования и исходной влажности, а также при одной и той же нагрузке на образцы.

По мнению многих специалистов, методика оценки ингибирующей способности по показателю деформации, отличается простотой осуществления, экспрессностью, высокой надежностью и достоверностью прогнозирования возможностей промывочных жидкостей обеспечивать максимально эффективное бурение скважин в глинистых и глинодержащих породах, что делает ее пригодной для использования не только в научно-исследовательской, но и в инженерной практике.

Изготовление образцов и условия испытания по этой методике осуществляются с недопустимыми нарушениями, а именно производится

разрушение структурных связей, к тому же, данный показатель, в большей степени, отражает крепящие свойства раствора по отношению к глинам с коагуляционными связями.

По всей вероятности, известные показатели ингибирующих свойств раствора, должны позволить прогнозировать наработку и поведение ствола при бурении конкретной скважины и обеспечить, при этом, хорошую сходимости лабораторных и промысловых результатов. Однако, проведение испытаний с указанными нарушениями приводят к серьезным ошибкам при выборе ингибирующего бурового раствора, отсюда противоречия между лабораторными и промысловыми результатами. Испытания по оценке ингибирующих свойств раствора проводятся после диспергирования отобранных проб пород. Предварительное диспергирование, приводящее к разрушению структурных связей между элементами глины и аргиллита, при проведении любых испытаний недопустимо и является грубой ошибкой. Разрушение структурных связей и изготовление искусственных образцов прессованием приводят к изменению естественных свойств глинистых пород, и все глинистые породы, включая уплотненные и аргиллитоподобные глины, аргиллиты и сланцы рассматриваются как глины с коагуляционными связями. Следовательно, использование результатов этих испытаний (показатели набухания, увлажняющей способности и деформации Таблицы 1.2, п.1.2, п.3, п.5 соответственно) правомерно только для глинистых пород с коагуляционными связями и не допустимо, при выборе бурового раствора для бурения глинистых пород с фазовыми структурными связями, т.е. аргиллитов и сланцев. Причем эти показатели оценивают не ингибирующие, а крепящие свойства раствора. В качестве показателя ингибирующих свойств раствора, с определенными допущениями, можно признать показатель набухания диспергированного образца из глины (Таблица 1.2, п.1.1).

Таблица 1.2 – Показатели ингибирующих свойств раствора

№	Показатели	Оценка ингибирующих свойств раствора
1	Показатель набухания	
1.1	Набухание диспергированного образца из глины	частично применимо для оценки поведения шлама в растворе
1.2	Набухание прессованного образца из диспергированной глинистой породы	применимо для оценки <i>крепящих</i> свойств раствора по отношению к глинистым породам с коагуляционными связями
1.3	Набухание диспергированного образца из аргиллита	неприменимо
1.4	Набухание прессованного образца из диспергированного аргиллита	неприменимо
2	Показатель глиноемкости	неприменимо
3	Показатель увлажняющей способности	применимо для оценки <i>крепящих</i> свойств раствора по отношению к глинистым породам с коагуляционными связями
4	Показатель диспергирующей способности	неприменимо
5	Показатель деформации	применимо для оценки <i>крепящих</i> свойств раствора по отношению к глинистым породам с коагуляционными связями

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что существующие методики оценки ингибирующих свойств буровых растворов являются некорректными, из-за чего допускаются ошибки при выборе состава и свойств рабочего раствора для бурения глинистых отложений. Основные недостатки перечисленных методик: нарушение естественного состояния пород, их диспергирование и разрушение структурных связей, и изготовление образцов-таблеток для определения ингибирующих свойств раствора. Эффективность создаваемых буровых растворов во многом зависит от уровня существующих методик. Поэтому необходимо разработать рекомендации и методики, которые позволили бы дать реальную оценку не только ингибирующих, но и крепящих свойств буровых растворов в лабораторных и промышленных условиях.

Выводы к главе 1. Постановка цели и задач исследований

1. Проведен анализ применения растворов при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях воздействия агрессивий со стороны пластичных диспергирующих глин, значительных концентраций твердой фазы, солей и рапы, температуры и давления. Выявлены основные проблемы, связанные с недостатками используемых рабочих жидкостей – наработка бурового раствора, неустойчивость глинисто-аргиллитовых пород, недостаточная устойчивость к различным агрессивиям.

2. Проведенный анализ выявил, что не решены проблемы, связанные с наработкой раствора и неустойчивым поведением глинистых пород, в связи, с чем необходимо разработать ингибирующие буровые растворы с крепящими свойствами.

3. Проведенный анализ выявил, что не решены проблемы, при бурении солевых и подсолевых отложений в условиях рапопроявлений и воздействия высоких температур, в связи, с чем необходимо разработать буровые растворы, удовлетворяющие требованиям для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях.

4. Конкретизированы основные проблемы, связанные с использованием традиционных буровых растворов, возникающие в процессе строительства скважин на примере Астраханского ГКМ.

5. Рассмотрены существующие методы определения ингибирующих свойств буровых растворов. Выявлено что существующие методики оценки ингибирующих свойств буровых растворов являются некорректными, из-за чего допускаются ошибки при выборе состава и свойств рабочего раствора для бурения глинистых отложений.

6. Необходимо разработать рекомендации и методики по оценке ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов в лабораторных и промысловых условиях.

Исходя из вышеизложенного, поставлена цель данной работы и сформулированы задачи, которые необходимо решить для достижения цели. Цель и задачи диссертационной работы приведены во введении.

ГЛАВА 2 КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД И РАЗРАБОТКА МЕТОДИК ПО ОЦЕНКЕ ИНГИБИРУЮЩИХ И КРЕПЯЩИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

2.1 Классификация глинистых пород и требования к буровому раствору

С целью разработки методологии эффективной проводки скважин в отложениях глинисто-аргиллитовых пород в данном разделе диссертации рассматриваются вопросы взаимосвязи свойств указанных пород и буровых растворов в максимально возможной степени позволяющих решить задачу строительства глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях бурения.

Процесс образования глинистых пород из рыхлых осадков после их седиментации, т.е. процесс литификации, начинается сразу с диагенетических преобразований. После седиментогенеза, протекает процесс превращения осадка в осадочную породу. На различных стадиях диагенеза, помимо изменения минерального состава, осадок уплотняется, теряется значительное количество свободной воды, прочность контактов между частицами осадка увеличивается. Процессы диагенеза протекают благодаря энергетическим ресурсам самого осадка, без существенной роли давления и температуры. Главными факторами литификации глинистых осадков в стадии диагенеза являются дегидратация, уплотнение, формирование и упрочнение структурных контактов или связей. Уже на глубине первых метров осадок активно теряет свободную воду и уплотняется. С увеличением глубины погружения осадка уже на раннем этапе диагенеза начинает развиваться гравитационное уплотнение, выражающееся в укрупнении микроагрегатов, закрытии крупных пор, более плотной упаковке структурных элементов, появлении заметной ориентации глинистых микроагрегатов. Уплотнение глинистых пород протекает интенсивно и к концу диагенеза пористость их в

среднем достигает до 40%, с глубиной пористость и влажность закономерно снижаются [63, 83, 143].

Нормальный цикл процесса уплотнения глинистых пород на стадии диагенеза при определенных условиях может нарушаться и приводить к образованию «недоуплотненных» и «переуплотненных» глин.

В процессе катагенеза и метагенеза продолжается уплотнение пород, отжатие воды, трансформация глинистых минералов. Все это приводит к увеличению плотности глинистых пород, уменьшению пористости и водонасыщенности, изменению физико-механических свойств.

С глубиной пористость у максимально уплотненных аргиллитов в стадии катагенеза, без заметных признаков метаморфизма, снижается до 5%, при пористости 40% к концу диагенеза.

В глинистых и глинисто-карбонатных породах со слоистыми текстурами напряжения под действием давления вышележащих толщ распределяются равномерно. В песчаниках и алевролитах напряжения, возникающие в точках соприкосновения обломочных зерен различны, следовательно, это влияет на скорость растворения и новообразования минералов в разных участках зерен и определяет различную концентрацию поровых растворов.

Преобразование глинистых пород в процессе катагенеза протекает в несколько стадий.

Можно считать установленным, что на протяжении всей истории существования осадочных пород, начиная с момента накопления осадка и до превращения его в метаморфические образования, происходят изменения их минерального состава, структуры, текстуры и физико-механических свойств под воздействием различных процессов литификации.

Прочностные показатели глинистых пород во многом зависят от типа контакта между структурными элементами, которые определяются степенью их литификации. Процессам гравитационного уплотнения принадлежит ведущая роль в формировании прочностных свойств глинистых пород в платформенных условиях. Не менее важны при этом тектонические процессы

складкообразования, в ходе которого породы испытывают давление в десятки раз, превышающие гравитационное, и подвергаются дислокационному метаморфизму.

Под влиянием гравитационных сил и тектонических движений значительно усиливается уплотнение осадочных пород. Так, плотность апшеронских глин Азербайджана $2,2-2,3\text{г/см}^3$ при типичных значениях кайнозойских глинистых пород Русской плиты $1,8-1,9\text{г/см}^3$. В.Д. Ломтадзе отмечает, что плотности одновозрастных пород платформы и складчатых областей резко отличаются. Так, плотность скелета меловых глинистых пород Поволжья составляет $1,36-1,78\text{г/см}^3$, а меловых глинистых пород (плотных аргиллитов) Крымской зоны альпийской складчатости – $2,31-2,54\text{г/см}^3$. Плотность юрских глин района Москвы и Поволжья $1,32-1,40\text{г/см}^3$, а одновозрастных пород Прикаспийской впадины $1,70-1,72\text{г/см}^3$. Средняя плотность нижнекаменноугольных глин Подмосковского бассейна $1,48-1,85\text{г/см}^3$, аргиллитов, угленосной каменноугольной формации Среднего Урала $1,8-2,0\text{г/см}^3$, а глинистых сланцев карбона Донбаса $2,45-2,70\text{г/см}^3$ [47, 134].

Таким образом, влияние степени литификации глинистых пород через уплотнение на прочностные их характеристики происходит за счет упрочнения существующих контактов и образования новых, между структурными элементами. От свойств этих межструктурных контактов зависит поведение глинистых пород, проявляющееся при взаимодействии с буровыми растворами при строительстве скважин. Поэтому, при изучении глинистых пород с позиций разработки бурового раствора для безопасного бурения большое значение имеет рассмотрение структурных особенностей ее отдельных элементов. Структура – это пространственная организация всего вещества породы, характеризующаяся совокупностью морфометрических (размер, форма, характер поверхности структурных элементов и их количественное соотношение), геометрических (пространственная

композиция структуры) и энергетических признаков (тип структурных связей и общая энергия структуры).

Под твердыми структурными элементами горной породы следует понимать элементарные минеральные частицы, зерна и их ассоциации, определяющие природную дисперсность породы и формирующие ее структурный скелет. В зависимости от возраста, генезиса, состава и степени литификации глинистые породы слагаются из различных структурных элементов: первичные глинистые частицы, ультрамикрoагрегаты, микроагрегаты, агрегаты, зерна, а также включения остатков микрофауны и флоры, микрoкристаллов солей и рудных минералов [43, 63].

Структурные элементы, слагающие глинистые породы, взаимодействуют между собой не по всей межфазной поверхности, а только в местах их наибольшего сближения – контактах. Число и характер контактов – одна из важнейших структурных характеристик пород, обуславливающих их структурную связность. Контакты между структурными элементами можно подразделить по их геометрии (взаимному расположению контактирующих элементов в пространстве) и физической природе, т. е. характеру действующих сил. По геометрическому признаку выделяют три типа контактов: базис-базис, базис-скол и скол-скол [29].

Геометрия контакта существенно влияет на его прочность и, следовательно, на структурную связность породы, поскольку определяет площадь контактного взаимодействия и в конечном счете прочность единичного контакта. Еще большее влияние на свойства глинистых пород оказывает характер контактных взаимодействий, т.е. природа и энергия сил, действующих на контакте и определяющих энергетические признаки структуры. С этих позиций в глинистых породах можно выделить три типа контактов: коагуляционный, переходный (точечный) и фазовый, или кристаллизационно-цементационный [29].

Коагуляционные контакты преобладают у молодых глинистых осадков и слабоуплотненных глин. Они характеризуются наличием в зоне контакта

тонкой равновесной пленки связанной воды, толщина которой зависит от физико-химических факторов и изменяется от нескольких до десятков нанометров (Рисунок 2.1, а). Существуют две разновидности коагуляционного контакта – ближний и дальний, различающиеся толщиной равновесной гидратной пленки в контактном зазоре. Притяжение частиц на коагуляционном контакте обуславливается далекодействующими межмолекулярными, магнитными и дипольными (кулоновскими) взаимодействиями.

Переходные (точечные) контакты распространены у водонасыщенных пород средней и высокой степени уплотнения, а также у неполностью водонасыщенных (находящихся в сухом или слабо увлажненном состоянии) глин. Они характеризуются наличием небольшого по площади, точечного, соприкосновения между взаимодействующими элементами и образованием между ними относительно прочной связи (10^{-8} - 10^{-6} Н) за счет действия химических и ионно-электростатических сил (Рисунок 2.1, б). Характерной особенностью таких контактов является их обратимость по отношению к воде, т. е. способность гидратироваться и переходить в коагуляционные контакты при увлажнении породы или снятии с нее внешней нагрузки.

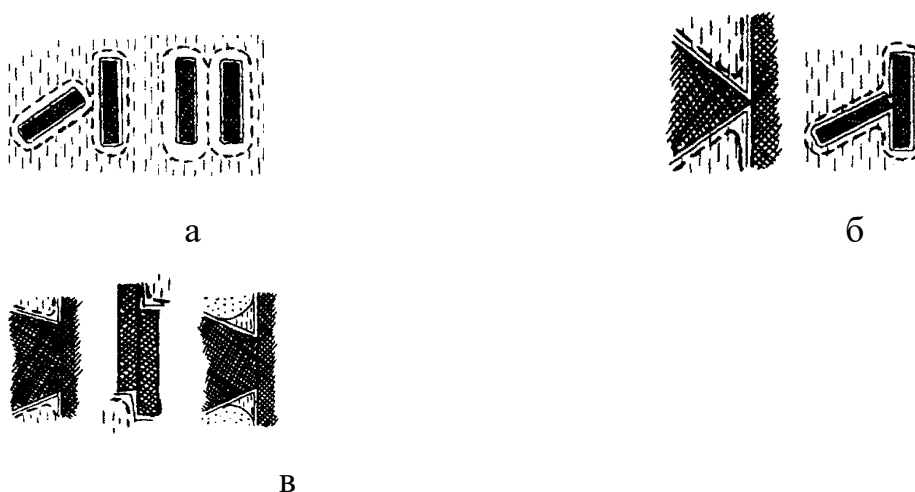


Рисунок 2.1 – Формирование контактов в глинистых породах: а – коагуляционный; б – переходный; в – фазовый

Фазовые контакты развиты у сильноуплотненных цементированных глин, аргиллитов и алевролитов (Рисунок 2.1, в). Они характеризуются наличием непосредственного («сухого») соприкосновения между структурными элементами на значительной контактной площади или развитием на контакте новой фазы (кремнезем, гипс, карбонаты, гидроксид железа), цементирующей частицы и микроагрегаты. Первый тип фазовых контактов часто называют кристаллизационным, а второй – цементационным. На фазовых контактах действуют силы химической и ионно-электростатической природы, поэтому прочность таких контактов значительна (как правило, не ниже 10^{-6} Н). Отличительная особенность фазовых контактов – их необратимость по отношению к воде: породы с такими контактами не теряют прочности, или снижают ее незначительно, и не пластифицируются при увлажнении. Устойчивость фазовых контактов к воде означает, что молекулы воды по геометрическим соображениям не могут проникать между структурными элементами.

В природных глинистых образованиях часто преобладает один из выделенных типов контактов. Вместе с тем широко распространены разности глинистых пород, у которых одновременно развито два или три типа контактов.

Очевидно, поведение глинистой породы, как на стенках ствола, так и в виде шлама, в процессе строительства скважины при взаимодействии с буровым раствором во многом будет определяться от преобладания того или иного типа контакта между структурными элементами и свойств бурового раствора.

С позиций разработки и выбора бурового раствора для строительства скважин весьма интересным является инженерно-геологическая классификация глинистых пород, предложенная В.Д. Ломтадзе [67]. Данная классификация основана на влиянии литогенеза на формирование свойств глинистых пород. Согласно данной классификации, все глинистые породы разделены по степени литификации на 5 групп.

Предложенная классификация хорошо согласуется с инженерной практикой. Очевидным является влияние степени литификации на свойства глинистых пород через развитие межструктурных контактов. Однако, отсутствие достаточной информации о распространении того или иного контакта, создает определенные трудности в прогнозировании поведения глинистых пород при взаимодействии с буровым раствором.

Анализ существующих классификаций глинистых пород показывает, что мнения специалистов по таким характеристикам глинистых пород, как пористость, влажность, контакты между структурными элементами и др., по различным стадиям литогенеза, сильно разнятся. Также нет единого мнения среди специалистов по преобразованию глинистых пород, на какой стадии диагенеза, катагенеза и метагенеза происходят те или иные преобразования, границы между стадиями диагенеза, катагенеза и метагенеза практически стерты.

Среди известных, классификация, разработанная В.И. Осиповым, В.Н. Соколовым и Н.А. Румянцевым, выглядит более информативно относительно развития контактов между структурными элементами, хорошо отражает основные характеристики глинистых пород и учитывает морфометрические, геометрические и энергетические признаки [83].

Согласной этой классификации, в соответствии с энергетическими характеристиками структурных связей в породе выделяют три группы микроструктур: коагуляционная, смешанная и кристаллизационно-цементационная. При этом в группу коагуляционных микроструктур, целиком входящую в подкласс слабоориентированных, включены три типа, различающиеся по параметру дисперсности. В группу смешанных микроструктур в соответствии с различной дисперсностью и степенью ориентации входит шесть типов, а группа высокоориентированных кристаллизационно-цементационных микроструктур представлена тремя типами, различающимися по параметру дисперсности и коэффициенту анизотропии.

Коагуляционная микроструктура характеризуется малой прочностью индивидуальных контактов между структурными элементами от $2,1 \cdot 10^{-9}$ до $5,3 \cdot 10^{-8}$ Н. Характеризуется эластично-вязким или упруго-эластичным деформированием с вязкопластичным разрушением. Это указывает на присутствие только коагуляционных контактов между хаотически расположенными структурными элементами, образующимися в результате седиментогенеза и раннего диагенеза. В коагуляционной микроструктуре преобладают дальние и ближние коагуляционные контакты.

Отличительная особенность коагуляционных микроструктур – слабая степень ориентации структурных элементов. Такую микроструктуру имеют морские и озерные илы, а также слаболитифицированные морские глины голоценового Q₄ и позднечетвертичного Q₃ возраста.

Эти глинистые породы с коагуляционными контактами образуют 1-ю группу, они обладают ярко выраженными тиксотропными свойствами, в ненарушенном и нарушенном сложении не набухают или набухают очень слабо, так как находятся в предварительно гидратированном и набухшем состоянии (Таблица 2.1).

Смешанная микроструктура характеризуется прочностью индивидуальных контактов между структурными элементами от $4,2 \cdot 10^{-8}$ до $1,5 \cdot 10^{-6}$ Н, упруго-эластично-вязким или упруго-вязким деформированием с хрупкопластичным и реже хрупким разрушением. Деформационное поведение указывает на присутствие, наряду с коагуляционными, переходных и реже фазовых контактов, образующихся в результате раннего, среднего и позднего диагенеза.

Подобная микроструктура обычно наблюдается у морских, ледниковых, озерно-ледниковых и аллювиальных глин и суглинков преимущественно средней и реже высокой степени литификации. Возраст отложений может изменяться от голоценового Q₄ до протерозойского PR₃.

Глинистые породы с тонкодисперсной структурой, средней и высокой ориентации характеризуются слабым набуханием в ненарушенном и

нарушенном сложении, которое коррелируется с ранним и средним диагенезом, наличием, преимущественно, ближних коагуляционных, и реже переходных контактов по типу базис-скол под углом. Схожесть свойств этих пород с глинистыми породами с коагуляционной микроструктурой позволяет данную микроструктуру, несмотря на присутствие смешанных контактов, рассматривать как коагуляционную. На необходимость объединения этих глинистых пород в 1-ю группу указывает и их поведение в ненарушенном и нарушенном сложении при контакте с буровым раствором (Таблица 2.1).

Глинистые породы со среднедисперсной структурой, со средней ориентацией характеризуются средним набуханием в ненарушенном и нарушенном сложении, которое указывает на средний и поздний диагенез и на наличие, преимущественно ближних коагуляционных контактов при заметном увеличении доли переходных, и реже фазовых контактов по типу базис-базис и базис-скол под углом. Данная микроструктура объединяет глинистые породы со смешанными контактами и образует 2-ю группу, которые по своим свойствам и по поведению в ненарушенном и нарушенном сложении при контакте с буровым раствором отличаются от пород 1-й группы с коагуляционными контактами (Таблица 2.1).

Глинистые породы со среднелитифицированной среднедисперсной структурой, с высокой ориентацией характеризуются сильным интенсивным набуханием в ненарушенном и нарушенном сложении, что указывает на средний и поздний диагенез и на наличие, преимущественно переходных с подчиненным значением ближних коагуляционных и фазовых контактов по типу базис-базис и базис-скол под углом. Большое содержание в глинистом веществе монтмориллонита увеличивает интенсивность и степень набухания. Глинистые породы со смешанными контактами данной микроструктуры объединены во 2-ю группу, которые по своим свойствам и по поведению, в ненарушенном и нарушенном сложении, при контакте с

буровым раствором очень сильно отличаются от пород 1-й группы с коагуляционными контактами (Таблица 2.1).

Глинистые породы средне- и высоколитифицированной крупнодисперсной структурой характеризуются сильным набуханием в ненарушенном и нарушенном сложении, что свидетельствует о среднем и позднем диагенезе и наличии, преимущественно, переходных, с большой долей ближних коагуляционных и фазовых контактов по типу базис-базис и базис-скол под углом. Уменьшение содержания в глинистом веществе монтмориллонита немного снижает интенсивность и степень набухания. Глинистые породы со смешанными контактами данной микроструктуры по своим свойствам и по поведению в ненарушенном и нарушенном сложении при контакте с буровым раствором идентичны с породами 2-й группы (Таблица 2.1).

Глинистые породы средне- и высоколитифицированной крупнодисперсной структурой с высокой ориентацией характеризуются слабым набуханием в ненарушенном сложении и высоким при нарушенном, что указывает на поздний диагенез и преобладание коагуляционно-фазовых контактов по типу базис-базис и базис-скол под углом. Увеличение доли фазовых контактов сказывается на снижении набухания в ненарушенном сложении. Благодаря своим отличительным особенностям эти глинистые породы образуют 3-ю группу, характерную для коагуляционно-фазовых контактов. Глинистые породы с коагуляционно-фазовыми контактами по своим свойствам и по поведению, в ненарушенном и нарушенном сложении, при контакте с буровым раствором отличаются от других глинистых пород со смешанными контактами (Таблица 2.1).

Из-за существенных различий в свойствах и поведении глинистых пород со смешанными контактами в ненарушенном и нарушенном сложении, при взаимодействии с буровым раствором, они разделены на три группы (Таблица 2.1):

- тонкодисперсные, средней и высокой ориентации в стадии раннего и среднего диагенеза, определены в 1-ю группу с коагуляционными контактами;
- среднедисперсные, средней и высокой ориентации и крупнодисперсные средней ориентации в стадии среднего и позднего диагенеза, определены во 2-ю группу со смешанными, преимущественно переходными контактами с большой долей ближних коагуляционных и фазовых контактов;
- крупнодисперсные, высокой ориентации в стадии позднего диагенеза, определены в отдельную 3-ю группу со смешанными коагуляционно-фазовыми контактами.

Кристаллизационно-цементационная микроструктура характеризуется высокой прочностью на сжатие и прочностью индивидуальных контактов между структурными элементами от $1 \cdot 10^{-7}$ до $1 \cdot 10^{-5}$ Н. Характеризуется упруговязким или упругим характером деформирования с хрупким разрушением. Такое деформационное поведение обусловлено присутствием преимущественно фазовых контактов кристаллизационной и цементационной природы.

Подобная микроструктура характерна для морских глин высокой и реже средней степени литификации, а также глинистых сланцев, аргиллитов и алевролитов. Возраст отложений может изменяться от познечетвертичного Q₃ до протерозойского PR₃.

Структура высоко-, (реже средне-) литифицированных тонкодисперсных, высокой ориентации, морских тяжелых глин познечетвертичного Q₃ и позднепалеогенового P₃ возраста (Q₃-P₃), и среднедисперсных средних и легких глин, глинистых сланцев, аргиллитов раннеогенового N₁ и раннекембрийского e₁ возраста (N₁-e₁) состоит из листообразных микроагрегатов с размером 3-6 мкм и толщиной до 0,3 мкм, а также из пылеватых зерен 6-15 мкм. Преобладают гидрослюда, смешаннослойные минералы, монтмориллонит, примеси хлорита и каолинита.

У этих глинистых пород, при переходе от тонкодисперсных микроструктур в среднедисперсные, наблюдается снижение набухания от

слабого до полного исчезновения в ненарушенном сложении, и увеличение набухания, от некоторого возрастания до более интенсивного, в нарушенном сложении. Это указывает, что глинистые породы с тонкодисперсной микроструктурой прошли стадию катагенеза, а со среднедисперсной – стадию катагенеза и частично метагенеза, обуславливающие развитие преимущественно фазовых контактов, с определенной долей ближних коагуляционных и переходных контактов по типу в основном базис-базис. При переходе глинистых пород от тонкодисперсных микроструктур в среднедисперсные возрастает цементационная и кристаллизационная природа фазовых контактов, а доля коагуляционных и переходных контактов существенно падает. Эти глинистые породы образуют 4-ю группу пород с фазовыми контактами, с определенной долей ближних коагуляционных и переходных контактов (Таблица 2.1).

Крупнодисперсные породы представлены высоколитифицированными морскими средними и легкими аргиллитоподобными глинами, аргиллитами, алевролитами позднеюрского J₃ и позднепротерозойского PR₃ возраста (J₃-PR₃). Структура алевролитов состоит из микроагрегатов размером 15-30мкм, аргиллитов – из агрегатов размером до 60мкм и шириной до 6мкм. В плотных аргиллитах и алевролитах пористость резко падает. Преобладают гидрослюда, смешаннослойные минералы.

Глинистые породы этой категории не набухают в ненарушенном сложении и слабо набухают в нарушенном сложении, что указывает на стадию эпигенеза, обуславливающий развитие преимущественно фазовых контактов кристаллизационной природы по типу базис-базис. Остальные контакты практически отсутствуют. Слабое набухание в разрушенном сложении объясняется крупным размером структурных элементов (микроагрегатов и агрегатов) и наличием фазовых контактов кристаллизационной природы. Глинистые породы данной микроструктуры образуют 5-ю группу пород с фазовыми контактами кристаллизационной

природы. Глинистые породы 4-й и 5-й группы ведут себя практически одинаково при взаимодействии с буровым раствором, за исключением проблем, связанных со слабым набуханием в ненарушенном сложении у глинистых пород 4-й группы (Таблица 2.1). Отсюда и требования к буровым растворам для бурения интервалов глинистых пород 4-й и 5-й группы практически одинаковы (Таблица 2.2).

Приведенные сведения о глинистых породах, о структурных особенностях и физико-химических взаимодействиях их с окружающей средой, являются основой для выбора и разработки растворов при разбурировании указанных пород.

Следовательно, при обосновании выбора рецептур буровых растворов необходимо учитывать важнейшие особенности глинистых пород:

- морфометрические, геометрические и энергетические признаки микроструктур;
- наличие, тип и преобладание контакта;
- характер деформации и разрушения породы;
- набухание в ненарушенном и нарушенном сложении;
- поведение стенок скважины и шлама при взаимодействии с буровым раствором с водной дисперсионной средой;
- степень литификации, стадии литогенеза (эти позиции спорные).

Некоторые характерные особенности глинистых пород подтверждаются или уточняются на основании анализа пробуренных скважин и осложнений на конкретном месторождении. Разработка и выбор бурового раствора для сложных геологических условий бурения без учета и предварительного анализа глинистых пород, слагающих разрез месторождения, может привести к значительному превышению материальных и временных затрат, предусмотренных проектом на строительство скважины.

Таблица 2.1 – Классификация глинистых пород и связанные с ними проблемы

Группа и микро-структура глинистых пород	Контакты	Стадия литогенеза	Поведение при воздействии раствора		Проблемы и осложнения
			в ненарушенном сложении (стенок скважины)	в нарушенном сложении (шлама)	
1-я группа. Коагуляционная и смешанная	Коагуляционные дальние и ближние, реже переходные, $2,1 \cdot 10^{-9}$ до $5,3 \cdot 10^{-8}$ Н	Ранний и средний диагенез	1) Не набухают или очень слабо набухают 2) Текучесть, тиксотропия, высокая пластичность	Распад на мелкие куски, быстрое диспергирование до коллоидных фракций	1. Рост реологии и наработка раствора 2. Сужение ствола из-за течения пород, вывалы, обвалы, эрозия
2-я группа. Смешанная	Переходные с большой долей ближних коагуляционных и фазовых, $4,2 \cdot 10^{-8}$ до $1,5 \cdot 10^{-6}$ Н	Средний и поздний диагенез	1) Среднее и сильное набухание 2) При увлажнении высокая пластичность	1) Среднее и сильное набухание 2) Распад на мелкие куски, быстрое диспергирование до коллоидных фракций	1. Рост реологии и наработка раствора 2. Сужение из-за набухания, вывалы, обвалы, эрозия
3-я группа. Смешанная	Коагуляционно-фазовые, $4,2 \cdot 10^{-8}$ до $1,5 \cdot 10^{-6}$ Н	Поздний диагенез, частично катагенез	1) Слабое набухание	1) Сильное набухание	1. Рост реологии и наработка раствора 2. Незначительные осыпи
4-я группа. Кристаллизационно-цементационная	Фазовые цементационной и кристаллизационной природы с небольшой долей ближних коагуляционных и переходных, $1 \cdot 10^{-7}$ до $1 \cdot 10^{-5}$ Н	Катагенез и частично метагенез	1) Слабое набухание с уменьшением	1) Рост интенсивности набухания	Осыпи, обвалы, каверны
5-я группа. Кристаллизационно-цементационная	Фазовые кристаллизационной природы $1 \cdot 10^{-7}$ до $1 \cdot 10^{-5}$ Н	Эпигенез (катагенез и метагенез)	1) Не набухает	1) Слабо набухает	

Таблица 2.2 – Требования к буровому раствору для их бурения

Глинистые породы	Проблемы и осложнения	Требования к буровому раствору
1-я группа. Коагуляционные, реже переходные контакты	1.Рост реологии и наработка раствора 2.Сужение из-за течения увлажненных пород, вывалы, обвалы, эрозия	1.Усиление выносящих свойств 2.Увеличение плотности 3. Увеличение реологии
2-я группа. Переходные. с большой долей ближних коагуляционных и фазовых контактов	1.Рост реологии и наработка раствора 2.Сужение из-за набухания, вывалы, обвалы, эрозия	1.Усиление ингибирующих, инкапсулирующих и выносящих свойств (усиление крепящих свойств в рыхлых породах) 2.Низкое значение показателя фильтрации 3. Увеличение реологии
3-я группа. Коагуляционно-фазовые контакты	1.Рост реологии и наработка раствора 2.Незначительные осыпи	1.Усиление ингибирующих и инкапсулирующих свойств 2.Среднее значение показателя фильтрации
4-я группа. Фазовые цементационной и кристаллизационной природы с долей коагуляционных и переходных контактов	Осыпи, обвалы, каверны	1.Усиление крепящих свойств за счет использования всех показателей 2.Повышение кольматирующих свойств 3.Минимизация показателя фильтрации 4.Увеличение реологии для уменьшения турбулентного воздействия на стенки скважины и улучшения выноса шлама 5.Ввод сводообразующих материалов 6.Регулирование плотности раствора
5-я группа. Фазовые контакты кристаллизационной природы		

2.2 Обоснование выбора буровых растворов для бурения глинистых пород

При разработке бурового раствора важно учитывать современное состояние горных пород, т.е. состав, строение и свойства глинистых пород, а не историю приобретения этого состояния во время стадий литогенеза, и самое главное, на основании анализа выявить характер поведения глинистой породы в процессе строительства скважины при взаимодействии с буровым раствором. В предложенной классификации, важнейшими характеристиками глинистых пород, которые необходимо учитывать при выборе бурового раствора являются характер контактов между структурными элементами, набухание и поведение в ненарушенном и нарушенном сложении, проблемы и осложнения в процессе строительства скважины.

Поскольку проблемы и осложнения, вызванные глинистыми породами 1-й, 2-й и 3-й группы отличаются, то и предъявляемые требования к буровому раствору для их предупреждения также имеют отличительные особенности и поэтому распределены по каждой группе отдельно.

Глинистые породы 4-й и 5-й группы, несмотря на их отличительные особенности, вызывают аналогичные проблемы и осложнения, и поэтому предъявляемые требования к буровому раствору для их предупреждения идентичные.

Ниже кратко показаны проблемы и их решения по группам посредством буровых растворов.

Проблемы глинистых пород 1-й группы и выбор бурового раствора для их бурения. Глинистые породы 1-й группы залегают на небольшой глубине и в ненарушенном сложении находятся в гидратированном, набухшем и диспергированном состоянии, т.е. с большим содержанием влаги. В глинистых породах 1-й группы, находящихся в стадии раннего и среднего диагенеза, структурные элементы взаимодействуют посредством коагуляционных дальних и ближних, и редко переходных контактов. Из-за

высокого содержания влаги глинистые породы в ненарушенном сложении проявляют ярко выраженные текучесть и тиксотропные свойства. Текучесть увлажненных глинистых пород на стенках скважины напоминает поведение глинистого «теста» в динамике под нагрузкой. Из-за текучести глинистых пород периодически происходят сужения ствола скважины. Глинистые породы с коагуляционными контактами имеют низкую устойчивость на стенках скважины, они проявляют текучесть, разрушаются в виде вывалов и обвалов.

Околоскважинный слой глинистых пород, непосредственно контактирующий с буровым раствором, до и после взаимодействия с ним практически не отличается по свойствам, т.е. физико-химическое воздействие бурового раствора на глинистые породы в стенках ствола скважины отсутствует, либо оно настолько мало, что его влиянием можно пренебречь (с учетом небольшого времени контакта и интервала бурения). Циркуляция бурового раствора приводит к эрозионному разрушению стенок ствола скважины, причем, чем выше турбулизация и скорость восходящего потока раствора, тем выше эрозионное разрушение. Сохранение устойчивости глинистых пород с коагуляционными контактами достигается за счет предотвращения их текучести в ствол скважины и эрозионного разрушения путем повышения плотности бурового раствора и реологических показателей соответственно. В рыхлых глинистых породах увеличение реологических показателей существенно повышает устойчивость ствола стенок скважин. Показатель фильтрации бурового раствора практически не влияет на устойчивость глинистых пород с коагуляционными контактами, поэтому требования к показателю фильтрации не высоки. Из-за небольшого промежутка времени контакта бурового раствора со стенками скважины влияние химического состава фильтрата так же не велико и им можно пренебречь.

Профилометрия ствола скважины характеризуется, как сужениями в интервалах с большим содержанием глинистого вещества, так и кавернами в

интервалах с малым содержанием глинистого вещества, в рыхлых глинистых породах, песках и т.д.

Следовательно, для сохранения устойчивости отложений глинистых пород 1-й группы необходимо использовать высоковязкие растворы с требуемой плотностью. Для увеличения вязкости раствора целесообразнее использовать глинопорошки и полимеры.

Глинистые породы 1-й группы в нарушенном сложении (выбуренный или обвальный шлам) под влиянием гидравлических, механических, термобарических и других воздействий быстро распадаются на более мелкие куски, диспергируются до структурных элементов, представленных преимущественно глинистыми частицами. Бурение в глинистых породах с коагуляционными контактами можно сравнить с обработкой бурового раствора предварительно гидратированным «тестом» или пастой из глинопорошка. В процессе бурения происходит интенсивный рост реологии бурового раствора и наработка. Этап интенсивного роста реологических показателей бурового раствора соответствует увеличению диспергирования шлама до коллоидных частиц. Так как, глинистые породы с коагуляционными контактами находятся в предварительно гидратированном и набухшем состоянии, то снижение скорости диспергирования до коллоидных размеров путем усиления ингибирующих свойств бурового раствора малоэффективно. С другой стороны, увеличение реологических показателей раствора обеспечивает вынос шлама на поверхность, прежде чем произойдет его диспергирование, однако это создает дополнительную нагрузку для очистных устройств, резко снижая их эффективность.

Проблемы глинистых пород 2-й группы и выбор бурового раствора для их бурения. В глинистых породах 2-й группы, находящихся в стадии среднего и позднего диагенеза, структурные элементы взаимодействуют преимущественно через переходные контакты с подчиненным значением коагуляционных ближних и фазовых.

Глинистые породы 2-й группы со смешанной микроструктурой в ненарушенном сложении в среднеувлажненном состоянии, при взаимодействии с буровым раствором восстанавливают гидратированность и интенсивно набухают. Интенсивность набухания зависит от содержания влаги и набухающих минералов. Набухание околоскважинного слоя происходит быстро и замедляется в глубину пласта, так как набухшие слои блокируют проникновение фильтрата вглубь глинистой породы, в дальнейшем это приобретает определенную среднюю динамику, которая проявляется в виде сужений ствола, с периодическими их проработками, вывалов и обвалов пристенных набухших слоев глинистой породы в ствол скважины. Часто это выглядит как зашламливание ствола скважины с обильным выносом больших кусков увлажненной глинистой породы.

При хорошем выносе шлама вибросита с трудом справляются с очисткой раствора. Особенно это наблюдается после очередного подъема при спуске во время проработок. Проработки механическим скабливающим эффектом провоцируют и того слабо удерживаемые увлажненные глинистые слои на стенках скважины, и они лавинообразно вываливаются и обваливаются в ствол скважины. При этом возможна потеря циркуляции раствора, рост давления на стояке, затяжки, посадки и т.д. Проявление сужения ствола в этом случае является следствием набухания глинистых пород, а не текучести как для глин 1-й группы. И поэтому мероприятия для их предотвращения должны быть иными.

В зависимости от превалирования того или иного фактора глинистые породы на стенках скважины могут проявлять длительную устойчивость обеспечивая номинальный или близкий к номинальному, диаметр ствола скважины. Так как, эти глинистые породы имеют различный разброс показателей влажности, пористости, содержания монтмориллонита, большой диапазон залегания по глубине, а значит различия в горном давлении, температуре и т.д., то во избежание проявлений неустойчивого поведения стенок скважины большое значение будет иметь физико-химическое

воздействие бурового раствора, поэтому рекомендуется усиливать крепящие и ингибирующие свойства бурового раствора.

При бурении глинистых пород 2-группы возможно значительное снижение содержания глинистого вещества, особенно это создает проблемы при проходке сыпучих песков, водоносных рыхлых пород. В этих случаях необходимо увеличить крепящие свойства раствора, например вводом определенных сводообразующих кольматантов.

Профилометрия ствола скважины характеризуется, как сужениями в интервалах с большим содержанием глинистого вещества, так и кавернами в интервалах с малым содержанием глинистого вещества, в рыхлых глинистых породах, сыпучих песках и т.д.

В глинистых породах 2-группы сальникообразования и желобообразования распространены повсеместно и происходят с тяжелыми последствиями. Часто выносимые на поверхность сальники на калибраторах, долотах, муфтах труб представлены глинистой породой естественного сложения и имеют такую прочность и консистенцию, что с трудом удается их сбить.

Глинистые породы 2-й группы с преимущественно переходными контактами, с увеличением концентрации монтмориллонита в вещественном составе глин, при попадании в буровой раствор в виде выбуренной или обвальской породы, легко распадаются на мелкие куски, структурные элементы, быстро гидратируют, набухают и диспергируют до коллоидных размеров. При этом рост реологии происходит мгновенно.

Для минимизации роста реологии необходимо минимизировать гидратацию за счет усиление ингибирующих свойств в сочетании с инкапсулирующими и выносящими свойствами. Инкапсулирующие свойства значительно замедляют распад шлама на более мелкие куски, особенно при гидравлических и механических воздействиях бурового раствора в термобарических условиях в стволе скважины. А улучшение выносящих

свойств бурового раствора обеспечивает своевременную доставку шлама на очистные устройства, прежде чем шлам подвергается диспергированию.

Таким образом, использование буровых растворов с высокими ингибирующими, инкапсулирующими и реологическими свойствами для сохранения устойчивости ствола и минимизации наработки не противоречат, а взаимно дополняют друг друга. При наличии в разрезе рыхлых неустойчивых пород необходимо усилить крепящие свойства бурового раствора [25, 28, 31, 32].

Проблемы глинистых пород 3-й группы и выбор бурового раствора для их бурения. 3-я группа представлена средне- и высоколитифицированными глинистыми породами позднего диагенеза, преимущественно коагуляционно-фазовыми контактами, с большой долей переходных контактов. Преобладают гидрослюда и смешаннослойные минералы, с небольшими примесями хлорита и каолинита. Тугопластичная консистенция, упруговязкий характер деформирования с хрупким разрушением. Наблюдается анизотропия прочностных и деформационных свойств. Слабое набухание в ненарушенном сложении и высокое при нарушенном указывает на преобладание коагуляционно-фазовых контактов по типу базис-базис и базис-скол под углом. Увеличение доли фазовых контактов сказывается на снижении набухания в ненарушенном сложении.

Глинистые породы 3-й группы после вскрытия и взаимодействия с буровым раствором проявляют хорошую устойчивость. Околоскважинный слой глинистых пород, подвергшийся воздействию бурового раствора, практически не отличается от свойств пород в глубине пласта, т.е. проявляет длительную устойчивость. На стабилизацию глинистых пород влияет плотность бурового раствора, а также, ингибирующие свойства (химический состав фильтрата) и показатель фильтрации, причем значение показателя фильтрации может варьировать в широком диапазоне от 5-10 до 15-20 см³ за 30 мин, без ухудшения устойчивости ствола скважины. Требования к реологическим показателям исходят из обеспечения выноса шлама на

поверхность. Однако, учитывая пластичные свойства глинистых пород с коагуляционно-фазовыми контактами, существует большая вероятность сальникообразований, особенно при бурении наклонно-направленных стволов. Сальникообразования могут привести к нарушению устойчивости ствола скважины из-за проявления эффектов свабирования и поршневания. В наклонно-направленных интервалах возникают желобообразования со всеми вытекающими проблемами.

Профилометрия ствола скважины характеризуется, практически номиналом, за исключением небольших отклонений в сторону уменьшения и увеличения, причиной которых, по всей вероятности, являются перепады давления из-за свабирования и поршневания.

Следовательно, учитывая достаточно хорошую устойчивость ствола скважины в интервалах глинистых пород 3-й группы, для безопасного бурения с позиций сохранения их устойчивости, достаточно применять ингибирующие буровые растворы со средними значениями показателя фильтрации. Реология раствора поддерживается на минимально допустимом уровне исходя из условий обеспечения выноса шлама на поверхность.

Быстрая гидратация и интенсивное набухание в нарушенном сложении приводит к росту реологии бурового раствора в процессе бурения глинистых пород 3-й группы. С увеличением содержания набухающих минералов возрастает загущение бурового раствора и вследствие этого наработка. Глинистые породы с коагуляционно-фазовыми контактами после разрушения долотом, интенсивного гидравлического воздействия раствора на них с насадок долота и в дальнейшем при транспортировке по стволу на поверхность при различных сдвиговых напряжениях раствора в кольцевом пространстве легко распадаются на структурные элементы, быстро гидратируют, набухают и диспергируют до коллоидных фракций.

Для минимизации роста реологии необходимо усиление как ингибирующих, так инкапсулирующих свойств. Ингибирующие свойства регулируют вводом ингибиторов. Инкапсулирующие свойства регулируют с

целью минимизации распада и диспергирования глинистого шлама при его транспортировке на поверхность вводом полимеров, в основном полисахаридов.

Таким образом, использование буровых растворов с ингибирующими и инкапсулирующими свойствами для сохранения устойчивости ствола и минимизации наработки не противоречат, а взаимно дополняют друг друга.

Проблемы глинистых пород 4-й и 5-й групп и выбор бурового раствора для их бурения. Цементационно-кристаллизационная микроструктура включает высоколитифицированные глинистые породы 4-й и 5-й групп и реже среднелитифицированные 4-й группы. В плотных глинах, глинистых сланцах, аргиллитах и алевролитах 4-й группы, кроме фазовых контактов цементационной и кристаллизационной природы, возможно присутствие небольшого числа переходных и ближних коагуляционных контактов, тогда как в аргиллитоподобных глинах, аргиллитах и алевролитах 5-й группы присутствуют только фазовые контакты кристаллизационной природы.

В глинистых породах 4-й группы при переходе от тонкодисперсных микроструктур в среднелитифицированные возрастает цементационная и кристаллизационная природа фазовых контактов, а доля коагуляционных и переходных контактов существенно падает, что сказывается на их свойствах, в ненарушенном сложении наблюдается снижение набухания от слабого до полного исчезновения.

В плотных аргиллитах и алевролитах пористость резко падает. Преобладают гидрослюда, смешаннослойные минералы. Твердая консистенция, упругий характер деформирования с хрупким разрушением указывает на развитие фазовых контактов с кристаллизационной и цементационной микроструктурой. Породы обладают высокой анизотропией прочностных и деформационных свойств.

Для этих глинистых пород характерна высокая степень литификации и отсутствие набухания в ненарушенном сложении.

После вскрытия глинистые породы 4-й и 5-й группы склонны к растрескиванию и быстрому распространению микротрещин по стволу в околоскважинном слое и вглубь пласта под воздействием бурового раствора. Это часто проявляется в виде осыпаний глинистых пород разных размеров и форм (обычно в виде пластин разной формы и чешуек) с различной интенсивностью. Для сохранения устойчивости глинистых пород 4-й и 5-й группы на стенках ствола скважины, кроме плотности бурового раствора, важная роль принадлежит показателю фильтрации, режиму течения в кольцевом пространстве и реологическим показателям. Показатель фильтрации должен иметь минимальное значение, чем меньше, тем лучше. Режим течения должен иметь щадящий – ламинарный, без пульсаций и турбулизаций. С этих позиций повышение реологических показателей благотворно повлияет на устойчивость ствола скважины.

Сохранение устойчивости ствола скважины в потенциально неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах 4-й и 5-й группы, среди всех рассмотренных групп глинистых пород, является самой сложной задачей. Потеря устойчивости проявляется в виде интенсивных осыпей, обвалов в течение длительного времени с образованием больших каверн.

Известные на практике интенсивные осыпания аргиллитов в виде пластин и чешуек являются причиной недохода инструмента и геофизических приборов до забоя скважины, зашламления ствола скважины, трудностей при наращивании, разного рода посадок, подклинок, роста давления, обильного выноса шлама и т.д. и т.п. Все это приводит к ухудшению замещения бурового раствора цементным и некачественному креплению.

Для предупреждения этих осложнений производят:

- усиление крепящих свойств раствора за счет полимерной стабилизации, повышения показателей кольматирующих свойств (гидрофобные и гидрофильные кольматанты);

- предпочтительнее ввод кольматантов осуществлять после их гидрофобизации в нефти;

- ввод сводообразующих кольматирующих материалов, предпочтительнее после их гидрофобизации в нефти;
- ввод высоковязкой нефти с доведением концентрации до 5-15% без ПАВ-эмульгатора;
- минимизация показателя фильтрации;
- увеличение показателей реологии для снижения пульсаций и турбулентного воздействия на стенки скважины;
- регулирование плотности раствора.

Профилометрия ствола скважины характеризуется, кавернами различного диаметра по глубине ствола. Кавернообразование возрастает за счет перепадов давления на стенки скважины из-за свабирования и поршневания.

С позиций роста реологии и наработки влияние глинистых пород 4-й и 5-й группы минимальное, поэтому ингибирующие свойства поддерживают исходя из мощности отложений тех или иных глинистых пород в данном открытом интервале бурения.

Следовательно, для сохранения устойчивости ствола предпочтительнее использование буровых растворов с высокой реологией с крепящими и кольматирующими свойствами с минимальным показателем фильтрации.

2.3 Обоснование методик для определения ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов

Заключительный этап по разработке и выбору бурового раствора, включает проведение различных тестов, основанных на взаимодействии исследуемого раствора с образцами глинистых пород, слагающих геологический разрез месторождения. В существующих методиках, описанных в Главе 1, при проведении испытаний заведомо допускаются грубые нарушения, так как, не учитывают влияние структурных контактов на поведение глинистых пород в ненарушенном и нарушенном сложении [29]. Известно, что поведение глинистых пород в ненарушенном и нарушенном

сложении определяется типом контактов между структурными элементами. Глинистые породы с фазовыми структурными контактами в ненарушенном сложении не набухают, а после нарушения структурных связей, приобретают способность к набуханию, хотя имеются исключения, как например глинистые породы 5-й группы, которые даже после нарушения структурных связей не набухают. Глинистые породы с переходными контактами в ненарушенном сложении набухают сильнее, чем глины с коагуляционными и фазовыми контактами. Очевидно, при проведении тестов на устойчивость глинистых пород на стенках ствола скважины не допускается их испытание после их предварительного диспергирования, так как это противоречит условиям поведения глинистых пород на стенках скважины при строительстве скважин.

Существенное влияние на набухание оказывает влажность глинистой породы: чем ниже влажность, тем больше влаги она поглощает и тем быстрее идет процесс набухания. Однако, естественная влажность глинистой породы в проводимых испытаниях не учитывается.

Существуют методики проведения тестов на основе отобранного шлама. Отобранный шлам высушивают, диспергируют, из него готовят образцы таблеток и далее проводят испытания согласно методике. Проводимые, таким образом, испытания противоречат реальным условиям строительства скважин.

Теперь имея на вооружении разработанную классификацию, позволяющую прогнозировать поведение глинистых пород, выделим основные свойства буровых растворов, влияющих на ингибирующие и крепящие свойства (Рисунок 2.2).

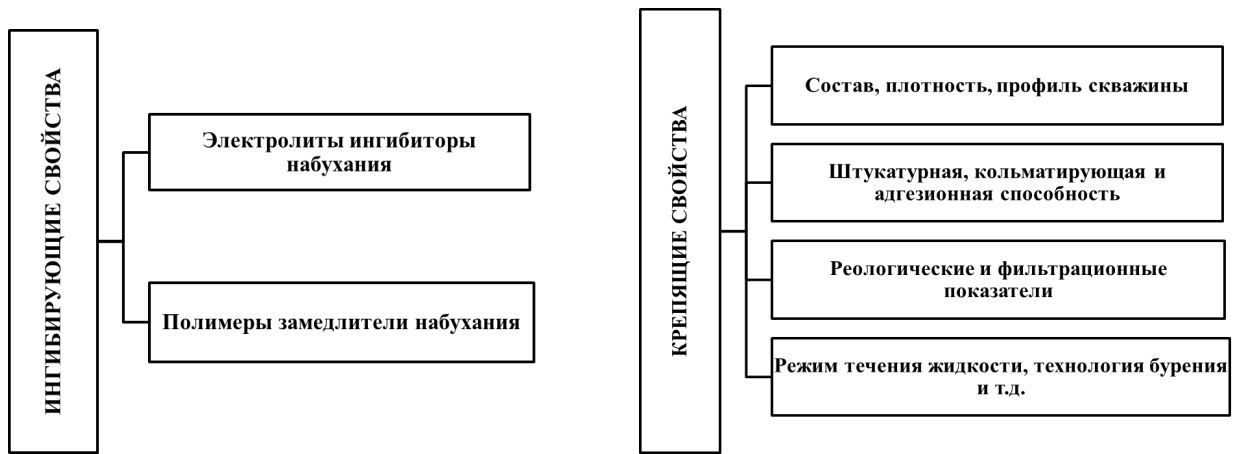


Рисунок 2.2 – Управление ингибирующими и крепящими свойствами бурового раствора

Ингибирующие и крепящие свойства по выполняемым задачам удобнее конкретизировать [25, 28, 112]:

-предотвращение наработки и сохранение стабильных показателей раствора за счет снижения гидратации, набухания и способности к диспергации глинистого шлама достигается за счет ингибирующих свойств раствора;

-сохранение устойчивости глинистых пород на стенках ствола скважин, в первую очередь достигается за счет крепящих свойств раствора.

Управление ингибирующими свойствами раствора осуществляется посредством не сложных химических обработок, а именно путем ввода электролитов и водорастворимых полимеров, выполняющих соответственно функции ингибиторов и замедлителей набухания глин (Рисунок 2.2). Более сложная задача – управление крепящими свойствами, так как устойчивость стенок скважины зависит от плотности, реологических и фильтрационных показателей, состава, адгезионной и штукатурной способности раствора, профиля ствола, режима течения жидкости в кольцевом пространстве, технологии бурения и т.д. (Рисунок 2.2).

До настоящего времени нет единого подхода к роли ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов в решении важнейших задач по наработке и стабилизации стенок скважин при бурении глинистых пород. Нет

надежных рекомендаций и тестов для определения ингибирующих и крепящих свойствам бурового раствора.

Для определения ингибирующих свойств раствора рекомендуется, использовать следующие показатели:

- показатель коллоидной фракции при бурении глинистого интервала;
- показатель устойчивости раствора к агрессиям;
- показатель наработки раствора в процессе бурения глинистого интервала.

Показатель коллоидной фракции. Этот показатель, показывает влияние агрессии глины на устойчивость раствора и поэтому является частным случаем показателя устойчивости раствора к агрессиям. Поскольку, на долю глинистых отложений приходится до 70% протяженности осадочного чехла, выделение агрессии глины, как отдельного показателя оценки ингибирующей способности раствора, необходимо сохранить. Известно, что причиной роста структурно-реологических и ухудшения остальных показателей является гидратация, набухание и диспергирование глинистого шлама до размеров коллоидной фракции. Диспергирование глинистого шлама до коллоидных размеров в буровом растворе, происходит под воздействием физико-химических процессов – механических, гидравлических, термобарических, химических и др. Показатель коллоидной фракции ΔC_k , представляет собой разность между концентрациями коллоидной фракции в растворе после добавления $C_k(д)$ и до добавления глины $C_k(и)$, следовательно, показатель коллоидной фракции, при оценке ингибирующих свойств буровых растворов, определяется:

$$\Delta C_k = C_k(д) - C_k(и). \quad (7)$$

Чем меньше значение ΔC_k , тем выше ингибирующие свойства раствора. Максимальные ингибирующие свойства раствор имеет при $\Delta C_k \leq 0$.

Увеличение концентрации глинистых частиц коллоидных размеров интенсивнее происходит в растворе способствующем набуханию и

диспергированию глин, т.е. в растворе с низкими ингибирующими свойствами.

На примере рассмотрим оценку ингибирующей способности раствора по показателю коллоидной фракции для двух типов ингибирующих систем: традиционного состава, стабилизированного анионными полимерами и полимеркатионного, стабилизированного катионными полимерами.

Традиционный малоглинистый ингибирующий раствор готовили на основе акрилового реагента росфлок ПВ и хлористого калия, а малоглинистый поликатионный раствор – на основе катионного сополимера Силфок 2540С и хлористого калия. Для имитации агрессии глины (выбуриваемой породы) в исходные растворы вводили бентонитовый глинопорошок (6%) и глинистый шлам (10%). Глинистый шлам представлял с собой высушенный материал с интервала палеогеновых глин с высоким содержанием набухающих монтмориллонитовых минералов, отобранный с выбросит при бурении скважин на Астраханском ГКМ. Влияние глинистой агрессии оценивалось по росту и изменению концентрации коллоидной фракции ($S_{к(д)}$ и $\Delta S_{к}$), пластической вязкости (ПВ), динамического напряжения сдвига (ДНС) и статического напряжения сдвига за 1 и 10 мин ($СНС_{1/10}$) растворов после ввода глинистых добавок через 2 часа, 5 и 10 суток (Рисунок 2.3, Таблица 2.3).

Глинистая агрессия приводит к увеличению структурно-реологических показателей базового акрилового раствора, тогда как показатели полимеркатионного бурового раствора практически не претерпевают изменений.

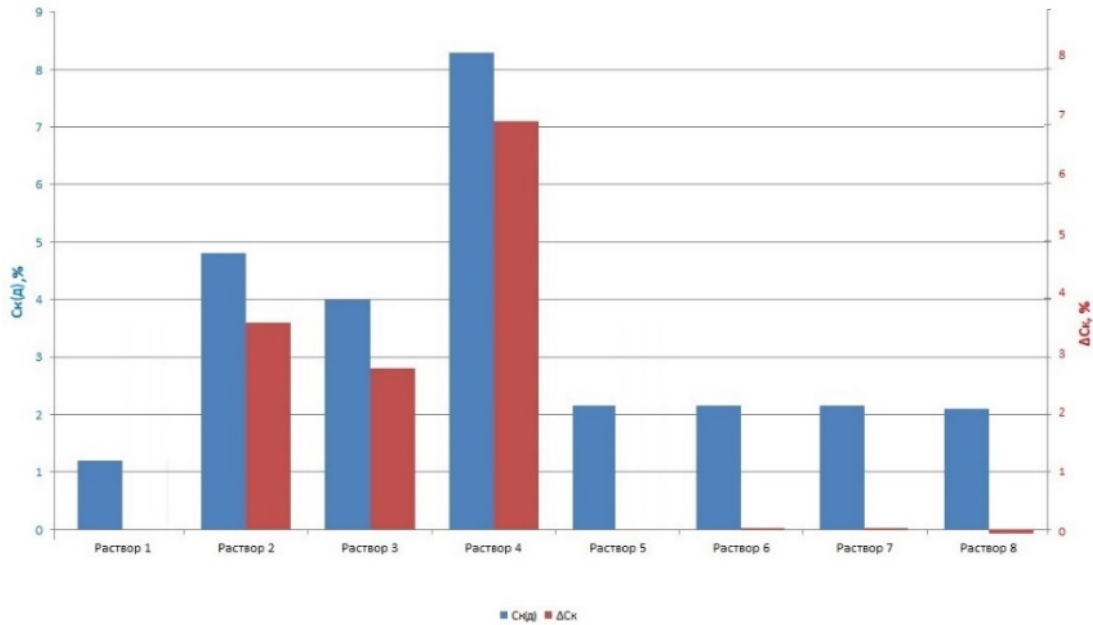


Рисунок 2.3 – Изменение концентрации коллоидных фракций в растворе (нумерация растворов соответствует таблице 2.3)

Таблица 2.3 – Влияние глинистой агрессии на показатели акрилового раствора и полимеркатионный буровой раствор

№	Состав и обработка раствора	Структурно реологические показатели							
		ПВ, мПа*с			ДНС, Па			СНС _{1/10} , дПа	
		2ч	5с	10с	2ч	5с	10с	5с	10с
Акриловый раствор									
1	1,5%-й гл.р.+3%росфлокПВ+3%КСІ	28	28	28	18	18	10	5/8	5/8
2	№1+6%бент.г.п..	20	32	37	16	28	34	55/126	58/128
3	№1+10%гл.шлам	24	31	39	18	29	35	56/124	57/133
4	№1+6%бент.г.п.+10%глин.шлам	42	54	-*	28	43	-*	86/190	94/>200
Полимеркатионный раствор									
5	3%-й гл.р.+7%Силфок+3%КСІ	28	28	28	5	5	5	5/10	5/10
6	№5+6%бент.г.п.	32	26	26	6	4	4	3/4	3/4
7	№5+10%гл.шлам	31	26	25	8	4	4	3/4	3/4
8	№1+6%бент.г.п. +10%гл.шлам	43	23	23	8	3	3	0/2	0/2

Примечание: * прибор зашкаливает

Незначительное снижение структурно-реологических показателей полимеркатионного бурового раствора при одновременном вводе бентонитового глинопорошка и глинистого шлама связано с уменьшением концентрации сополимера Силфок2540С в растворе за счет его адсорбции на

поверхности глинистой фазы и их осаждения. Концентрация коллоидной фракции ($C_k(\delta)$, в %) после ввода бентонитового глинопорошка и глинистого шлама в полимеркатионный буровой раствор не меняется через 10 суток, а в акриловом растворе увеличивается сразу и через 10 суток возрастает в 7,5 раза, что является причиной роста структурно-реологических показателей (Таблица 2.3).

Показатель коллоидной фракции в полимеркатионной системе составляет $\Delta C_k \leq 0$, что свидетельствует о значительном превосходстве полимеркатионного бурового раствора по ингибирующим свойствам над традиционными системами.

Показатель устойчивости раствора к агрессиям. В связи с тем, что показатель агрессии глины (показатель коллоидной фракции) является частным случаем, то целесообразнее, в сложных геолого-технических условиях бурения, проводить испытание бурового раствора на устойчивость при воздействии различных агрессий, возникающих при строительстве конкретной скважины. Рассмотрение показателя агрессии глины в виде отдельного показателя, обусловлена актуальностью данной проблемы. Воздействие различных агрессий приводит к ухудшению свойств и показателей традиционных растворов, что сказывается на устойчивости ствола скважины. А восстановление свойств и показателей раствора требует дополнительных обработок, что приводит к наработке, временным, энергетическим и материальным затратам.

Ухудшение свойств и показателей традиционных растворов происходит под воздействием следующих агрессий:

- глины (увеличение концентрации коллоидной фракции);
- солей (коагуляция и дестабилизация);
- цемента (коагуляция, рост pH и дестабилизация);
- CO_2 и H_2S (снижение pH среды);
- рапы (коагуляция, разжижение, седиментация твердой фазы);
- температуры и давления (термодеструкция стабилизаторов);

- бактерий (ферментативная деструкция стабилизаторов);
- времени (деструкция стабилизаторов, старение раствора) и др.

Все агрессии вызывают, в той или иной степени, ухудшение показателей раствора. При воздействии одновременно нескольких агрессивий возникают серьезные трудности по восстановлению свойств и показателей раствора.

Следовательно, для успешного бурения в сложных геолого-технических условиях необходимо создание и применение ингибирующих растворов, проявляющих устойчивость к воздействию агрессивий, возникающих при строительстве конкретной скважины.

Отсюда, чем выше устойчивость раствора к воздействию агрессивий, тем выше ингибирующие свойства. В сложных геолого-технических условиях бурения показатель устойчивости раствора к агрессивиям, возникающих при строительстве конкретной скважины, является очень важным.

Показатель наработки раствора.

На практике, нарабатываемые и утилизируемые объемы буровых растворов значительно превышают регламентированные, что, очередной раз, свидетельствует о низких ингибирующих свойствах применяемых традиционных растворов на Астраханском ГКМ и о существовании противоречий между теорией и практикой (Таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Регламентируемые объемы бурового раствора при бурении надсолевых отложений

Интервал бурения (диаметр долота 393,7 мм), м	Объем наработки раствора, м³
350-1000	317
350-1500	914
350-2000	1050
350-2500	1200
350-3000	2000

Для оценки наработки рекомендуется проверочный показатель наработки - коэффициент наработки K_n [111].

$$K_n = V_{\text{факт.нар.}} / V_{\text{нар.пр.}}, \quad (8)$$

где $V_{\text{нар.пр.}}$ – наработка по проекту, $V_{\text{факт.нар.}}$ – наработка с рекомендуемыми растворами.

Отсюда:

При $V_{\text{факт.нар.}} = 0$, $K_n = 0$ очень высокие ингибирующие свойства;

При $V_{\text{факт.нар.}} < V_{\text{нар.пр.}}$, $K_n < 1$ хорошие ингибирующие свойства;

При $V_{\text{факт.нар.}} = V_{\text{нар.пр.}}$, $K_n = 1$ ингибирующие свойства рекомендуемого и проектного раствора равны;

При $V_{\text{факт.нар.}} > V_{\text{нар.пр.}}$, $K_n > 1$ низкие ингибирующие свойства.

Высокие ингибирующие свойства полимеркатионных систем, в сравнении с традиционными растворами, подтверждаются сходимостью лабораторных и промышленных испытаний, соответственно, по показателю коллоидной фракции (Таблица 2.5) и по проверочному показателю наработки (Таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Сравнительные результаты применения растворов по наработке на Астраханском ГКМ

Показатели	Номер скважины					
	707	915	2062	939	1082	916
Тип раствора	Полимеркалиевый раствор			Полимеркатионный буровой раствор		
Интервал бурения, м	0-3620	0-2486	0-3600	0-2900	0-2101	0-2414
Показатель коллоидной фракции ΔS_k , %	$\geq 8-12$	$\geq 7-11$	$\geq 7-12$	≤ 0	≤ 0	≤ 0
Коэффициент наработки	$\approx 1,1$	$\approx 1,0$	$\approx 0,8$	0	0	0
Нарботка раствора, м ³	2860	1250	1900	0	0	0
Затраты воды для управления свойствами раствора, м ³	6300	4280	5350	3090	760	710

Такое соответствие теории и практики, т. е. сходимость между лабораторными и промышленными испытаниями, свидетельствует о более высоких ингибирующих свойствах полимеркатионных систем и правильности выбора методики испытаний и показателей для оценки ингибирующих свойств буровых растворов.

Управление крепящими свойствами раствора рекомендуется производить путем регулирования состава, плотности, «штукатурной» и адгезионной способности, реологических и фильтрационных показателей, режима течения жидкости в открытом стволе, технологии бурения и т.д. Напомним для сравнения, что управление ингибирующими свойствами раствора осуществляют путем подбора ингибиторов набухания и полимеров, замедляющих набухание глинистых пород. При бурении неустойчивых пород возможны противоречия между крепящими и ингибирующими свойствами, т.е. усиление крепящих свойств, может вызвать снижение ингибирующих и наоборот.

Оценку крепящих свойств раствора в лабораторных условиях рекомендуется производить по следующим показателям:

- показатель увлажняющей способности прессованных образцов глин, применим для глинистых пород с коагуляционными структурными связями;
- показатель разрушения породы, применим для аргиллитов и глинистых пород с фазовыми и переходными структурными связями.

Сведения о показателе увлажняющей способности и методика испытаний приведены в главе 1.

Показатель разрушения породы. Оценка показателя разрушения породы осуществляется на керновом материале или на шламе следующим образом:

- проводят внешний осмотр фрагментов, отбор идентичных образцов, осмотр отобранных образцов под микроскопом, фасовка по размерам и дефектам (мини трещинам);
- испытание идентичных образцов на устойчивость в различных жидкостях в течение 5-10 суток в обычных условиях, либо в автоклаве, при требуемых температуре и давлении, в течение 1-5 суток в статическом состоянии;
- после испытаний образцы изымают из испытуемых жидкостей, очищают их поверхность, осматривают под микроскопом и сравнивают между собой.

Следовательно, жидкость, в которой образцы сохраняют целостность, обладает лучшими крепящими свойствами относительно данных пород.

На примере рассмотрим оценку крепящей способности раствора по показателю разрушения породы. В качестве опытного образца использовался шлам пермотриасовых отложений склонных к осыпаниям. Состав неустойчивых пород пермотриасовых отложений представлен в Таблице 2.6

Таблица 2.6 – Состав шлама из пермотриасовых отложений.

Содержание минералов, массовая доля, %										Сумма глинистых	Примечание
Кварц	Полевые шпаты		Карбонаты		Глинистые минералы						
	К-Пш	Na-Пш (Альбит)	Кальцит	Доломит	Каолинит	Хлорит	Иллиты	Смешанослойные	Смектиты		
18,1	5,8	11,2	11,4	34,8	0,5	2,5	9,9	5,2	0,6	18,7	набухающих ГМ-5.8%

Примечание: Na-Пш - плагиоклазы, К-Пш - калиевые полевые шпаты; Иллиты - истинные слюды и слюды с дефицитом межслоевых катионов

В процессе бурения эксплуатационных скважин на Астраханском ГКМ, при проходке интервалов данных пород, часто возникают проблемы, связанные с их устойчивостью. В связи с этим были проведены опыты с целью оценки крепящих свойств и выбора бурового раствора для сохранения устойчивости стенок скважины (Рисунок 2.4) На основании данных опытов были обоснованы пути усиления крепящих свойств.

На фотографиях приведены образцы неустойчивых глинисто-алевритовых известковистых доломитов пермотриасовых отложений, выдержанных в водной среде с различной концентрацией свободного катионного полимера. С увеличением концентрации катионного полимера устойчивость всех образцов повышается (Рисунок 2.4). Наиболее прочные образцы сохраняются при максимальной концентрации катионного реагента в присутствии катионов калия.

Бинарные смеси не имеют превосходства над одинарными смесями солей (Рисунок 2.4).

Кроме показателей крепящих свойств, определяемых в лабораторных условиях, рекомендуется, производить оценку крепящих свойств раствора по результатам промысловых испытаний, по проверочным показателям.

Рекомендуемые проверочные показатели зависят от поведения ствола скважины, следовательно, проведя анализ проработок, посадок, затяжек и др. инцидентов, анализ количества, типа и качества выносимого шлама на виброситах и анализ кавернозности ствола скважины можно оценить крепящие свойства раствора, в сравнении с другими рабочими жидкостями, в условиях конкретной площади.

Проверочные показатели оценивают эффективность буровых растворов по крепящим свойствам в промысловых условиях, причем сходимость лабораторных и промысловых результатов испытаний, свидетельствует о правильности выбора методики испытаний и бурового раствора для стабилизации глинистых пород на стенках скважины.

Применимость оценочных показателей ингибирующих и крепящих свойств раствора приведены Таблица 2.7

Таблица 2.7 – Рекомендуемые показатели ингибирующих и крепящих свойств раствора

Показатели	Применимость для оценки	
	ингибирующих свойств	крепящих свойств
Показатель коллоидной фракции	да	нет
Показатель устойчивости раствора к агрессиям	да	нет
Показатель наработки раствора в процессе бурения глинистого интервала	да	нет
Показатель увлажняющей способности	нет	да (для глинистых пород с коагуляционными связями)
Показатель разрушения породы	нет	да (для аргиллитов и глинистых пород с фазовыми и переходными структурными связями)

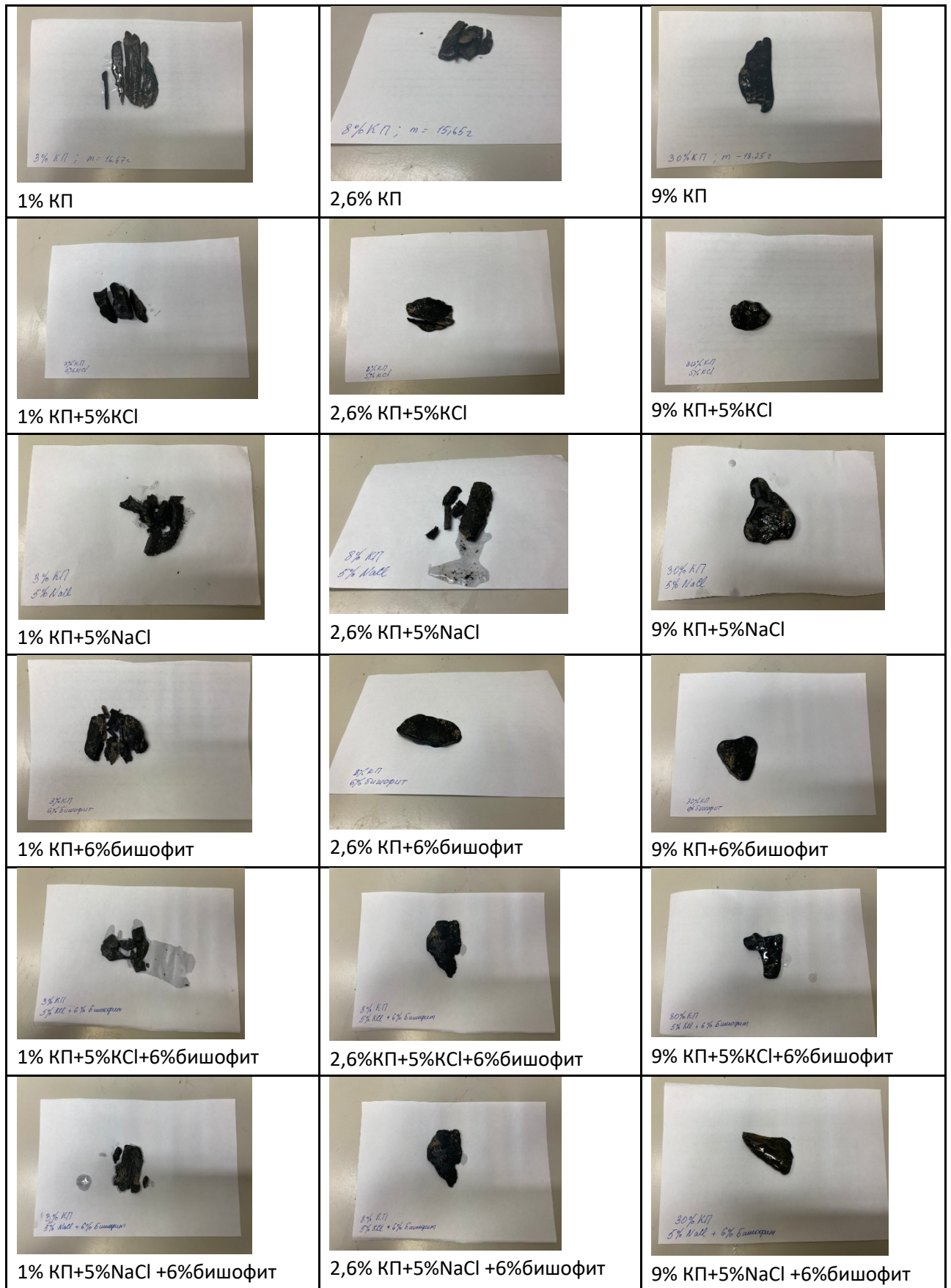


Рисунок 2.4 Устойчивость ненабухающих образцов пермотриасовых отложений, выдержанных в водной среде катионного полимера

Таким образом рекомендуемые оценочные показатели в полной мере отражают ингибирующие и крепящие свойства раствора.

Выводы к главе 2

1. Проанализированы и классифицированы глинистые породы. Согласно составленной классификации, были выделены 5 групп глинистых пород. Рассмотрены проблемы, возникающие при проходке каждой из групп пород и обоснованы требования к буровым растворам.

2. На основе усовершенствованной классификации рекомендованы тесты для оценки ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов и проверочные промысловые показатели.

3. Обоснованы ингибирующие и крепящие свойства раствора с разграничением выполняемых задач, а также усовершенствованы рекомендации и методики по оценке ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов в лабораторных и промысловых условиях.

4. Для оценки ингибирующих свойств предложены следующие показатели: показатель коллоидной фракции, показатель устойчивости раствора к агрессиям, показатель наработки раствора в процессе бурения глинистого интервала.

5. Для оценки крепящих свойств предложены следующие показатели: показатель увлажняющей способности прессованных образцов глин, показатель разрушения породы и проверочный показатель коэффициент кавернозности.

ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРКАТИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

3.1 Особенности свойств полимеркатионных буровых растворов

Проблемы, связанные с недостатками анионных и неионных растворов в конечном счете, приводят к возникновению осложнений и аварий, повышению затрат на строительство скважины.

К наиболее значимым недостаткам традиционных анионных и неионных буровых растворов с водной дисперсионной средой относятся: низкие ингибирующие и крепящие свойства; недостаточная устойчивость к бактериальной агрессии, вследствие чего происходит биодеструкция полимеров и дестабилизация системы; зависимость показателей и свойств раствора от значений рН среды; низкая устойчивость показателей раствора к глинистой, температурной, солевой, углекислотной, сероводородной и другим агрессиям; многокомпонентность; одноразовое использование; низкое качество вскрытия продуктивных коллекторов и т.д. Устранение указанных недостатков, для анионных и неионных буровых растворов с использованием существующих химических реагентов, практически, не представляется возможным.

Поэтому, для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях, в частности для Астраханского ГКМ, необходимо разработать рабочие жидкости, сочетающие положительные свойства водных и углеводородных растворов. Создание таких жидкостей с устранением присущих недостатков традиционных анионных и неионных систем является важнейшей задачей.

До настоящего времени, в составах буровых растворов катионным высокомолекулярным соединениям не уделялось должного внимания и их влияние на свойства и показатели технологических жидкостей недостаточно изучены. Однако, учитывая многие положительные особенности взаимодействия катионных полимеров с глинистыми породами в водной среде, они могут найти широкое применение в составах буровых растворов. К

тому же, недостатки традиционных буровых растворов легко устраняются в полимеркатионной системе, содержащей в качестве стабилизатора высокозарядные катионные полимеры. Все модификации буровых растворов, стабилизированные катионными полимерами, получили название – полимеркатионные буровые растворы Катбурр [25, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 33, 33, 34, 35]. На сегодняшний день разработаны и запатентованы различные модификации Катбурр. В качестве стабилизаторов в модификациях Катбурр используются катионные полимеры: полидадмахи, полиамины и полиакриламиды.

Можно выделить следующие прогнозируемые достоинства полимеркатионных буровых растворов, вытекающие из химического состава и строения катионных полимеров:

- высокая устойчивость катионного полимера к агрессии глины;
- высокая устойчивость катионного полимера к агрессии солей;
- высокая устойчивость катионного полимера к агрессии температуры.

Высокая устойчивость катионного полимера к агрессии глины.

Устойчивость катионного полимера к агрессии глины должна обеспечить высокие ингибирующие и крепящие свойства полимеркатионному буровому раствору.

Глины, особенно набухающие и диспергирующие, легко переходят в буровой раствор, увеличивают концентрацию коллоидной фазы, повышают реологические показатели, ухудшают смазывающие свойства, которые отрицательно влияют на технико-экономические показатели бурения. При проходке набухающих и диспергирующих глин требуются периодические разбавления раствора с целью поддержания проектных значений реологических показателей. Периодические разбавления рабочей жидкости приводят к перерасходу химических реагентов, наработке избыточных объемов раствора, что создает угрозу окружающей среде, возникают проблемы с утилизацией отходов и т.д. Для бурения интервалов набухающих глин разработано множество ингибирующих буровых растворов. Бурение

скважин с промывкой традиционными растворами в мощных толщах глинистых пород всегда и везде сопровождается наработкой избыточных объемов, несмотря на применение различных ингибирующих систем. Например, использование традиционных ингибирующих буровых растворов – калиевых, кальциевых, гликолевых, силикатных и др. в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины малоэффективно, как для сохранения устойчивости стенок скважины, так и для снижения наработки раствора [30].

Взаимодействие глинистого шлама с водой приводит к ее гидратации, набуханию и диспергированию. Для ингибирования этих процессов производят обработку бурового раствора с целью снижения активности молекул воды. Следовательно, подавляя активность молекул воды можно управлять как ингибирующими, так и крепящими свойствами бурового раствора. Чем менее связаны молекулы воды, тем активнее они участвуют в гидратации, набухании и диспергировании глины. При проходке хрупких аргиллитов более активные молекулы воды быстрее и глубже проникают в микротрещины и обуславливают потерю устойчивости стенок ствола скважины. Так, структурированная вода с реализованными водородными связями наименее активна, вода, находящаяся под действием электростатических сил, менее активна, мономерная вода, у которой не реализованы водородные и электростатические связи более активна [46, 131, 137, 138, 155]. Следовательно, уменьшая долю активных молекул воды, можно снизить не только гидратацию, набухание и диспергирование глин, но и проникновение воды в трещиноватые аргиллиты.

Одним из способов управления активностью молекул воды является усиление электростатических взаимодействий в водной среде за счет внесения в систему низкомолекулярных электролитов – ингибиторов набухания глинистых пород. Низкомолекулярные электролиты (водорастворимые соли), растворяясь в воде, взаимодействуют с наиболее активной ее частью, диссоциированные катионы и анионы гидратируются под действием электростатических сил. С увеличением концентрации электролитов

возрастает доля молекул воды, находящихся под действием электростатических сил ионов: сюда же примыкает и часть слабосвязанных молекул воды с поверхности глинистых частиц и высокомолекулярных полимеров из-за чего происходит уменьшение количества молекул воды непосредственно находящихся под их воздействием. При этом, гидратированные катионы и анионы сами попадают под влияние глинистых частиц и полимеров. Оставшаяся часть молекул воды на поверхности глинистых частиц и полимеров характеризуется более прочными водородными связями, причем у большинства этих молекул воды реализованы все водородные связи, и они проявляют гидрофобность. Тем не менее, существует определенная часть молекул воды, которая продолжает проникать в глину через гидратную оболочку. Таким образом, электролиты замедляют проникновение молекул воды в глину за счет снижения активности молекул воды в объеме раствора, и частично решают вопрос ингибирования глин.

На взаимодействие воды и глинистых пород, оказывают влияние, состав электролита, заряд и радиус ионов, что подчеркивает специфику взаимодействия в каждом конкретном случае. Существенное влияние на активность молекул воды оказывает гидратация катионов и анионов: положительно гидратирующиеся ионы снижают, а отрицательно гидратирующиеся увеличивают, активность молекул воды [137, 138, 155, 160]. Эффективность влияния солей на ингибирующие и крепящие свойства в каждом конкретном случае, зависит от специфики взаимодействия ионов не только с молекулами воды, но и с глинистыми породами и другими компонентами из состава бурового раствора. Сведения об эффективности наиболее часто используемых электролитов в достаточной степени освещены в научно-технической литературе [32, 38, 48, 57, 61, 62, 66, 117, 119, 157, 165, 169].

Кроме электролитного подавления набухания глинистых пород на практике применяют, так называемую полимерную стабилизацию,

основанную на создании супрамолекулярных водных каркасов с хорошим наполнителем. Полимеры связывают воду своими полярными группами и структурируют ее неполярными участками, снижая долю мономеров воды в объеме раствора. Если полимер формирует супрамолекулярные водные каркасы с плохим наполнителем, то устойчивость такого каркаса невысока и часть молекул воды, слабосвязанная с каркасом, будет проникать в глинистую породу. Это имеет место, если полимерная молекула обладает большим числом полярных групп и небольшим числом неполярных углеводородных групп (или небольшим размером углеводородного радикала). В случае если полимерная молекула представлена большим размером углеводородного радикала и небольшим числом полярных групп, то полимер формирует супрамолекулярные водные каркасы с хорошим наполнителем. В качестве такого наполнителя выступает неполярный углеводородный радикал. Для повышения устойчивости супрамолекулярного водного каркаса полезны добавки углеводов, которые являются хорошими наполнителями ячеек водного каркаса.

Таким образом, молекулы полимера в сочетании с углеводородами, в отличие от электролитов, значительно замедляют проникновение молекул воды в глинистую породу за счет снижения их активности в объеме раствора путем формирования устойчивых супрамолекулярных каркасов. Успешная реализация снижения активности молекул воды путем полимерной стабилизации в сочетании с углеводородами создает благоприятные условия для решения важных задач по повышению ингибирующих и крепящих свойств бурового раствора. Однако, несмотря на достигнутые результаты по ингибированию, проникновение молекул воды в глинистую породу продолжается и при длительном контакте с буровым раствором ингибирующие и крепящие свойства раствора оказываются недостаточными и не обеспечивают качественное строительство скважины.

Механизм ингибирования глин катионными полимерами существенно отличается от ингибирования анионными полимерами. Пакет глинистой

частицы или минерала можно рассматривать как набухающий неорганический полимер анионного типа, в связи с чем их поверхность занята обменными катионами (Рисунок 3.1).

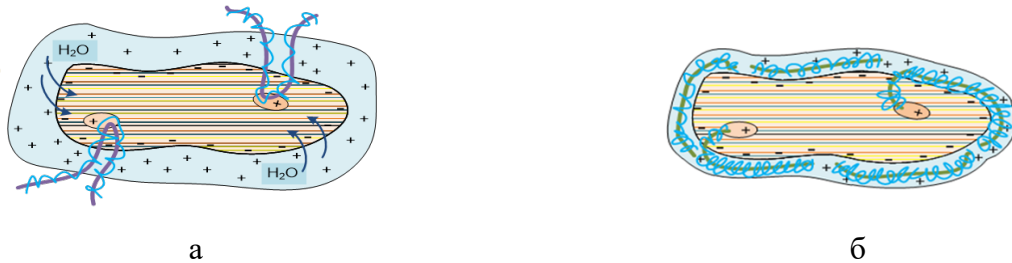


Рисунок 3.1 – Взаимодействие глинистых частиц с полимерами: а – взаимодействие анионных и неионных полимеров с глинистыми частицами; б – взаимодействие катионных полимеров с глинистыми частицами

При контакте глинистых пород с рабочей жидкостью с содержанием анионных полимеров происходит взаимодействие отрицательно заряженных глинистых частиц или структурных элементов глинистых пород с отрицательно заряженным полимером. На поверхности глинистых частиц имеются дефектные положительно заряженные участки, доля которых значительно уступает отрицательно заряженным участкам. Взаимодействие положительно заряженных участков с полианионом приводит к слабому фрагментарному закреплению последнего на заряженной поверхности, т.е. к физической адсорбции фрагментов полимера (Рисунок 3.1, а). Практически происходит взаимодействие двух анионных или неионного и анионного полимеров – водорастворимого и набухающего. Ингибирование глинистой породы анионным или неионным полимером, объясняется способностью последнего инкапсулировать или покрывать уязвимую площадь поверхности с образованием слоя структурированной воды, тем самым замедляя проникновение водной фазы. При вводе различных электролитов происходит частичное разрушение структурированной прослойки воды и увеличение проникновения водной фазы. Усиления ингибирующего эффекта вводом различных электролитов можно достичь за счет сохранения

структурированной прослойки воды путем увеличения содержания анионных полимеров.

Между катионными полимерами и глинистыми частицами возникают очень сильные электростатические силы, что приводит к необратимому закреплению первых на глинистых частицах, т.е. силы взаимодействия при этом сравнимы с химической адсорбцией (Рисунок 3.1, б). Взаимодействие между катионным полимером и глинистой частицей происходит по всей поверхности частицы, поликатионы адсорбируются и блокируют ее. Закрепление катионного полимера нейтрализует заряд породы, ослабляя ее электростатическое взаимодействие с водой, а формирование устойчивой структурированной прослойки воды создает экран, препятствующий проникновению водной фазы в глинистую породу. Катионный полимер, адсорбируясь на поверхности глин, вытесняет оттуда обменные катионы [25, 27, 28, 31]. Поэтому, ввод различных электролитов не разрушает структурированную прослойку воды на поверхности глины, а наоборот частично достраивает ее.

Поскольку, от устойчивости супрамолекулярных каркасов в объеме бурового раствора также зависит проникновение молекул воды в глинистую породу, применение катионных полимеров в сочетании с другими совместимыми полимерами открывает новые возможности в усилении ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов.

Высокая устойчивость и инертность катионного полимера к агрессии солей. Устойчивость катионного полимера к солевой агрессии придает полимеркатионному буровому раствору высокую солестойкость. В процессе бурения скважин неизбежно попадание в буровой раствор различных солей из проходимых пород или пластовых вод. Часто перспективные месторождения нефти и газа приурочены к подсолевым отложениям. К таковым относятся Прикаспийская и Днепровско-Донецкая впадины, ряд районов в Восточной Сибири, Урало-Поволжья и др. В таких сложных геолого-технических условиях более перспективно применение солестойких стабилизаторов из

класса полисахаридов и акрилатов. Однако, несмотря на значительное их превосходство по стойкости к одновалентным катионам натрия и калия, гуматам и лигносульфонатам, они также обладают низкой устойчивостью к кальциевой и магниевой агрессии, что ограничивает их применение. Исключение составляют неионные полисахариды крахмал, декстрин и оксиэтилцеллюлоза. Наилучшими стабилизирующими свойствами в соленасыщенных растворах при сочетании кальциевой и магниевой агрессии обладают крахмал и его аналоги.

Все традиционные анионные и неионные буровые растворы при засолонении подвержены дестабилизации, выражающейся в росте показателя фильтрации и ухудшении технологических свойств и показателей, для восстановления которых требуется увеличение концентрации реагенты в среднем до 3-5 раз [57, 119, 123, 157].

Поскольку катионные реагенты в водной среде представляют собой положительно заряженные полимеры, катионы солей не оказывают на них угнетающее воздействие. Катионный полимер создает свою гидратную оболочку, вытесняет из диффузного слоя обменные катионы и блокирует отрицательно заряженные глинистые частицы от агрессии солей и обеспечивает их устойчивость. Поэтому, полимеркатионные системы, при попадании в буровой раствор различных солей – галита, сильвина, бишофита, гипсов, ангидридов и т.д., из проходимых пород или пластовых вод и засолонении перед вскрытием солевых отложений проявляют высокую устойчивость и сохраняют стабильные технологические показатели. Причем, наличие двухвалентных и трехвалентных катионов не оказывает отрицательного влияния на свойства и показатели полимеркатионного бурового раствора с содержанием анионных и неионных полимеров.

Эффективность объясняется защитными свойствами положительно заряженного катионного полимера в отличие от отрицательно заряженных анионных полимеров.

Высокая устойчивость катионного полимера к агрессии температуры.

В практике бурения коагуляцию бурового раствора вызывают – повышение концентрации твердой фазы, агрессия электролитов и рост температуры. Эти факторы обуславливают различные формы и уровни коагуляционных процессов. При нагревании раствора усиливается пептизация глинистых частиц, но при этом падает вязкость дисперсионной среды и защитное действие стабилизаторов. В зависимости от концентрации твердой фазы, агрессии солей, наличия стабилизатора и его свойств воздействие высокой температуры может привести либо к снижению коагуляции (разжижению), либо к ее усилению (загустеванию), но в любом случае возрастает показатель фильтрации.

Для создания термостойких буровых растворов применяются стабилизаторы, устойчивые к температурным воздействиям, не подвергающиеся термической и термоокислительной деструкции. На практике для повышения устойчивости к температурной агрессии используют различные приемы.

Применение гуматных и лигносульфонатных реагентов для получения термостойких буровых растворов малоэффективно, так как указанные компоненты являются диспергаторами глин, обладают весьма низкой солестойкостью, вызывают пенообразование, не обеспечивают в утяжеленных растворах удовлетворительную тиксотропию и т.д. Для увеличения термостойкости гуматных и лигносульфонатных буровых растворов применяются хроматы и бихроматы, которые являются высокотоксичными соединениями.

Водорастворимые полисахариды представлены промежуточными непрочными эфирными связями, которые под воздействием высоких температур разрушаются. В первую очередь это относится к крахмалу, поэтому при температуре более 120°C применение крахмала не целесообразно. Применение водорастворимых эфиров целлюлозы (КМЦ,

КМОЭЦ, ОЭЦ, ПАЦ) при температуре свыше 140-150°C малоэффективно по той же причине.

Наибольшую термостойкость буровым растворам обеспечивают акриловые реагенты – гипан, метас и др. Повышенная устойчивость акриловых реагентов к высоким температурам достигается благодаря прочным углерод-углеродным связям в главной цепи. Термостойкость боковых функциональных групп у акриловых реагентов, особенно амидных ограничена, так как при 170-180°C происходит термическая их деструкция с выделением аммиака и образованием имидных групп, переходящих в трехмерные структуры.

Катионный полимер полидадмах имеет весьма интересный состав и строение с точки зрения получения термостойких буровых растворов. Состав полидадмаха представлен прочными углерод-углеродными связями, а циклическое строение катионного полимера обеспечивает упрочнение связей. Благодаря циклическому строению четвертичный амин весьма прочно связан углеродными связями.

Состав и строение мономера полидадмаха приведен на Рисунке 3.2.

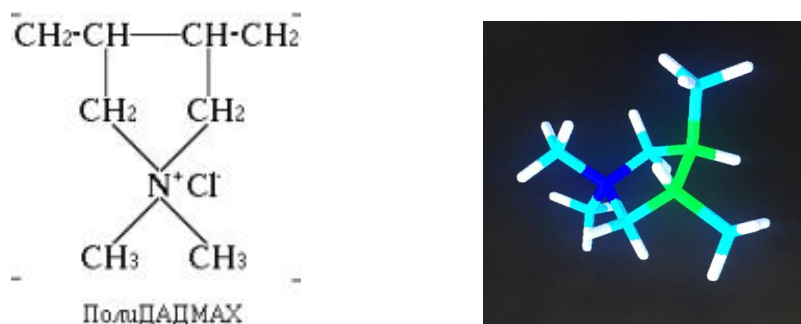
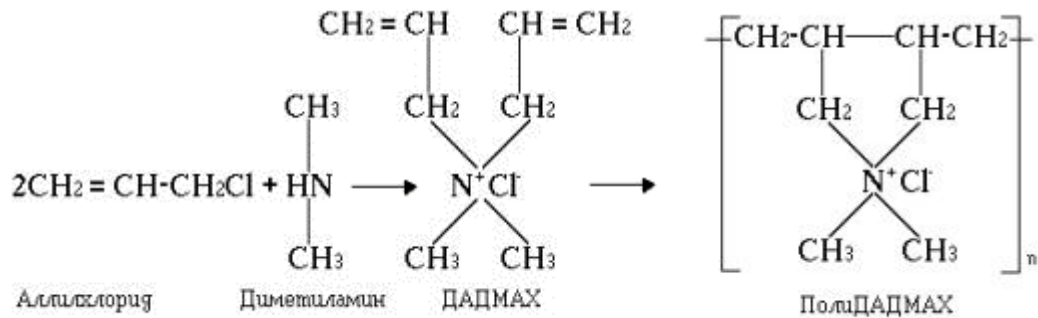


Рисунок 3.2 – Состав и строение мономера полидадмаха

Благодаря устойчивости катионного полимера к агрессии температуры полимеркатионный буровой раствор приобретает высокую термостойкость до 200°C и более [34, 100, 110].

Рассмотрим наиболее доступные катионные полимеры, обеспечивающие высокие ингибирующие и крепящие свойства буровым растворам.

Полидадмах (полидиаллилдиметиламмоний хлорид) синтезируется из аллилхлорида и диметиламина:

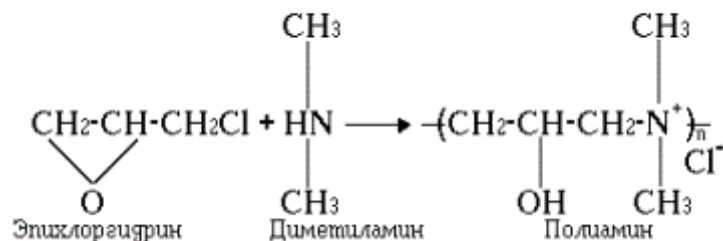


Реагент выпускается в виде порошка или в жидкой форме с концентрацией активного вещества от 20 до 40 масс. %. Продукт смешивается с водой при любых пропорциях. Молекулярная масса от 10 тыс. до 1 млн. Катионный заряд расположен на вторичной цепи.

Катионный полимер полидадмах и его сополимеры под торговыми марками Силфок2540, Силфок2540С, Силфок2540В выпускаются в ООО «Силвер», г. Стерлитамак. ТУ продукта 2227-001-92802291-2013.

В товарном продукте молекулярная масса реагентов может изменяться в пределах от $(4 \div 6) \cdot 10^4$ до $1 \cdot 10^6$.

Полиамины (полиэпихлоргидриндиметиламин, ПЭХГДМА) синтезируется путем реакции конденсации первичных или вторичных аминов с эпихлоргидрином:

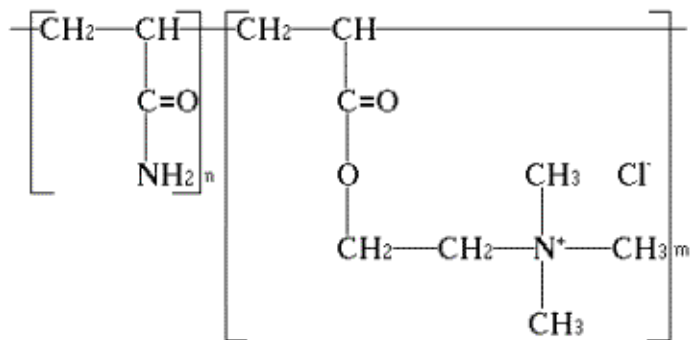


Реагент выпускается в жидком виде с концентрацией активного вещества от 30 до 50%. Продукт смешивается с водой при любых пропорциях.

Молекулярная масса от 10 тыс. до 1 млн. Катионный заряд расположен на главной цепи. Благодаря такому строению термостойкость полимеркатионных растворов на ПЭХГДМА составляют 80-85⁰С.

В товарном продукте молекулярная масса полиаминов может изменяться в пределах от $4 \cdot 10^4$ до $(2 \div 4) \cdot 10^5$.

Катионизированный полиакриламид с функциональными группами линейной структуры:



В низкомолекулярном полиакриламиде Росфлок 99М, выпускаемого в сухом и жидком виде различной концентрации предприятием ООО НПП «КФ», г. Волжский (ТУ 2482-001-22361394-2001), анион представлен сульфогруппой $(\text{OSO}_3\text{CH}_3)^-$ вместо Cl^- .

В товарном продукте молекулярная масса реагента может изменяться в пределах от $5 \cdot 10^5$ до $1,5 \cdot 10^6$.

Благодаря линейному строению термостойкость полимеркатионных буровых растворов на основе Росфлок 99М составляет 150⁰С.

3.2 Обоснование компонентного состава полимеркатионных буровых растворов

В 90-ых годах прошлого столетия рядом зарубежных и отечественных исследователей были предприняты попытки создания полимеркатионных буровых растворов за счет использования катионных полимеров [30]. Применение таких растворов оказалось бесперспективным, поскольку, во-первых, функции стабилизатора выполнял либо анионный, либо неионный

полимер при низкой рекомендуемой концентрации катионного полимера и эти системы изначально являлись анионными или неионными, и во-вторых, управлять их свойствами в промышленных условиях, особенно в сложных горно-геологических условиях, практически невозможно.

Модификации Катбурр могут быть получены только при условии достижения эффекта стабилизации катионными полимерами. Стабилизация достигается при концентрациях катионного полимера, превышающих порог коагуляции (или флокуляции) (Рисунок 3.3).

Уровень стабилизации катионными полимерами косвенно можно определить по значению показателя фильтрации. Для полимеркатионных буровых растворов на основе бентонитовых глинопорошков, можно условно принять за начало зоны стабилизации значение показателя фильтрации 14-15 см³ за 30 мин, причем чем меньше показатель фильтрации, тем выше уровень стабилизации. Концентрация катионных полимеров для достижения уровня стабилизации глинистого раствора составляет 1,0-5,3%.

При концентрациях катионных полимеров 1,0-5,3% проявляются все положительные свойства модификаций Катбурр и достигается устранение основных недостатков анионных и неионных буровых растворов. Высокие концентрации катионных полимеров 3,0-5,3% обеспечивают низкие значения показателя фильтрации в забойных условиях при воздействии высоких температур.

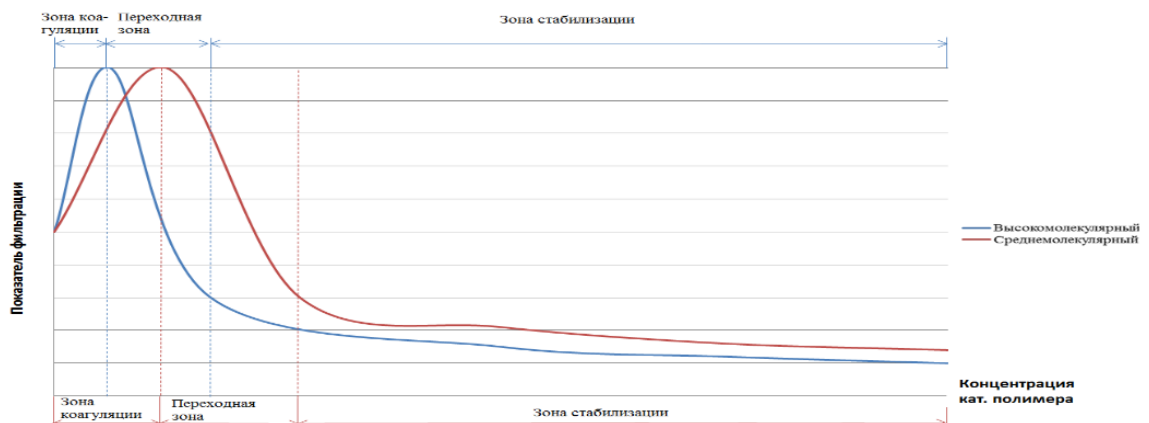


Рисунок 3.3 – Стабилизация буровых растворов катионными (со)полимерами

При использовании совместимых реагентов в модификациях Катбурр, отсутствии агрессии температуры, глины и др., а также при приготовлении безглинистых модификаций Катбурр, допустимо снижение концентрации катионных полимеров до 0,5-0,6%.

Эффективность модификаций Катбурр зависит от молекулярной массы (ММ) катионных полимеров, чем выше ММ, тем выше стабилизирующая способность реагента (Рисунок 3.3). Для высокотемпературных скважин более 150°C наиболее эффективны катионные полимеры средней и высокой молекулярной массы. При ММ ниже 30 000 стабилизирующая способность полиадамахов и полиаминов значительно падает и их применение не целесообразно.

Реагенты с ярко выраженными анионными свойствами как углещелочной реагент, лигносульфонаты, жидкое стекло проявляют несовместимость с катионными реагентами, выражающееся в образовании нерастворимых полиэлектролитных комплексов. Такие анионные полимеры как ПАЦ, КМЦ, биополимеры, акрилаты при определенных условиях могут успешно применяться в составах полимеркатионных буровых растворов. Неионные полимеры типа крахмала, ОЭЦ, поливинилпирролидона улучшают показатели полимеркатионных буровых растворов и без каких-либо условий могут применяться в различных модификациях Катбурр. Перечень совместимых реагентов и их концентрации в модификациях Катбурр приведены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 Совместимые реагенты в составах Катбурр и их концентрации

Компоненты	Назначение компонентов	Концентрация компонента, %
1	2	3
Глинопорошок	Корко-, структурообразователь	0-8 и более
Катионные (со)полимеры (полиадамахи, полиамины полиЭПИ-ДМА, катионный ПАА)	Стабилизатор, понизитель фильтрации, ингибитор набухания глин, бактерицид	1,0-5,3
Низкомолекулярные электролиты (соли)	Ингибиторы набухания глин, растворители полиэлектролитных комплексов	От пороговых концентраций до насыщения

продолжение таблицы 3.1

1	2	3
Полисахариды: 1)гуаровая смола, крахмал, декстрин; 2)водорастворимые эфиры целлюлозы; 3)биополимеры	1)Понизители фильтрации 2)Понизители фильтрации 3)Структурообразователь	1)0,5-3,0 и более 2)0,2-1,5 3)0,05-0,3 и более
Поливинилпирролидон	Понизитель фильтрации, ингибитор гидратообразования	0,5-3,0
Соли алюминия, железа (3-х валентного) и магния	Структурообразователи (при вводе щелочи образуются гидрогели)	разная
T-92, MAC-200 и др.	Пеногасители	разная
Многоатомные спирты (глицерин, пропиленгликоль, триэтиленгликоль и др.)	Общее улучшение, термостабилизаторы, ингибитор гидратообразования	до 20 и более
Углеводороды	Гидрофобные коагулянты, термостабилизаторы, общее улучшение	до 10 и более
Аминоспирты (триэтаноламин, диэтаноламин и др.)	Для повышения pH среды, общее улучшение	0,5-2,0 и более
Утяжелители (мел, сидерит, барит, галенит)	Для повышения плотности	До требуемой плотности

3.3 Модификации полимеркатионных буровых растворов

В процессе проведения лабораторных исследований катионных полимеров были разработаны четыре базовых раствора: пресный, ингибирующий, соленасыщенный и термостойкий. Базовые растворы представляют собой стабилизированные катионными полимерами глинистые суспензии.

Лабораторные испытания выявили, что все базовые типы буровых растворов обладают низкими структурно-реологическими показателями, что приводит к потере седиментационной устойчивости системы. Как известно определяющим фактором седиментационной устойчивости является прочность структуры раствора, при упрочнении которой удерживающая способность жидкости улучшается и, наоборот, при уменьшении - твердая фаза осаждается.

Базовые составы без применения дополнительных технологических приемов и химических реагентов не отвечают предъявляемым требованиям к буровым растворам для строительства скважин, так как характеризуются низкими реологическими показателями и неудовлетворительной седиментационной устойчивостью. Такие системы характеризуются неудовлетворительными выносящими свойствами, что приводит к зашламлению раствора, сальникообразованию, выносу «шламовых пробок» и т.д. Из-за плохой очистки ствола скважины создается много проблем при проходке глинистых отложений, особенно при бурении интервалов с большими диаметрами долот. Отличительной особенностью всех полимеркатионных систем является превосходная ингибирующая способность, устойчивость к различного рода агрессиям, включая глинистую, полисолевую, температурную, концентрационную (по твердой фазе) и т.д., что повышает их востребованность.

Рассмотрим основные модификации разработанных полимеркатионных буровых растворов для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях в частности на Астраханском ГКМ.

3.3.1 Пресные полимеркатионные буровые растворы

Среди всех ингибирующих буровых растворов пресные системы или системы с минимальной минерализацией являются наиболее экологически безопасными. Чем меньше концентрация низкомолекулярных электролитов в составе рабочей жидкости, тем экологически безопасным является дисперсионная среда бурового раствора. Пресные ингибирующие модификации Катбурр могут быть получены сочетанием катионных и неионных полимеров. В качестве неионных полимеров используются неионные полисахариды (крахмал, декстрин, оксиэтилцеллюлоза) и поливинилпироллидон.

Таким образом, пресная ингибирующая модификация Катбурр включает воду, глинопорошок, мел, многоатомный спирт, неионный и катионный полимеры.

В предлагаемом буровом растворе используется бентонитовый глинопорошок различных марок, который выпускается согласно ТУ 2164-004-0013836-2006 «Глинопорошок».

Таблица 3.2 – Технологические показатели модификаций Катбурр с крахмалом

№	Состав раствора	ПЭХГДМА, %	Показатели раствора			
			ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС _{1/10} , дПа	ПФ, см ³
1	4%гл. р-р+10%мел+5%глицерин+вода остальное	2,0	13	5	10/20	9,2
		3,5	28	8,5	15/20	6,6
		5,0	36	15	30/30	5
2	4%гл. р-р+1%крахмал+10%мел+5%глицерин+вода остальное	2,0	14	2	0/5	7
		3,5	27	8,5	5/5	4,3
		5,0	36	9	10/10	4,1
3	4%гл. р-р+2%крахмал+10%мел+5%глицерин+вода остальное	2,0	26	6	5/5	3,4
		3,5	44	13,5	5/10	3,8
		5,0	55	18,5	15/15	3,7
4	4%гл. р-р+3%крахмал+10%мел+5%глицерин+вода остальное	2,0	30	4,5	5/5	2,9
		3,5	54	11	5/10	2,1
		5,0	54	15	15/15	2

Таблица 3.3 Реологические характеристика модификаций Катбурр с крахмалом

Состав раствора	ПЭХГДМА, %	Показание прибора при скорости сдвига (с ⁻¹), градус									
		1022	511	341	170	102	51	34	17	10	5
4%гл. р-р+10%мел+5%глицерин+вода остальное	2,0	36	23	16	9	6	4	3	2	1	0,5
	3,5	73	45	34	21	15	10	8	5	4	2,5
	5,0	102	66	51	34	27	20	17	13	11	9
4%гл. р-р+1%крахмал+10%мел+5%глицерин+вода остальное	2,0	32	18	12	7	4	2	1	0	0	0
	3,5	71	44	32	19	13	7	5	3	2	1
	5,0	90	54	39	24	17	10	7	4	2	1
4%гл. р-р+2%крахмал+10%мел+5%глицерин+вода остальное	2,0	64	38	27	15	10	6	4	2	1	0,5
	3,5	115	71	53	32	22	12	9	5	3	1
	5,0	147	92	68	42	29	18	13	7	5	2
4%гл. р-р+3%крахмал+10%мел+5%глицерин+вода остальное	2,0	69	39	27	14	9	5	3	1	0,5	0
	3,5	130	76	57	35	23	13	10	5,5	3,5	1,5
	5,0	138	84	63	38	26	15	11	6	4	2

В Таблицах 3.2-3.5 приведены технологические показатели и реологические характеристики пресных полимеркатионных растворов на

основе катионного реагента ПЭХГДМА с неионными полимерами – крахмалом и ОЭЦ.

Таблица 3.4 Технологические показатели модификаций Катбурр с натросолом (ОЭЦ)

№	Состав раствора	ПЭХГДМА, %	Показатели раствора			
			ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС _{1/10} , дПа	ПФ, см ³
1	4%гл. р-р+10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	2,0	13	5	10/20	9,2
		3,5	28	8,5	15/20	6,6
		5,0	36	15	30/30	5
2	4%гл. р-р+0,20%ОЭЦ +10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	2,0	55,5	10,25	30/50	7,4
		3,5	44	25	25/65	4,7
		5,0	47	21,1	50/170	3,8
3	4%гл. р-р+0,35% ОЭЦ +10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	2,0	51	31	90/135	6,4
		3,5	56	36	80/225	4,7
		5,0	63	37,5	80/225	4,2
4	4%гл. р-р+0,50% ОЭЦ +10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	2,0	95	20,5	105/175	5,4
		3,5	76	30	110/260	3,6
		5,0	86	44,5	110/270	3,4

Таблица 3.5 Реологическая характеристика модификаций Катбурр с натросолом (ОЭЦ)

Состав раствора	ПЭХГД МА, %	Показание прибора при скорости сдвига (с ⁻¹), градус									
		1022	511	341	170	102	51	34	17	10	5
4%гл. р- р+10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	2,0	36	23	16	9	6,5	4	3	2	1	0,5
	3,5	73	45	34	21	15	10	8	5	4	2,5
	5,0	102	66	51	34	27	20	17	13	11	9
4%гл. р- р+0,20%ОЭЦ +10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	2,0	131	76	58	34	24	15	11	8	5	4
	3,5	138	94	73	47	34	22	16	10	8	5
	5,0	137	90	68	44	32	20	16	10	7	4
4%гл. р-р+0,35% ОЭЦ +10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	2,0	164	113	95	63	50	34	27	19	15	10
	3,5	184	128	101	66	50	34	27	20	15	10
	5,0	201	138	109	73	55	37	29	20	16	11
4%гл. р-р+0,50% ОЭЦ +10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	2,0	231	136	105	100	76	53	43	30	23	17
	3,5	243	167	134	94	71	49	40	29	22	16
	5,0	261	175	141	97	74	51	41	28	22	16

В качестве катионного полимера полидадамах и его сополимеры (ВПК-402, Силфок2540, Силфок2540С, Силфок2540СВ и др.), низкомолекулярный катионизированный полиакриламид марки Росфлок 99М и полиэпихлоргидриндиметиламин (ПЭХГДМА). Добавка многоатомных спиртов в пресную полимеркатионную систему улучшает реологические и смазывающие свойства, происходит снижение показателя фильтрации и усиление ингибирующих и крепящих свойств раствора.

В Таблицах 3.6-3.9 приведены технологические показатели и реологические характеристики пресных полимеркатионных растворов на основе катионного реагента ВПК-402 с неионными полимерами – крахмалом и ОЭЦ.

Таблица 3.6 – Технологические показатели модификаций Катбурр с крахмалом

№	Состав раствора	ВПК-402, %	Показатели раствора			
			ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС _{1/10} , дПа	ПФ, см ³
1	4%гл. р-р+10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	1,40	20	2,5	0/0	8,4
		2,43	33	4	2,5/10	6,6
		3,47	46	6,5	5/5	4,6
2	4%гл. р-р+1%крахмал +10%мел+5%глицерин +вода остальное	1,40	25	4,5	0/0	7
		2,43	40	10,5	0/0	4,1
		3,47	59	12,5	5/5	4,1
3	4%гл. р-р+3%крахмал +10%мел+5%глицерин +вода остальное	1,40	43	9,5	5/5	4,6
		2,43	80	17	10/10	4
		3,47	88	21,5	10/10	3,4
4	4%гл. р-р+4%крахмал +10%мел+5%глицерин +вода остальное	1,40	45	20	5/5	3,1
		2,43	94	21	10/12	3,6
		3,47	98	31	12/12	3,6

Разработанные пресные полимеркатионные растворы, в отличие от традиционных пресных анионных и неионных растворов, отличаются превосходными ингибирующими, инкапсулирующими и крепящими свойствами. Широкий диапазон реологических показателей, от низковязких до высоковязких, позволяет использовать пресные полимеркатионные растворы в интервалах бурения глинистых пород с малыми и большими диаметрами долот.

Таблица 3.7 – Реологические характеристика модификаций Катбурр с крахмалом

Состав раствора	ВПК-402, %	Показание прибора при скорости сдвига (c^{-1}), градус									
		1022	511	341	170	102	51	34	17	10	5
4%гл. р- р+10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	1,40	45	25	17	9	5	2	1	0,5	0	0
	2,43	74	41	29	15	9	5	3	1	0	0
	3,47	105	59	42	23	14	7	5	2	1	0
4%гл. р- р+1%крахмал +10%мел+5%глице рин+вода остальное	1,40	59	34	24	13	8	4	3	1	0	0
	2,43	101	61	42	22	13	7	4	1	0	0
	3,47	143	84	61	32	20	10	7	3	2	0,5
4%гл. р- р+3%крахмал +10%мел+5%глице рин+вода остальное	1,40	105	62	45	26	17	9,5	6,5	3	2	1
	2,43	184	114	88	47	30	16	11	6	3,5	1
	3,47	219	131	95	52	33	18	12	6	3,5	1,5
4%гл. р- р+4%крахмал +10%мел+5%глице рин+вода остальное	1,40	110	65	49	28	17	9	6	3	1	0
	2,43	230	136	99	56	37	20	14	7	5	2
	3,47	258	160	118	66	42	23	16	8	5	2,5

Таблица 3.8 – Технологические показатели модификаций Катбурр с натросолом (ОЭЦ)

№	Состав раствора	ВПК-402, %	Показатели раствора			
			ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС _{1/10} , дПа	ПФ, см ³
1	4%гл. р-р+10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	1,40	20	2,5	0/0	8,4
		2,43	33	4	2,5/10	6,6
		3,47	46	6,5	5/5	4,6
2	4%гл. р- р+0,20%ОЭЦ+ 10%мел+5%глицерин +вода остальное	1,40	36	24	10/10	7,4
		2,43	52	21,5	10/10	5,2
		3,47	58	19	10/10	4,7
3	4%гл. р-р+0,35% ОЭЦ+ 10%мел+5%глицерин +вода остальное	1,40	67	42	40/45	7,2
		2,43	66	36	15/20	5
		3,47	71	35,5	20/20	4,4
4	4%гл. р-р+0,45% ОЭЦ+ 10%мел+5%глицерин +вода остальное	1,40	57	80,5	70/80	6,2
		2,43	77	49	40/40	4,7
		3,47	62	74	45/45	4,7

В разработанных пресных полимеркатионных растворах вместо неионного крахмала и анионного биополимера возможно применение катионных марок крахмала и биополимера.

Таблица 3.9 – Реологические характеристики модификаций Катбурр с натросолом (ОЭЦ)

Состав раствора	ВПК-402, %	Показание прибора при скорости сдвига (c^{-1}), градус									
		1022	511	341	170	102	51	34	17	10	5
4%ггл. р- р+10%мел+ 5%глицерин+вода остальное	1,40	45	25	17	9	5	2	1	0,5	0	0
	2,43	74	41	29	15	9	5	3	1	0	0
	3,47	105	59	42	23	14	7	5	2	1	0
4%ггл. р- р+0,20%ОЭЦ+ 10%мел+5%глицер ин+вода остальное	1,40	120	84	66,5	42	29	17	12	6,5	4	2
	2,43	147	95	73	44	30	18	12	7	4	2
	3,47	154	96	72	44	30	17	12	6	4	2
4%ггл. р-р+0,35% ОЭЦ+ 10%мел+5%глицер ин+вода остальное	1,40	218	151	124	89	69	47	38	25	17	11
	2,43	204	138	107	68	48	30	22	12	7	4
	3,47	213	142	109	69	48	30	22	12	7	3
4%ггл. р-р+0,45% ОЭЦ+ 10%мел+5%глицер ин+вода остальное	1,40	275	218	181	129	99	67	54	34	24	14
	2,43	252	175	140	94	67	43	33	20	13	7
	3,47	272	210	165	108	79	51	39	23	15	8

В разработанных пресных полимеркатионных растворах вместо неионного крахмала и анионного биополимера возможно применение катионных марок крахмала и биополимера.

В настоящее время планируется использовать пресные полимеркатионные системы при строительстве скважин на месторождениях ПАО «Газпром».

3.3.2 Ингибирующие полимеркатионные буровые растворы

Для бурения интервалов глинистых отложений большой протяженности разработаны ингибирующие полимеркатионные растворы на основе неионного крахмала и анионного ПАЦ В. Эти ингибирующие полимеркатионные растворы прошли полный цикл опытно-промысловых испытаний при строительстве скважин на Астраханском ГКМ и включены в Проектную документацию.

Применение анионных полисахаридов значительно облегчает регулирование реологических показателей полимеркатионного бурового

раствора, позволяет получать седиментационно устойчивые системы разной плотности.

В предлагаемых полимеркатионных растворах используется бентонитовый глинопорошок различных марок, который выпускается согласно ТУ 2164-004-0013836-2006 «Глинопорошок».

Добавка многоатомных спиртов в ингибирующую полимеркатионную систему улучшает реологические и смазывающие свойства, происходит снижение показателя фильтрации и усиление ингибирующих и крепящих свойств раствора.

Разработанные полимеркатионные растворы обладают повышенной устойчивостью к солевой агрессии, поэтому при вводе ингибиторов набухания глин NaCl, KCl, MgCl₂, CaCl₂, NaBr, KBr, MgBr₂, CaCl₂, ZnCl₂, ZnBr₂, ZnI₂, NaCH₃COO, KCH₃COO, NaCOO, KCOO и др. технологические показатели раствора проявляют исключительную стабильность.

В Таблицах 3.10-3.13 приведены технологические показатели и реологические характеристики полимеркатионных растворов на основе катионного реагента ВПК-402 с неионным крахмалом (Таблицы 3.10, 3.13) и анионным ПАЦ В (Таблицы 3.10, 3.13).

Таблица 3.10 – Технологические показатели модификаций Катбурр с крахмалом

№	Состав раствора	ВПК-402, %	Показатели раствора			
			ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС _{1/10} , дПа	ПФ, см ³
1	4%гл. р-р+1%крахмал+ 0,2%БП+6%NaCl+ 1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	1,10	15	10	20/25	9,6
		1,75	19	11	20/25	6,6
		2,45	24	11	25/25	5,0
		3,50	32	11	25/25	4,0
2	4%гл. р-р+2%крахмал+ 0,3%БП+6%NaCl+ 1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	1,10	21	15	50/70	4,6
		1,75	25	15	50/65	3,8
		2,45	29	15	50/60	3,2
		3,50	36	17	50/60	3,3
3	4%гл. р-р+3%крахмал+ 0,5%БП+6%NaCl+ 1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	1,10	29	27	110/130	3,8
		1,75	32	27	105/130	3,3
		2,45	38	27	105/125	3,2
		3,50	46	28	100/120	3,0

Следует обратить внимание на поведение полимеркатионного бурового раствора с высокомолекулярным ПАЦ В. Если в составе полимеркатионного раствора не используется биополимер, то при увеличении концентрации ВПК-402 от 2,45% до 3,50% наблюдается снижение структурных свойств полимеркатионного раствора и ухудшение псевдопластики (Таблицы 3.11 и 3.12 растворы №1, №2 и №5).

Таблица 3.11 – Реологические характеристика модификаций Катбурр с крахмалом

Состав раствора	ВПК-402, %	Показание прибора при скорости сдвига (c^{-1}), градус									
		1022	511	341	170	102	51	34	17	10	5
4%гл. р-р+1%крахмал+0,2%БП+6%NaCl + 1%CaCl ₂ +10%мел +вода остальное	1,10	49	34	28	20	15	11	9	7	6	4
	1,75	60	41	33	22	17	12	10	7	6	4
	2,45	69	45	36	24	18	12	10	7	5	4
	3,50	86	54	42	27	19	13	11	7	6	4
4%гл. р-р+2%крахмал+0,3%БП+6%NaCl + 1%CaCl ₂ +10%мел +вода остальное	1,10	72	51	42	31	24	18	16	12	10	8
	1,75	80	55	46	32	26	19	16	12	11	8
	2,45	88	59	48	33	26	19	16	12	10	8
	3,50	105	69	54	37	28	20	17	12	10	7
4%гл. р-р+3%крахмал+0,5%БП+6%NaCl + 1%CaCl ₂ +10%мел +вода остальное	1,10	112	83	70	53	45	36	32	26	23	20
	1,75	118	86	72	54	45	35	31	25	22	19
	2,45	130	92	76	56	46	36	31	25	22	18
	3,50	147	101	82	59	47	35	31	24	20	17

Зависимость реологических показателей от концентраций ВПК-402 и высокомолекулярного ПАЦ В определяется соотношением положительно и отрицательно заряженных функциональных групп катионного и анионного полимеров. Полимеркатионные растворы на основе ПАЦ В без содержания биополимера характеризуются бингамовской моделью (Рисунки 3.12 и 3.13, растворы №1 и №2) и только при увеличении концентрации ПАЦ В до 0,8% у полимеркатионных систем проявляется псевдопластический характер течения: эффективная вязкость при низких скоростях сдвига возрастает.

Таблица 3.12 Технологические показатели модификаций Катбурр с ПАЦ В

№	Состав раствора	ВПК-402, %	Показатели раствора			
			ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС _{1/10} , дПа	ПФ, см ³
1	4%гл. р-р+0,2%ПАЦ В+ 6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел +вода остальное	1,10	20	2	0/0	9,8
		1,75	25	3	0/0	6,8
		2,45	32	2	0/0	4,5
		3,50	29	0	0/0	4,2
2	4%гл. р-р+0,5%ПАЦ В+ 6%NaCl+1%CaCl ₂ + 10%мел+вода остальное	1,10	37	30	15/25	6,4
		1,75	44	31	15/20	5,2
		2,45	47	28	10/10	3,8
		3,50	71	10	10/10	3,6
3	4%гл. р-р+0,5%ПАЦ В+ 6%NaCl+1%CaCl ₂ + 10%мел +0,3%БП+вода остальное	1,10	47	39	65/75	6,0
		1,75	55	38	65/80	4,8
		2,45	58	30	60/80	3,8
		3,50	61	29	60/80	3,2
4	4%гл. р-р+0,5%ПАЦ В+ 6%NaCl+1%CaCl ₂ + 10%мел +0,5%БП+вода остальное	1,10	45	73	150/160	5,8
		1,75	61	61	140/170	4,6
		2,45	66	53	130/145	3,6
		3,50	74	46	120/145	3,0
5	4%гл. р-р+0,8%ПАЦ В+ 6%NaCl+1%CaCl ₂ + 10%мел+вода остальное	1,10	52	70	85/85	5,5
		1,75	60	68	85/85	4,8
		2,45	76	65	65/65	4,4
		3,50	122	80	20/20	3,2
6	4%гл. р-р+0,8%ПАЦ В+ 6%NaCl+1%CaCl ₂ + 10%мел +0,3%БП+вода остальное	1,10	69	78	135/135	4,6
		1,75	зашк.	зашк.	155/155	4,0
		2,45	зашк.	зашк.	135/160	4,2
		3,50	81	49	90/105	2,8
7	4%гл. р-р+0,8%ПАЦ В+ 6%NaCl+1%CaCl ₂ + 10%мел +0,5%БП+вода остальное	1,10	зашк.	зашк.	200/200	4,8
		1,75	зашк.	зашк.	200/210	4,3
		2,45	зашк.	зашк.	200/225	3,5
		3,50	зашк.	зашк.	135/155	2,8

Поэтому, разработанные составы полимеркатионных растворов с содержанием биополимера выглядят более предпочтительнее с позиций управления технологическими свойствами и показателями.

Основываясь на общих принципах, для улучшения смазывающих и повышения крепящих свойств полимеркатионных растворов используются гидрофобные материалы – углеводороды, битум, органомфильный бентонит и т.д.

Важная роль в полимеркатионных составах принадлежит крахмалу и ПАЦ В. С увеличением концентрации крахмал и ПАЦ В выполняют роль инкапсулятора выбуренного глинистого шлама, загустителя и стабилизатора стенок ствола скважины. С увеличением концентрации крахмала до 2-3% и

более, улучшаются крепящие (или склеивающие) свойства раствора, причем чем больше его концентрация, тем выше эффект стабилизации стенок скважины. Если состав и показатели бурового раствора выдерживают большое содержание крахмала, то для стабилизации стенок скважины при проходке неустойчивых отложений аргиллитов его концентрацию рекомендуется доводить до 4-6%.

Таблица 3.13 Реологические характеристика модификаций Катбурр с ПАЦ В

Состав раствора	ВПК-402, %	Показание прибора при скорости сдвига (c^{-1}), градус									
		1022	511	341	170	102	51	34	17	10	5
4%гл. р-р+0,2%ПАЦ В+6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	1,10	43	23	16	8	4	2	1	0	0	0
	1,75	55	30	21	10	6	3	1	0	0	0
	2,45	68	36	24	11	6	3	1	0	0	0
	3,50	57	28	19	9	5	2	1	0	0	0
4%гл. р-р+0,5%ПАЦ В+6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	1,10	134	97	79	53	38	23	17	9	6	3
	1,75	150	106	85	56	40	24	18	10	6	3
	2,45	149	102	80	51	35	20	14	8	4	1
	3,50	162	91	59	27	15	8	5	3	1	0
4%гл. р-р+0,5%ПАЦ В+6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+0,3%БП+вода остальное	1,10	172	125	103	73	56	39	32	22	16	11
	1,75	185	130	104	71	54	37	30	21	16	10
	2,45	175	117	93	62	47	32	26	19	14	10
	3,50	179	118	92	60	45	31	26	18	14	11
4%гл. р-р+0,5%ПАЦ В+6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+0,5%БП+вода остальное	1,10	236	191	163	125	102	77	65	49	40	30
	1,75	243	182	153	113	91	67	57	42	34	26
	2,45	238	172	142	101	80	58	49	37	31	23
	3,50	240	166	134	93	72	53	45	34	28	22
4%гл. р-р+0,8%ПАЦ В+6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	1,10	243	191	164	124	100	71	57	38	27	17
	1,75	255	195	174	131	104	73	58	38	27	16
	2,45	281	205	169	118	89	58	45	28	20	12
	3,50	221	99	66	35	23	13	9	5	3	2
4%гл. р-р+0,8%ПАЦ В+6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+0,3%БП+вода остальное	1,10	293	224	192	146	118	86	72	51	40	27
	1,75	зашк.	243	210	156	124	90	75	54	43	30
	2,45	зашк.	221	181	127	100	72	60	43	34	25
	3,50	259	178	140	93	71	50	41	29	23	17
4%гл. р-р+0,8%ПАЦ В+6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+0,5%БП+вода остальное	1,10	зашк.	273	238	184	150	112	94	69	55	39
	1,75	зашк.	278	237	178	144	107	90	66	53	39
	2,45	зашк.	264	220	159	126	93	79	60	49	37
	3,50	зашк.	214	171	118	92	66	54	40	32	24

В полимеркатионных растворах вместо крахмала, успешно может применяться гуаровая смола и декстрин, а вместо ПАЦ В, высокомолекулярный КМЦ.

В качестве утяжелителей могут применяться отдельно и в комбинации мел, мраморная крошка, доломитовая мука, сидерит, барит, галенит и др.

Для придания буровому раствору крепящих и инкапсулирующих свойств, псевдопластичных характеристик при течении в кольцевом пространстве, кольматирующих и штукатурных свойств необходимо произвести обработки полимеркатионных систем соответствующими реагентами и материалами основываясь на общих принципах.

Ингибирующие свойства полимеркатионных растворов зависят от концентрации катионного полимера. Особенно это важно при проходке интервалов увлажненных глинистых пород с большим содержанием набухающих минералов. С увеличением концентрации катионных реагентов, также отмечается улучшение инкапсулирующих и крепящих свойств полимеркатионных растворов.

При проходке неустойчивых отложений глинистых пород не следует обрабатывать буровой раствор эмульгаторами, так как это приводит к снижению крепящих свойств рабочей жидкости за счет блокирования гидрофобных кольматантов поверхностно-активными веществами.

С повышением концентрации биополимера и крахмала или ПАЦ В полимеркатионные растворы приобретают ярко выраженный псевдопластический характер течения в кольцевом пространстве: при низких скоростях сдвига эффективная вязкость и напряжение сдвига существенно увеличиваются (Рисунки 3.4-3.7).

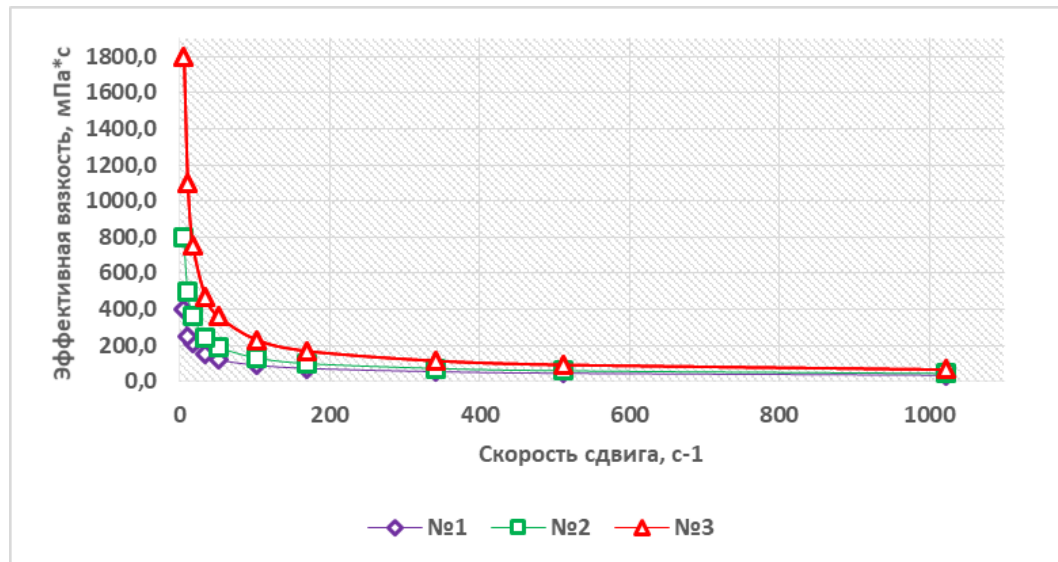


Рисунок 3.4 – Изменение эффективной вязкости полимеркатионного раствора с крахмалом от скорости сдвига (концентрация ВПК-402 2,45%)

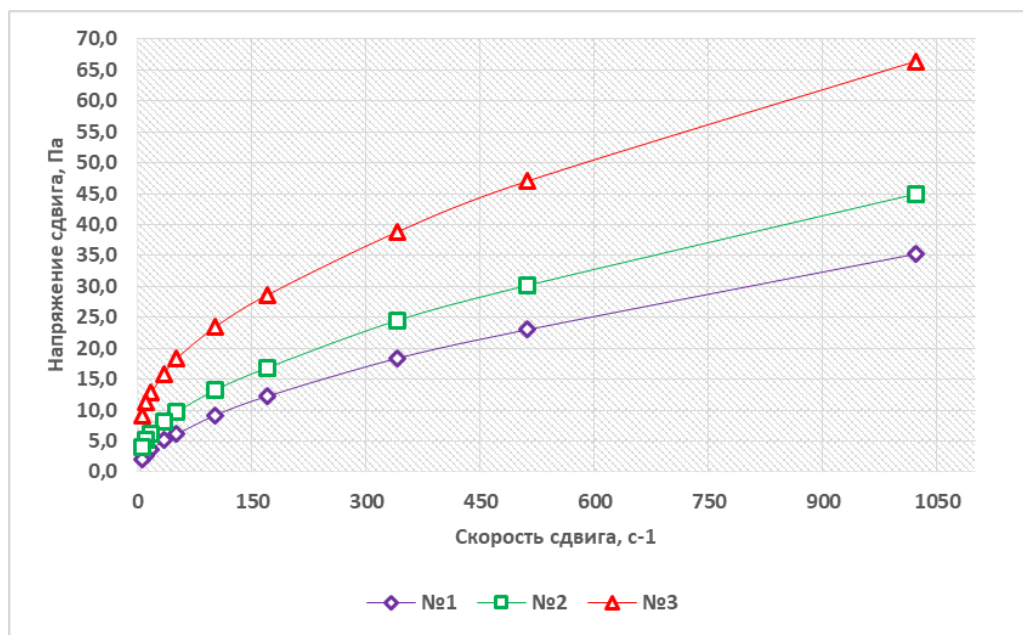


Рисунок 3.5 – Изменение напряжения сдвига полимеркатионного раствора с крахмалом от скорости сдвига (концентрация ВПК-402 2,45%)

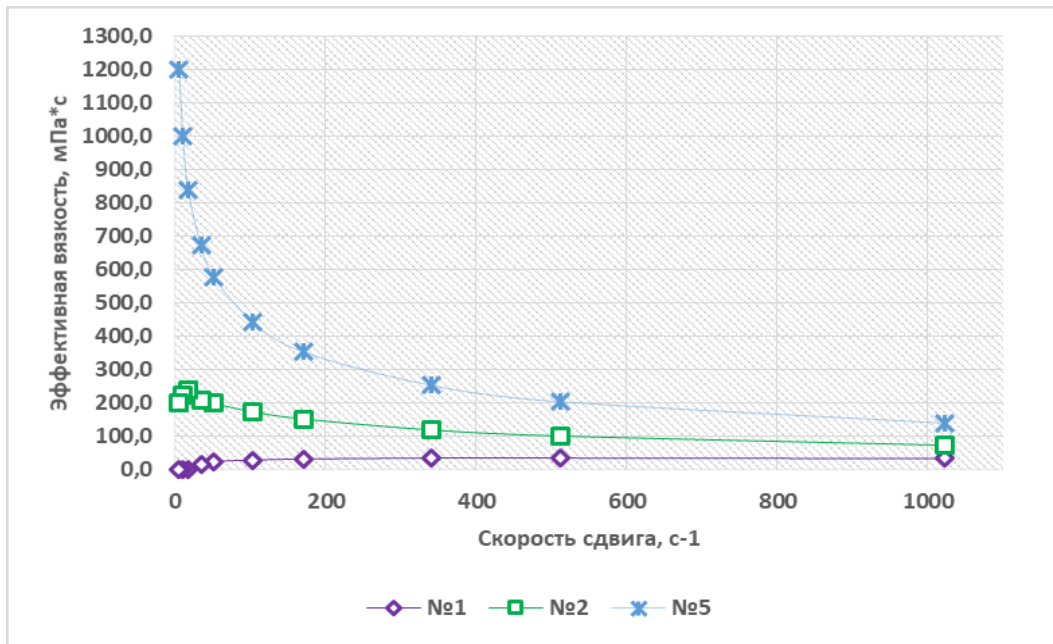


Рисунок 3.6 – Изменение эффективной вязкости полимеркатионного раствора с ПАЦ В от скорости сдвига (концентрация ВПК-402 2,45%)

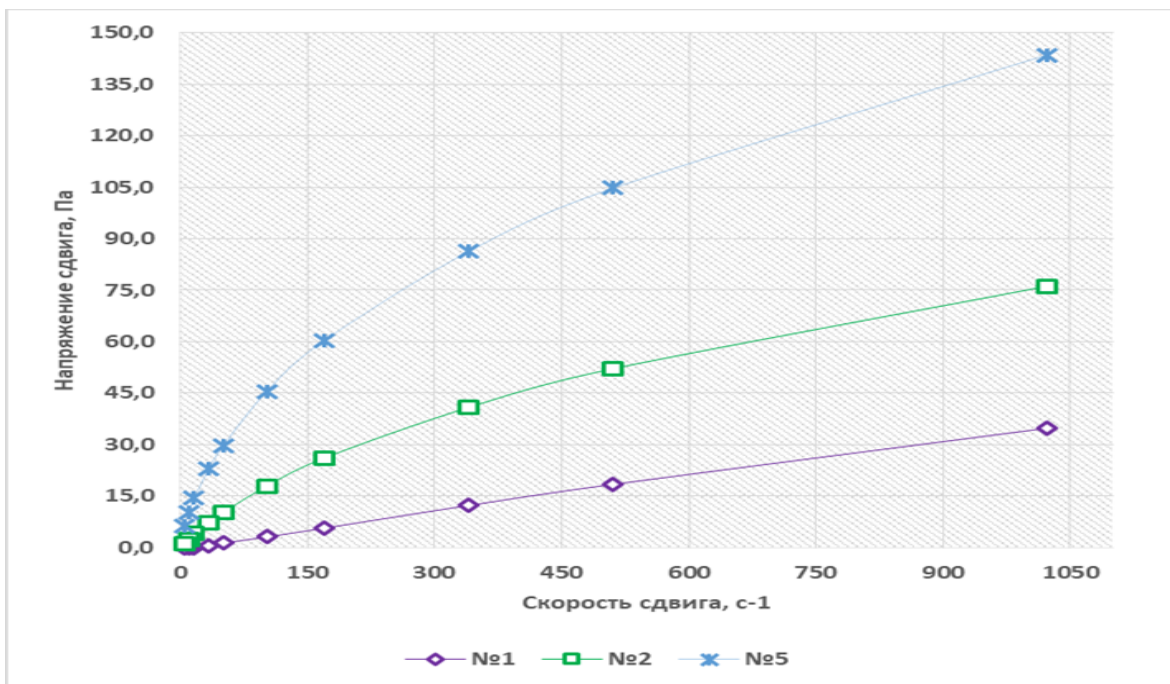


Рисунок 3.7 – Изменение напряжения сдвига полимеркатионного раствора с ПАЦ В от скорости сдвига (концентрация ВПК-402 2,45%)

Разработанные полимеркатионные растворы с крахмалом могут быть рекомендованы для бурения глинистых интервалов:

- раствор №1 с содержанием крахмала 1% и биополимера 0,2% для бурения устойчивых глинистых пород;

- раствор №2 с содержанием крахмала 2% и биополимера 0,3% для бурения среднеустойчивых глинистых пород;

- раствор №3 с содержанием крахмала 3% и биополимера 0,5% для бурения неустойчивых глинистых пород.

Разработанные ингибирующие модификации Катбурр с ПАЦ В могут быть рекомендованы для бурения интервалов:

- раствор №2, с содержанием ПАЦ В 0,5%, и №3, с содержанием ПАЦ В 0,5% и биополимера 0,3%, для бурения устойчивых и среднеустойчивых глинистых пород;

- раствор №4, с содержанием ПАЦ В 0,5% и биополимера 0,5%, и №5, с содержанием ПАЦ В 0,8%, для бурения неустойчивых глинистых пород с большими диаметрами долот;

- раствор №6, с содержанием ПАЦ В 0,8% и биополимера 0,3%, и №7, с содержанием ПАЦ В 0,8% и биополимера 0,5%, для бурения весьма неустойчивых глинистых пород, несцементированных песчаников и песков с большими диаметрами долот;

Таким образом, низковязкие и высоковязкие модификации ингибирующих полимеркатионных буровых растворов для бурения глинистых отложений могут быть получены на основе крахмала и водорастворимых эфиров целлюлозы в сочетании с биополимером.

3.3.3 Соленасыщенные полимеркатионные буровые растворы

Основные проблемы при попадании соли в буровой раствор — это увеличение показателя фильтрации и коагуляционное структурообразование. Это усугубляется при использовании не солестойких стабилизаторов. Из практики строительства скважин известно, что для перевода в соленасыщенную систему гуматного бурового раствора требуется

значительно больше затрат материалов и времени, а также разбавлений водой во избежание сильного коагуляционного структурообразования, чем при использовании буровых растворов с солестойкими стабилизаторами полисахаридами и акрилатами.

Присутствие катионов двухвалентных металлов кальция и магния приводит к росту показателя фильтрации и сужает перечень используемых стабилизаторов в условиях полисолевой агрессии.

Соленосные породы разбуриваются с высокой механической скоростью, но при этом возникают инциденты, связанные с коагуляцией буровых растворов, усугубляемыми высокими забойными температурами, со стабилизационным разжижением, обработанных защитными реагентами, сопровождающиеся потерей седиментационной устойчивости и способности к утяжелению, с растворением солей и их перекристаллизацией при снижении температуры, пластическим течением стенок скважины, вызывающих сужение ствола скважины и смятие обсадных колонн.

Растворение солей происходит при циркуляции насыщенных рассолов вследствие увеличения растворимости при повышении забойной температуры. Так, при повышении температуры от 0 до 100°C, растворимость хлористого натрия, магния и калия возрастают соответственно на 7, 20 и 60%. Основные мероприятия по предотвращению растворения соленосных пород на стенках скважины это пересыщение солью и использование эмульсионных растворов.

При бурении соленосных пород на Астраханском ГКМ одно из главных требований – возможность доутяжеления раствора до плотности 2200 кг/м³ и более. Данное требование должно выполняться на случай возникновения рапопроявлений, или течения пластичных увлажненных глин, а также с увеличением глубины и температуры, влияющих на поведение соленосных пород на стенках скважины.

Термостойкость соленасыщенных полимеркатионных растворов составляет 120°C. Для высокотемпературных скважин разработаны термостойкие и термосолестойкие полимеркатионные растворы.

Соленасыщенные модификации Катбурр с полисахаридами

Соленасыщенные модификации полимеркатионных буровых растворов успешно прошли промысловые испытания на Астраханском ГКМ и ПО «РУП Белоруснефть» и в настоящее время включены в Проектную документацию для строительства скважин на Астраханском ГКМ и Оренбургском НГКМ.

Соленасыщенные полимеркатионные буровые растворы получают из любой модификации Катбурр путем его засолонения и ввода реагентов согласно рецептуры. Увеличение минерализации бурового раствора не оказывает отрицательного влияния на технологические показатели полимеркатионного раствора. Если при этом необходимо существенно увеличить плотность бурового раствора, то очевидно перед утяжелением необходимо снизить концентрацию глинистой фазы основываясь на общих известных принципах [27, 30].

Для бурения солевых отложений и предупреждения осложнений используется соленасыщенный утяжеленный полимеркатионный буровой раствор, стабилизированный катионным полимером и крахмалом. В качестве катионного полимера используются полидадмах и его сополимеры (ВПК-402, Силфок2540, Силфок2540С, Силфок2540СВ и др.) и полиэпихлоргидриндиметиламин.

Применение полиэпихлоргидриндиметиламина ограничено температурой до 80°C. Для приготовления высокоплотных соленасыщенных полимеркатионных растворов с низкими реологическими показателями, предпочтительнее использовать низкомолекулярные и среднемолекулярные катионные полимеры.

Флотореагент-оксаль (Т92) используется в качестве смазывающей добавки и пеногасителя. Добавка Т-92 и многоатомных спиртов в

соленасыщенную полимеркатионную систему улучшает реологические свойства и снижает показатель фильтрации раствора.

Ниже приведен состав и технологические показатели соленасыщенных полимеркатионных растворов, включенных в Проектную документацию на строительство скважин Астраханского ГКМ (Таблицы 3.14, 3.15).

Таблица 3.14 – Состав соленасыщенного утяжеленного полимеркатионного раствора

Наименование компонентов	Функция реагента	Концентрация, %
Палыгорскит	Структурообразователь	2-4
Силфок2540С	Понизитель фильтрации, ингибитор глин	4,0-6,0
Флотореагент-оксаль (Т-92)	Смазочная добавка, пеногаситель	3,0-5,0
Биополимер	Структурообразователь	0,1-0,3
Крахмал	Понизитель фильтрации	2,0-3,0
Барит	Утяжелитель	до требуемой плотности
Хлорид натрия	Минерализатор	до насыщения
Нейтрализатор ЖС-7	Нейтрализатор сероводорода	5,0-7,0
Триэтаноламин	Регулятор рН	1,0-2,0
Вода	Дисперсионная среда	100

Таблица 3.15 – Технологические показатели соленасыщенных полимеркатионных растворов

Плотность, г/см ³	ПФ, см ³	СНС _{1/10} , дПа	ПВ, мПа*с	ДНС, Па	рН
1,98	≤6	20-80/25-120	40-60	15-35	8-9
2,40	≤6	50-90/90-160	60-90	25-45	8-9

Регулирование рН раствора осуществляется триэтаноламином. Концентрация триэтанолamina для увеличения рН раствора до 9 составляет 1,0-2,0%.

Разработанные соленасыщенные полимеркатионные растворы обладают повышенной устойчивостью к солевой агрессии, поэтому при вводе NaCl, KCl, MgCl₂, CaCl₂, NaBr, KBr, MgBr₂, CaCl₂, ZnCl₂, ZnBr₂, ZnI₂, NaCH₃COO, KCH₃COO, NaCOO, KCOO и др. технологические показатели раствора проявляют исключительную стабильность.

При необходимости соленасыщенный полимеркатионный раствор плотностью 1980кг/м³ может быть доутяжелен баритовым концентратом до плотности 2400-2450кг/м³ с сохранением приемлемых реологических показателей, что было подтверждено при ликвидации рапы на скважине №632.

Для бурения интервалов солевых отложений на Оренбургском НГКМ применяются соленасыщенные полимеркатионные растворы с нормальной плотностью 1230кг/м³.

Ниже приведен состав и технологические показатели соленасыщенных полимеркатионных растворов, включенных в Проектную документацию на строительство скважин Оренбургского НГКМ (Таблицы 3.16, 3.17).

Таблица 3.16 – Состав соленасыщенного полимеркатионного раствора

Наименование компонентов	Функция реагента	Концентрация, %
Палыгорскит	Структурообразователь	3-4
Силфок2540С	Понизитель фильтрации, ингибитор глин	6,0-8,0
Флотореагент-оксаль (Т-92)	Смазочная добавка, пеногаситель	2,0-3,0
Биополимер	Структурообразователь	0,3-0,5
Крахмал	Понизитель фильтрации	2,5-3,0
Мел	Утяжелитель	4,0-6,0
Хлорид натрия	Соль	до насыщения
Поглотитель сероводорода ЛП-12	Нейтрализатор сероводорода	4,0-5,0
Триэтаноламин	Регулятор рН	1,0-2,0
Жидкий парафин	Гидрофобный кольматант, смазка	10-12
Неонол	ПАВ эмульгатор, смазка	0,5-1,0
Вода	Дисперсионная среда	100

Таблица 3.17 Технологические показатели соленасыщенных полимеркатионных растворов

Плотность, г/см ³	ПФ, см ³	СНС _{1/10} , дПа	ПВ, мПа*с	ДНС, Па	рН
1,23	≤5	20-80/25-120	30-60	15-30	8-9

Термостойкость соленасыщенных полимеркатионных растворов составляет 120°С.

Для высокотемпературных скважин разработаны термостойкие и термосолестойкие полимеркатионные растворы.

3.3.4 Термостойкие полимеркатионные буровые растворы

Все возрастающее в мировом масштабе потребность в углеводородах и иссякающие их запасы, ставит важнейшую задачу в поиске новых залежей углеводородов на, значительно, больших глубинах. По мнению многих специалистов на глубинах 5000-6000м и более аккумулированы большие запасы углеводородного сырья. Сюда можно отнести перспективные нефтегазоносные регионы Прикаспийской впадины и Северного Кавказа.

Однако, увеличение объемов глубокого бурения приведет к более сложным геолого-техническим условиям строительства скважин. Одним из основных негативных моментов при строительстве глубоких скважин является дестабилизирующее воздействие высокой температуры до 200°C и более на буровые растворы, приводящее к их деградации. Практически повсеместно, рост температуры с глубиной сопровождается аномально высокими пластовыми давлениями.

Воздействие высоких температур на буровые растворы вызывает усиление коагуляции, которая обуславливает потерю агрегативной и кинетической устойчивости. В практике бурения коагуляцию бурового раствора вызывают – повышение концентрации твердой фазы, агрессия электролитов и рост температуры. Эти факторы обуславливают различные формы и уровни коагуляционных процессов. При нагревании раствора усиливается пептизация глинистых частиц, но при этом падает вязкость дисперсионной среды и защитное действие стабилизаторов. В зависимости от концентрации твердой фазы, агрессии солей, наличия стабилизатора и его свойств воздействие высокой температуры может привести либо к коагуляционному разжижению, либо загустеванию, но в любом случае возрастает показатель фильтрации.

Очевидным является, что химические реагенты являются главными защитными стабилизаторами буровых растворов при воздействии на них высоких температур. Зарубежный и отечественный теоретический и практический опыт по разработке и применению термостойких буровых растворов свидетельствует, что основные трудности при воздействии высоких температур связаны с загущением растворов и увеличением показателя фильтрации. Каждый буровой раствор, в зависимости от применяемого стабилизатора, имеет ограничение по устойчивости к температуре, выше которой происходит термическая деструкция полимерных молекул.

Водорастворимые полисахариды представлены промежуточными непрочными эфирными связями, которые под воздействием высоких температур разрушаются. В первую очередь это относится к крахмалу, поэтому при температуре более 120°C применение крахмала не целесообразно. Применение водорастворимых эфиров целлюлозы (КМЦ, КМОЭЦ, ОЭЦ, ПАЦ) при температуре свыше 140-150°C малоэффективно по той же причине.

Наибольшую термостойкость буровым растворам обеспечивают акриловые реагенты – гипан, метас и др. Повышенная устойчивость акриловых реагентов к высоким температурам достигается благодаря прочным углерод-углеродным связям. Термостойкость боковых функциональных групп у акриловых реагентов, особенно амидных ограничена, так как при 170-180°C происходит термическая их деструкция с выделением аммиака и образованием имидных групп переходящих в трехмерные структуры.

В 2022-23гг планируется бурение разведочных скважин Р-2 и Р-3 в Западно-Астраханском ГКМ с проектной глубиной 4540м и 4500м соответственно, где ожидается забойная температура 140-145°C. Очевидно, при повышенных температурах 140-145°C применение полисахаридов бесперспективно. В связи с этим возникла необходимость в разработке ингибирующих и соленасыщенных составов полимеркатионных растворов устойчивых к температурной агрессии 140-145°C и более. Согласно

техническому заданию плотность раствора составляет 1580кг/м³. Раствор должен обладать устойчивостью к воздействию сероводорода и углекислого газа.

На основании проведенных исследований разработан термостойкий сероводородостойкий полимеркатионный раствор для бурения продуктивного горизонта разведочных скважин Р-2 и Р-3 в Западно-Астраханском ГКМ. Разработанные полимеркатионные растворы включены в Проектную документацию на строительство разведочных скважин Р-2 и Р-3 в Западно-Астраханском ГКМ.

Ниже приведен компонентный состав и технологические показатели термостойкого сероводородостойкого полимеркатионного раствора, разработанного для бурения разведочных скважин Р-2 и Р-3 в Западно-Астраханском ГКМ (Таблицы 3.18, 3.19).

Таблица 3.18 – Состав термостойкого полимеркатионного раствора

Наименование компонентов	Функция реагента	Концентрация, %
Бентонит	Структурообразователь	1,0-2,0
Силфок2540С	Понизитель фильтрации, ингибитор глин	5,0-8,0
Силфок2540В	Понизитель фильтрации, ингибитор глин	4,0-7,0
Флотореагент-оксаль (Т-92)	Смазочная добавка, пеногаситель	2,0-3,0
Мел	Кольматант, структурообразователь	20-30
Сидерит	Утяжелитель	до требуемой плотности
Хлорид натрия	Антифриз	8,0-10,0
ЖС-7	Нейтрализатор сероводорода	6,0-7,0
Триэтаноламин	Регулятор рН	1,0-2,0
Нефть	Смазка	8,0-10,0
Неонол	Эмульгатор	0,5-1,0
Вода	Дисперсионная среда	100

Таблица 3.19 – Технологические показатели термостойкого полимеркатионного раствора

Плотность, г/см ³	ПФ, см ³	СНС _{1/10} , дПа	ПВ, мПа*с	ДНС, Па	рН
1,58	≤4	15-80/20-90	30-50	10-25	9

По содержанию глинопорошка, разработанный состав относится к малоглинистому, что снижает вероятность загрязнения продуктивного горизонта. Для минимизации загрязнения коллекторов используются кислоторастворимые мел и сидерит соответственно в качестве кольматанта-структурообразователя и утяжелителя до требуемой плотности. Содержание хлористого натрия, в качестве антифриза в сочетании с другими компонентами, обеспечивает текучесть раствору при отрицательных температурах.

Для связывания сероводорода используется нейтрализатор ЖС-7 в сочетании с регулятором рН среды триэтаноломином.

В термостойкой полимеркатионной системе в качестве защитного реагента используется среднемолекулярный Силфок2540С и высокомолекулярный Силфок2540В. Указанные концентрации (Таблица 3.18) катионных полимеров обеспечивают низкие значения показателя фильтрации до и после термостатирования 1,5-2,5 см³.

В ближайшем будущем ожидается строительство скважин в Прикаспийской впадине, включая и Астраханское ГКМ, на девонские продуктивные отложения с проектной глубиной до 7000м.

Строительство первой разведочной скважины Девонская №2 с проектной глубиной 7000м было заложено в центральной части Астраханского ГКМ. В интервале бурения 6500-7000м ожидается температура 180°С при плотности бурового раствора 2150 кг/м³.

Управлять показателями раствора в интервале бурения 6500-7000м будет чрезвычайно сложно из-за усиления коагуляции за счет повышения концентрации твердой фазы, агрессии температуры до 180°С и наличия

сероводорода и углекислоты до 30-35%. Повышенное содержание сероводорода и углекислоты в продуктивном горизонте в сочетании с высокой температурой ужесточают требования к буровому раствору.

На основании проведенных лабораторных исследований разработан полимеркатионный раствор для бурения девонских отложений Астраханского ГКМ. Оценка термостойкости Катбурр осуществлялась при воздействии температуры 180°C в течение 2-х суток.

Технологические показатели полимеркатионного раствора до и после термостатирования приведены в Таблице 3.20.

Таблица 3.20 – Показатели полимеркатионного раствора для бурения девонских отложений Астраханского ГКМ

Показатели Катбурр	До термостатирования	После термостатирования
Плотность, г/см ³	2,15	2,15
ПВ, мПа*с	87	68
ДНС, Па	13	17
СНС _{1/10} , дПа	35/45	45/55
ПФ, см ³ за 30мин	3	4
НТНР ₁₅₀ , см ³ за 30мин	15	19

Из полученных результатов следует, что разработанные термостойкие полимеркатионные растворы для бурения девонских отложений Астраханского ГКМ, отвечают требованиям безопасного строительства скважин.

Термостойкие составы для строительства скважин на Кшукском месторождении

Кшукское месторождение географически находится в Соболевском районе Камчатского края. Цель бурения скважин: поиск и оценка залежей углеводородного сырья утхолокской свиты (пласт P_{g3ut}) и перспективных объектов верхнемеловых отложений. В интервале бурения продуктивного горизонта 3900-4300м ожидается температура 190°C, коэффициент аномальности пластового давления 1,61.

Для бурения продуктивных отложений Кшукского месторождения разработаны модификации термостойких утяжеленных ингибирующих полимеркатионных растворов с использованием хлористого натрия и хлористого калия в качестве ингибитора набухания глин.

Для получения полной картины поведения разработанной полимеркатионной системы, исследована реологическая характеристика раствора при различных скоростях деформации до и после воздействия температуры 190°C (Таблицы 3.21-3.23). Проведенные исследования подтверждают высокую термостойкость разработанных ингибирующих полимеркатионных растворов с использованием хлористого натрия (раствор №1) и хлористого калия (растворы №2 и №3).

Таблица 3.21 – Показатели и свойства ингибирующей модификации полимеркатионного раствора №1

Показатели	№1 Ингибирующий с 10% хлористого натрия					
	3%бентонит+6%Силфок2540С+5%Силфок2540В+10%NaCl+10% мел+ 1% Т-92+10%глицерин+барит до 1,7 г/см ³					
	до термостатирования			после термостатирования		
	при 22°C	при 50°C	при 80°C	при 22°C	при 50°C	при 80°C
до и после термостатирования (48 часов) раствор седиментационно устойчив						
Плотность, г/см ³	1,71			1,72		
ПВ, мПа*с	100	52	34	75	40	29
ДНС, Па	3	4	5	8	4,5	4
СНС _{1/10} , дПа	20/25	15/20	20/30	10/15	10/15	10/20
ПФ, см ³	5,2			3,4		
МВТ, %	1,4			1,4		
рН	7			7		
600	206	112	78	166	89	66
300	106	60	44	91	49	37
200	73	42	32	64	35	27
100	39	24	19	35	20	16
60	25	16	14	23	14	11
30	14	10	9	13	8	7
20	10	7	7	9	6	5
10	6	5	5	5	3	3
6	4	3	4	3	2	2
3	2	2	3	1	1	2

Таблица 3.22 – Показатели и свойства ингибирующей модификации полимеркатионного раствора №2

Показатели	№2 Ингибирующий с 5% хлористого калия					
	4%бентонит+6%Силфок2540С+3%Силфок2540В+5%КСl+10%мел+3%Т-92+10%дизельное топливо+барит до 1,7 г/см ³					
	до термостатирования			после термостатирования		
	при 22°С	при 50°С	при 80°С	при 22°С	при 50°С	при 80°С
до и после термостатирования (48 часов) раствор седиментационно устойчив						
Плотность, г/см ³	1,72			1,72		
ПВ, мПа*с	59	59	59	66	44	34
ДНС, Па	12,5	12,5	12,5	24	18	19,5
СНС _{1/10} , дПа	25/35	25/35	25/35	50/50	45/45	50/70
ПФ, см ³	4			3,8		
МВТ, %	1,4			1,4		
рН	7			7		
600	143	99	83	180	124	107
300	84	59	52	114	80	73
200	62	44	40	87	62	58
100	37	27	26	56	41	40
60	25	20	20	42	31	32
30	16	13	14	29	23	24
20	12	11	12	24	19	21
10	8	8	10	17	14	17
6	6	6	9	14	12	16
3	5	5	8	11	11	14

Предлагаемая система относится по содержанию глинопорошка к малоглинистым. В качестве стабилизатора, понизителя фильтрации, ингибитора набухания глин используются термостойкие марки катионных реагентов – среднемoleкулярный Силфок2540С и высокомолекулярный Силфок2540В. Чем больше концентрация катионных реагентов, тем ниже показатель фильтрации полимеркатионной системы. Причем, у всех исследованных составов, наблюдается тенденция снижения показателя фильтрации после термостатирования при 190°С в течение 48 часов.

Таблица 3.23 – Показатели и свойства ингибирующей модификации полимеркатионного раствора №3

Показатели	№3 Ингибирующий с 10% хлористого калия					
	3% бентонит+8%Силфок2540С+6%Силфок2540В+10%КСl+10%мел+1%Т-92+10%дизельное топливо+барит до 1,7 г/см ³					
	до термостатирования			после термостатирования		
	при 22°С	при 50°С	при 80°С	при 22°С	при 50°С	при 80°С
до и после термостатирования (48 часов) раствор седиментационно устойчив						
Плотность, г/см ³	1,71			1,73		
ПВ, мПа*с	77	46	37	92	51	35
ДНС, Па	11	9	8	15,5	13,5	13
СНС _{1/10} , дПа	15/20	15/25	25/35	20/20	15/20	20/25
ПФ, см ³	2,6			2,2		
МВТ, %	1,1			1,1		
рН	7			7		
600	176	110	90	215	129	96
300	99	64	53	123	78	61
200	70	46	39	89	57	46
100	40	27	24	51	33	28
60	27	18	17	35	23	20
30	16	11	12	21	14	13
20	12	9	10	16	11	10
10	7	6	7	9	7	6
6	5	5	6	7	5	5
3	4	4	6	4	4	4

Хлористый натрий или хлористый калий используется в качестве дополнительного ингибитора набухания глин и антифриза, для предотвращения замерзания раствора при минусовой температуре.

Полученные результаты по поведению реологических и фильтрационных характеристик раствора свидетельствуют о значительном потенциале или «запасе прочности на термостойкость» полимеркатионной системы, т.е. разработанная система выдерживает воздействие не только 190°С, но и значительно выше. По предварительным оценкам, способна выдержать воздействие температур 200-220°С и более.

Выводы к главе 3

1. Теоретически и экспериментально обоснованы свойства и компонентный состав полимеркатионного бурового раствора.

2. Выявлен механизм ингибирования глинистых пород катионными полимерами, катионный полимер химически адсорбируется на поверхности глинистой частицы, в следствии чего происходит нейтрализация заряда глины.

3. Определены концентрации катионных полимеров, необходимые для получения полимеркатионных буровых растворов. Чем выше молекулярная масса, тем выше стабилизирующая способность реагента.

4. Обоснована высокая устойчивость катионных полимеров к полисолевой и температурной агрессии. В качестве катионных полимеров для получения полимеркатионных буровых растворов могут использоваться полидадмах и его сополимеры, полиэпихлоргидриндиметиламин и низкомолекулярный катионный полиакриламид.

5. Исследованы и разработаны базовые составы полимеркатионных буровых растворов. Показаны основные недостатки базовых полимеркатионных буровых растворов.

6. Разработаны и исследованы составы полимеркатионных буровых растворов – пресный, ингибирующий, соленасыщенный и термостойкий – для сложных горно-геологических условий строительства скважин.

ГЛАВА 4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ СВОЙСТВАМИ ПОЛИМЕРКАТИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

4.1 Структурообразование в буровых растворах

В последние годы все чаще при строительстве скважин стали применяться полимеркатионные буровые растворы. Рост объемов применения поликмератионных буровых растворов связан с их высокой эффективностью, в сравнении с традиционными системами.

При бурении в глинистых отложениях традиционными системами из-за низких ингибирующих свойств происходит увеличение концентрации коллоидной фракции, что приводит к росту структурно-реологических показателей. Восстановление показателей в процессе бурения достигается путем разбавления коллоидной фракции водными растворами разжижителей, что приводит к перерасходу химических реагентов и наработке бурового раствора.

В полимеркатионных системах, в отличие от традиционных буровых растворов, в процессе бурения в глинистых отложениях рост коллоидной фракции не наблюдается. Выбуренная глинистая порода инертна по отношению к полимеркатионному буровому раствору, практически не набухает и не диспергируется до коллоидной фракции в нем, следовательно, отсутствует наработка, в связи, с чем возникает проблема с недостатком объема рабочей жидкости при углублении скважины.

Очевидно, способность глины взаимодействовать с водной средой с образованием структурированной жидкости может быть использовано для реализации разнонаправленных задач. Первая задача реализуется при приготовлении глинистых суспензий, где требуется быстрая гидратация, набухание и диспергирование глинопорошков за счет сильных электростатических взаимодействий между молекулами воды с глинистыми

частицами. Вторая задача, напротив, направлена на ингибирование глин, обеспечивающая замедление процессов гидратации, набухания и диспергирования глин, т.е. направлена на снижение взаимодействия между молекулами воды с глинистыми частицами. В полимеркатионных системах глинистая частица или глинистый шлам практически не гидратирует, не набухает и не диспергируется в составе полимеркатионного раствора и легко отделяется в очистных системах.

Именно по этой причине, для получения седиментационно устойчивых полимеркатионных растворов с управляемыми структурно-реологическими показателями, необходимо разработать технологии их структурирования.

Учитывая важнейшие достоинства полимеркатионных растворов, разработка седиментационно устойчивых полимеркатионных буровых растворов и управление структурно-реологическими их показателями в процессе углубления в соответствии с требованиями бурения является актуальной инженерной задачей.

Структурно-реологические показатели и седиментационная устойчивость буровых растворов во многом определяются уровнем структурообразования и коагуляции.

Важнейшей характеристикой дисперсных систем является устойчивость. С практической точки зрения, под устойчивостью дисперсных систем понимают способность сохранения стабильных свойств технологических показателей в течение всего срока их эксплуатации. Прежде всего, это обеспечивается за счет стабильности свойств дисперсионной среды и дисперсной фазы, равномерного распределения всех компонентов в объеме дисперсионной среды и стабильности сил межчастичного, или межмолекулярного, взаимодействия между компонентами из состава раствора. При нарушении устойчивости дисперсной системы происходит ухудшение технологических показателей раствора и потеря требуемых ее свойств. Нарушение устойчивости системы обусловлено изменением сил

межмолекулярного взаимодействия, которые происходят за счет изменения свойств и состояния водной дисперсионной среды.

Согласно представлениям коллоидной химии микрогетерогенные дисперсные системы по кинетическим свойствам (суспензии, эмульсии), можно разделить на свободнодисперсные и связнодисперсные системы.

Причины и механизмы структурообразования в простейшей дисперсной системе – глинистой суспензии, согласно представлениям, коллоидной и супрамолекулярной химии имеют разное толкование [137, 138 155, 159, 160]. Структурообразование в глинистых суспензиях является неотъемлемой составной частью создания устойчивых буровых растворов [115, 129, 162].

От уровня структурообразования зависит агрегативная и кинетическая устойчивость глинистой суспензии, которые являются важнейшими свойствами дисперсных систем. Буровой раствор с требуемыми плотностью, реологическими и фильтрационными показателями, ингибирующими и крепящими свойствами и т.д. может быть получен при обеспечении агрегативной и кинетической (седиментационной) устойчивости системы.

С другой стороны, в обеспечении требуемых технологических показателей и свойств буровых растворов, важнейшая роль принадлежит коагуляции. Коагуляционные процессы, так или иначе, связаны со стабилизацией и структурообразованием. Стабилизация глинистой суспензии, и в общем бурового раствора, может быть обеспечена только в тех системах, где имеют место коагуляционные процессы. Говорить о стабилизации глинистых суспензий вообще, и о создании стабилизированных буровых растворов с требуемыми технологическими показателями и свойствами, без участия коагуляционных процессов не имеет смысла.

Общие закономерности устойчивости (стабилизации) дисперсных коллоидных систем впервые были сформулированы Б.В. Дерягиным, Л.Д. Ландау (40), Е. Фервейем и Т. Овербеком (Verwey, Overbeek, 1948). Основанная ими теория устойчивости коллоидных систем получила название ДЛФО (Дерягин-Ландау-Фервей-Овербек).

Устойчивость глинистых суспензий согласно представлениям супрамолекулярной химии. Прежде всего, отметим основные моменты при рассмотрении устойчивости глинистых суспензий. Практически, все без исключения, буровые растворы, получаемые на основе глинистых суспензий и используемые при строительстве скважин, являются связнодисперсными (структурированными) дисперсными системами, т.е. гелями. Глинистые суспензии относятся к гидрофильным гелям. Устойчивость гидрофильных гелей – глинистых суспензий, в отличие от гидрофобных золей, для которых была разработана теория устойчивости ДЛФО, имеет свои особенности. Следовательно, использование теории устойчивости ДЛФО при рассмотрении гидрофильных глинистых гелей может привести к ошибкам.

В золях можно выделить две частицы и рассматривать их взаимодействие между собой, без учета взаимодействия других частиц. В гелях, нельзя рассматривать взаимодействие двух частиц, без учета взаимодействия других частиц. Гель – это одно целое, свойство геля формируется за счет свойств всех компонентов, в каждой точке гель характеризуется одинаковыми свойствами, вещество в геле распределено равномерно и т.д. Взаимодействие между частицами носит коллективный характер и присутствует всегда. Гель отличается стабильными свойствами в объеме и во времени.

Поскольку золь, со временем расслаивается на дисперсионную среду и дисперсную фазу, то и свойства верхней и нижней частей золя отличаются, т.е. золь — это седиментационно-неустойчивая дисперсная система с нестабильными свойствами в объеме и во времени. Вещество в золе распределено не равномерно, взаимодействие между частицами периодически, то возникает, то исчезает.

Например, плотность геля можно регулировать путем ввода облегчающих или утяжеляющих добавок, ввод этих же добавок в золь приведет к быстрому ее расслоению.

Гидрофильные глинистые частицы активно взаимодействуют с молекулами воды. В результате этих взаимодействий происходит гидратация

молекул воды на поверхности частиц в виде оболочки связанной воды, отличающейся по своим свойствам от свободной воды.

В простейшей глинистой суспензии (вода+бентонитовый глинопорошок) толщина гидратной оболочки и прочность водородных связей в ней, между молекулами воды, определяется типом минерала и концентрацией глинопорошка. Благодаря атомам кислорода и гидроксильных групп на поверхности глинистых частиц адсорбируются молекулы воды с образованием водородных связей, причем структурный мотив кислородных и гидроксильных атомов определяет пространственную ориентацию молекул воды на поверхности частицы, толщину гидратной оболочки и прочность водородных связей между молекулами воды в ней. Степень деформации водородных связей между молекулами воды в гидратной оболочке является основным в приобретении специфических свойств, отличающихся от свойств несвязанной воды и льда. Образование ассоциатов между молекулами воды всегда протекает с деформацией водородных связей и достигает максимального значения при переходе из жидкого агрегатного состояния в твердое.

В.И. Осипов считает, что гидратация на поверхности глины протекает по эпитаксиальному механизму, в основе которого лежат представления об унаследовании адсорбированными молекулами воды гексагонального мотива подложки с образованием льдоподобной структуры связанной воды [83]. Водородные связи на поверхности частицы деформированы по сравнению со структурой льда, так как у структуры льда размер по оси $b=9\text{Å}$, а в структурах природных глинистых минералов он изменяется от 8,65 до 9,35Å, т.е. поверхность глинистого минерала и структура льда имеют одинаковый гексагональный мотив ячейки с близкими размерами по оси b .

Первый слой адсорбированных молекул воды, передает унаследованный по эпитаксиальному механизму упорядоченность гексагонального мотива, второму слою молекул воды, далее, благодаря ориентационным взаимодействиям между молекулами воды, формируется третий слой, четвертый слой и т.д. По мере заполнения поверхности минерала новыми

ориентированными слоями из молекул воды водородные связи приобретают менее деформированную структуру и прочность их ослабевает. С удалением от поверхности частиц глины прочность водородных связей падает.

Дальнейшее наращивание гидратного покрова происходит благодаря осмотическим процессам, происходящим за счет разницы концентрации обменных катионов на поверхности глинистой частицы и в объеме раствора. В пресной воде, как правило, концентрация обменных катионов вблизи поверхности глинистых частиц выше, чем в объеме раствора, в результате возникает градиент концентраций, который приводит к перемещению молекул воды из объема раствора к поверхности глинистых частиц, что в свою очередь удаляет гидратированные катионы от поверхности и друг от друга. Тем не менее, обменные катионы не могут покинуть поверхность глинистых частиц, но эти перемещения создают значительный по толщине гидратный слой слабосвязанной воды. На поверхности монтмориллонитовых глинистых частиц (точнее, пакетов) толщина этого гидратного слоя достигает нескольких сотен и даже тысяч нанометров. Забегая вперед, представим себе, какое количество воды способны удержать высококоллоидальные глинистые частицы на своей поверхности.

Таким образом, взаимодействия между гидрофильными глинистыми частицами и полярными молекулами воды в водной среде способны формировать на поверхности частиц супрамолекулярные каркасы значительной толщины посредством водородных связей. Структурированная прослойка воды на поверхности глинистых частиц представляет собой супрамолекулярные образования из молекул воды. Именно, эти супрамолекулярные образования из молекул воды играют решающую роль в формировании свойств и технологических показателей буровых растворов, т.е. другими словами, управление свойствами и технологическими показателями буровых растворов сводится к регулированию толщины супрамолекулярных каркасов, прочности и гибкости водородных связей молекул воды в каркасе.

Получение глинистой суспензии осуществляется путём диспергирования глинопорошка в водной среде, причем, чем выше степень его диспергирования, тем выше структурообразующие свойства. Высокая дисперсность глинистых частиц в водной среде обеспечивает увеличение поверхности контакта между фазами – твердой и жидкой, а значит получение гелированных суспензий с меньшим количеством глинопорошка за счет роста количества связанных молекул воды с поверхностью глинистых частиц.

Монтмориллонитовые глинопорошки, по сравнению с другими аналогами, структурируют глинистые суспензии при минимальной концентрации. Структурообразование начинается с момента, когда все молекулы воды вовлечены в формирование водородных связей супрамолекулярных каркасов в гидратной оболочке. Именно с этого момента начинается структурообразование, т.е. это происходит при перекрытии и взаимодействии всех без исключения гидратных оболочек глинистых частиц между собой.

Фактически взаимодействие глинистых частиц происходит посредством взаимодействия порожденных глинистыми частицами водных супрамолекулярных каркасов при их перекрытии.

Расстояние, между глинистыми частицами, строго фиксировано исходя из общего правила: все частицы равноудалены друг от друга на расстояние, равной толщине супрамолекулярных каркасов между ними. В зависимости от состава глинистой суспензии, концентрации глины, электролитов, полимеров и т.д., толщина супрамолекулярных каркасов между глинистыми частицами и глубина их перекрытия сильно меняется. Но в любом случае, глинистая суспензия стремится к равновесной, когда глубина перекрытия супрамолекулярных каркасов, для заданной системы, практически одинакова благодаря чему все глинистые частицы стремятся к строгой фиксации относительно друг друга. Это значит, что на таких больших расстояниях между глинистыми частицами вряд ли будут возникать вандерваальсовы взаимодействия, т.е. силы межмолекулярного притяжения.

Таким образом, устойчивость глинистым частицам обеспечивают супрамолекулярные каркасы из молекул воды, они также фиксируют расстояние между частицами.

На Рисунке 4.1 схематически представлены золи и гели. В золях между частицами дисперсной фазы и их супрамолекулярными каркасами всегда присутствует свободная вода (Рисунок 4.1, а). Переход от золя в гель происходит, когда вся свободная вода переходит в связанное структурированное состояние, т.е. когда все молекулы воды участвуют в формировании супрамолекулярных каркасов (Рисунок 4.1, б).

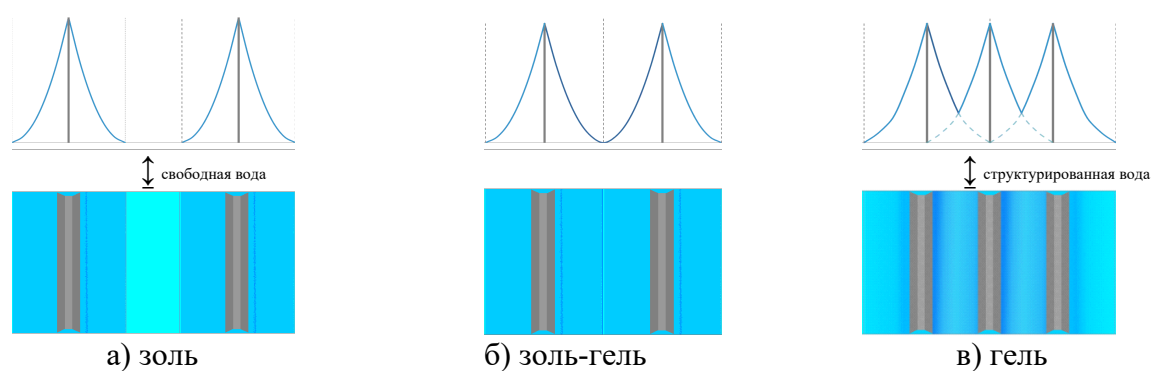


Рисунок 4.1 – Схематическое изображение взаимодействия водных супрамолекулярных каркасов глинистых частиц (на верхних рисунках видно уменьшение прочности Н-связей при удалении от поверхности глинистой частицы и толщина водных каркасов, на нижних – глинистые частицы с водными каркасами): а – состояние золя, водные супрамолекулярные каркасы не соприкасаются; б – переходное состояние золь-гель, водные супрамолекулярные каркасы соприкасаются; в – состояние геля, водные супрамолекулярные каркасы проникают друг в друга, т.е. происходит их наложение.

Следовательно, согласно предложенной модели, коагуляция в глинистой суспензии есть не что иное, как коллективное взаимодействие перекрытых супрамолекулярных каркасов, порожденных глинистыми частицами. Коагуляция вызвана не силами межмолекулярного притяжения или сцепления, а силами отталкивания супрамолекулярных каркасов из молекул

воды и возникает в стесненных условиях. Коагуляция вызывает гелеобразование и обеспечивает равномерную фиксацию глинистых частиц и является гарантом устойчивости глинистой суспензии. Любая дисперсная система в состоянии геля проявляет более высокую устойчивость, чем в состоянии золя.

Уровень коагуляции определяется уровнем перекрытия супрамолекулярных каркасов, а прочность структуры глинистой суспензии прочностью водородных связей в перекрытой зоне. Коагуляционные связи – это связи между супрамолекулярными каркасами в зонах перекрытия. В глинистой суспензии каждая глинистая частица окружена 5, 6, 7 и более соседями, которая со всеми образует коагуляционные связи. Реологические характеристики глинистой суспензии зависят от коагуляционных связей.

Схематическое изображение структурообразования в глинистой суспензии согласно представлениям коллоидной химии и предложенной модели, приведено на Рисунке 4.2.

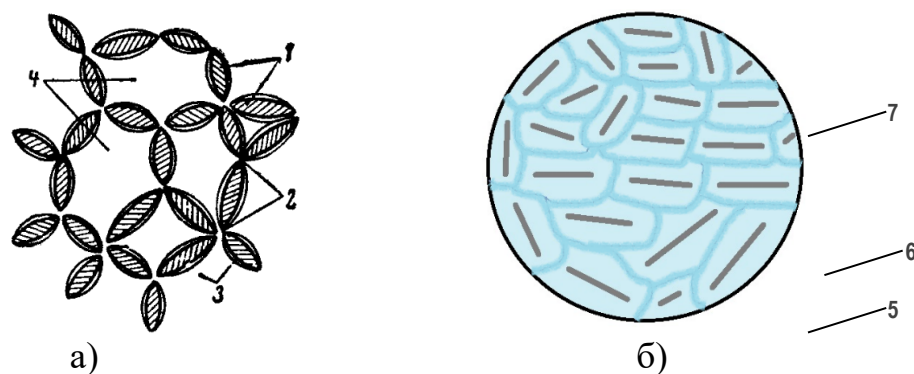


Рисунок 4.2 – Формирование структуры глинистого раствора: (1 – частицы дисперсной фазы; 2 – участки поверхности частиц без сольватной оболочки; 3 – участки поверхности частиц с сольватной оболочкой; 4 – полости, заполненные дисперсионной средой; 5 – супрамолекулярный каркас из молекул воды; 6 – перекрытые участки супрамолекулярных каркасов; 7 – глинистая частица) а – по классической схеме, согласно представлениям коллоидной химии; б – согласно представлениям супрамолекулярной химии путем формирования супрамолекулярных водных каркасов

Согласно представлениям, коллоидной химии причиной структурообразования в дисперсных системах является коагуляция, под которым понимают усиление взаимодействия между частицами, вызванное их сближением. Переход от золя в гель за счет увеличения концентрации или дисперсности глинопорошка на самом деле происходит благодаря уменьшению расстояния между глинистыми частицами. Однако, существует много других способов создания коагуляционных структур, не меняя расстояния между глинистыми частицами, например, вводом высокомолекулярных соединений, низкомолекулярных электролитов, изменением температуры и т.д., которые вызывают коагуляцию. Увеличение коагуляционных сил или структурообразования, в этих случаях, происходит за счет упрочнения водородных связей в супрамолекулярных каркасах. Это значит, при вводе электролита в глинистую суспензию происходит сближение частиц и усиление сил притяжения между ними. Поскольку сжатие двойных электрических слоев увеличивает свободную воду в суспензии, а частицы сближаясь, агрегируют, поэтому это должно привести к отделению воды и выпадению частиц в осадок, т.е. коагуляция должна привести к потере устойчивости и расслоению суспензии. Однако, глинистые суспензии ведут себя иначе.

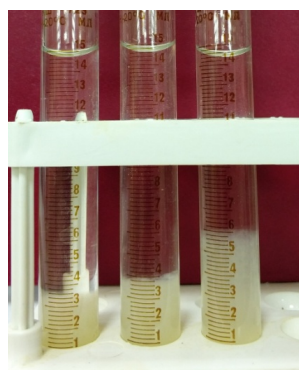
В практике бурения нефтяных и газовых скважин для повышения устойчивости глинистых суспензий преднамеренно усиливают коагуляцию различными способами: увеличением концентрации глинистой фазы и ее диспергированием, вводом полимеров-загустителей, добавкой электролитов и т.д. Переход глинистой суспензии от золя в гель в каждом конкретном случае имеет свои отличительные особенности.

Так, ввод полимеров-загустителей в глинистую суспензию снижает подвижность молекул воды за счет их связывания. Полимеры, обычно формируют свои водные супраструктуры, достраивают и усиливают существующие супрамолекулярные каркасы. Благодаря геометрической и энергетической совместимости супраструктур (супраструктуры из молекул

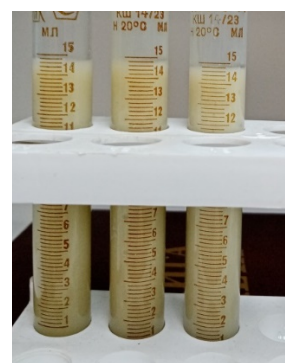
воды, глинистой частицы и полимера) сохраняется гибкость водородных связей в супрамолекулярных каркасах и обеспечивается рост реологии и снижение показателя фильтрации глинистой суспензии. Тогда как, электролиты достраивают и усиливают супрамолекулярные каркасы, которые геометрически и энергетически несовместимы с существующими супраструктурами. Антагонизм между водными супраструктурами глинистых частиц и ионов (катионов и анионов) приводит к нарушению их целостности, местным разрывам, увеличению жесткости водородных связей граничных и перекрытых слоях супрамолекулярного каркаса. Следствием несовместимости и антагонизма водных супраструктур является рост реологии и показателя фильтрации глинистой суспензии [131].

Однако, во всех случаях причиной гелеобразования является коагуляция, т.е. взаимное перекрытие и наложение водных супрамолекулярных каркасов.

Ввод электролитов в золь, например, NaCl и CaCl₂ в предварительно гидратированную в пресной воде бентонитовую пасту после разбавления до 0,1%-ной концентрации приводит к разрыхлению осадка, а в составе без электролитов осадок более уплотненный (Рисунок 4.3, а). Ввод электролитов в гелированную 3%-ную глинистую суспензию не ухудшает устойчивость глинистой суспензии, не вызывает расслоение, выпадение осадка и т.д. (Рисунок 4.3, б).



а)



б)

Рисунок 4.3 – Влияние электролитов на устойчивость глинистых суспензий: слева направо пресная система, с добавками 3%NaCl и 1%CaCl₂ соответственно; а – золь с концентрацией глинопорошка 0,1%; б – гель с концентрацией глинопорошка 3%

Механизм взаимодействия глин с катионным полимером приведен в данной работе (см. глава 3). В отличие от низкомолекулярных электролитов, катионный полимер адсорбируется на поверхности глинистых частиц и разрушает супрамолекулярный каркас вокруг частицы. При достаточной концентрации катионного полимера происходит стабилизация суспензии, это означает, что катионный полимер разрушает старый каркас и строит подчиненный себе новый, толщина которого намного меньше. Это происходит параллельно с уменьшением концентрации коллоидной фракции, что в свою очередь приводит к ослаблению коагуляционных связей или связей между частицами посредством супрамолекулярных каркасов, которые практически с поверхности глинистых частиц исчезают. По этой причине все базовые полимеркатионные системы седиментационно неустойчивы, а структурно-реологические показатели не способны обеспечивать безопасное строительство скважины в сложных горно-геологических условиях бурения.

В связи с этим были проведены исследования, направленные на разработку технологий по регулированию структурообразования с целью создание седиментационно устойчивых полимеркатионных буровых растворов с управляемыми структурно-реологическими показателями. Обязательным условием для получения седиментационно устойчивых полимеркатионных буровых растворов является обеспечение необходимого уровня структурообразования.

В качестве основного критерия оценки структурообразования предлагается использовать величину статического напряжения сдвига за 1 и 10 мин ($\text{CHC}_{1/10}$). Гибкие не прогрессирующие, легкоуправляемые рабочие гели образуются при $(\text{CHC}_{10}/\text{CHC}_1) \leq 1,5$, в противном случае получают трудноуправляемые гели с жесткими прогрессирующими коагуляционными связями, что недопустимо. За минимальное значение гелирования рекомендуется величина $\text{CHC}_1 - 10$ дПа (минимальное значение, позволяющее удерживать во взвешенном состоянии небольшие частицы шлама и утяжелитель), а за максимальное $\text{CHC}_1 - 60$ дПа (значение, позволяющее

удерживать средние частицы шлама во взвешенном состоянии). Оценка седиментационной устойчивости производится визуально после приготовления исследуемого раствора и замера CHC_1 .

В качестве структурообразующих компонентов в полимеркатионных буровых растворах были исследованы – палыгорскитовый глинопорошок, биополимер и гидрогели магния и алюминия. Для сравнения за базовый структурообразователь принят бентонитовый глинопорошок ПБМВ, который выпускается согласно ТУ 2164-004-0013836-2006 «Глинопорошок».

Бентонитовый глинопорошок в базовых полимеркатионных буровых растворах не обеспечивает достаточного уровня структурообразования, следовательно, приготовленные базовые полимеркатионные системы являются седиментационно неустойчивыми (Таблица 4.1).

С увеличением концентрации бентонитового глинопорошка в диапазоне 4-8% CHC_1 составляет 0-5 дПа, что, не достаточно для обеспечения седиментационной устойчивости полимеркатионного раствора.

Это вызвано электростатическим взаимодействием в водной среде между положительно заряженным катионным полимером и отрицательно заряженной коллоидной глинистой частицей. Катионный полимер адсорбируется и блокирует коллоидные глинистые частицы бентонита по принципу образования вокруг них «скорлупы», и таким образом, нейтрализует их заряд и изолирует от взаимодействия с водой, что препятствует формированию устойчивых супрамолекулярных каркасов из молекул воды.

Применение палыгорскитового глинопорошка, в отличие от бентонитового, позволяет получить структурированные полимеркатионные растворы с нормальной величиной CHC_1 , обеспечивающий седиментационную устойчивость (Таблица 4.2, Рисунок 4.4).

Таблица 4.1 – Влияние концентрации бентонитового глинопорошка на статическое напряжение сдвига и седиментационную устойчивость полимеркатионного бурового раствора

Состав раствора	При 50 °С	Седиментационная устойчивость
	СНС _{1/10} , дПа	
4%глинопорошок бентонитовый+5%Силфок2540С +6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	0/0	осаждается
6%глинопорошок бентонитовый+5%Силфок2540С +6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	0/5	осаждается
8%глинопорошок бентонитовый+5%Силфок2540С +6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	5/10	осаждается

Таблица 4.2 – Влияние концентрации палыгорскитового глинопорошка и биополимера на статическое напряжение сдвига и седиментационную устойчивость полимеркатионного бурового раствора

Состав раствора	При 50 °С	Седиментационная устойчивость
	СНС _{1/10} , дПа	
4%глинопорошок палыгорскитовый+5%Силфок 2540С +6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	0/5	нет
4,5%глинопорошок палыгорскитовый+5%Силфок 2540С +6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	10/15	да
5%глинопорошок палыгорскитовый+5%Силфок 2540С +6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	25/55	да
6%глинопорошок палыгорскитовый +5%Силфок 2540С +6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	60/90	да
8%глинопорошок палыгорскитовый +5%Силфок 2540С +6%NaCl+1%CaCl ₂ +10%мел+вода остальное	165/185	да
2%глинопорошок бентонитовый+5%Силфок2540С +0,05% биополимер +1% CaCl ₂ +3% NaCl + 3% KCl+вода остальное	0/0	нет
2% глинопорошок бентонитовый + 5% Силфок 2540С + 0,1% биополимер+1% CaCl ₂ +3% NaCl + 3% KCl+вода остальное	15/20	да
2% глинопорошок бентонитовый + 5% Силфок 2540С + 0,3% биополимер+1% CaCl ₂ +3% NaCl + 3% KCl+вода остальное	30/50	да
2% глинопорошок бентонитовый + 5% Силфок 2540С + 0,5% биополимер+1% CaCl ₂ +3% NaCl + 3% KCl+вода остальное	75/90	да

С увеличением концентрации палыгорскитового структурообразователя в диапазоне 4,5-5% величина СНС1 возрастает до 10-25 дПа и обеспечивается седиментационная устойчивость полимеркатионного раствора.

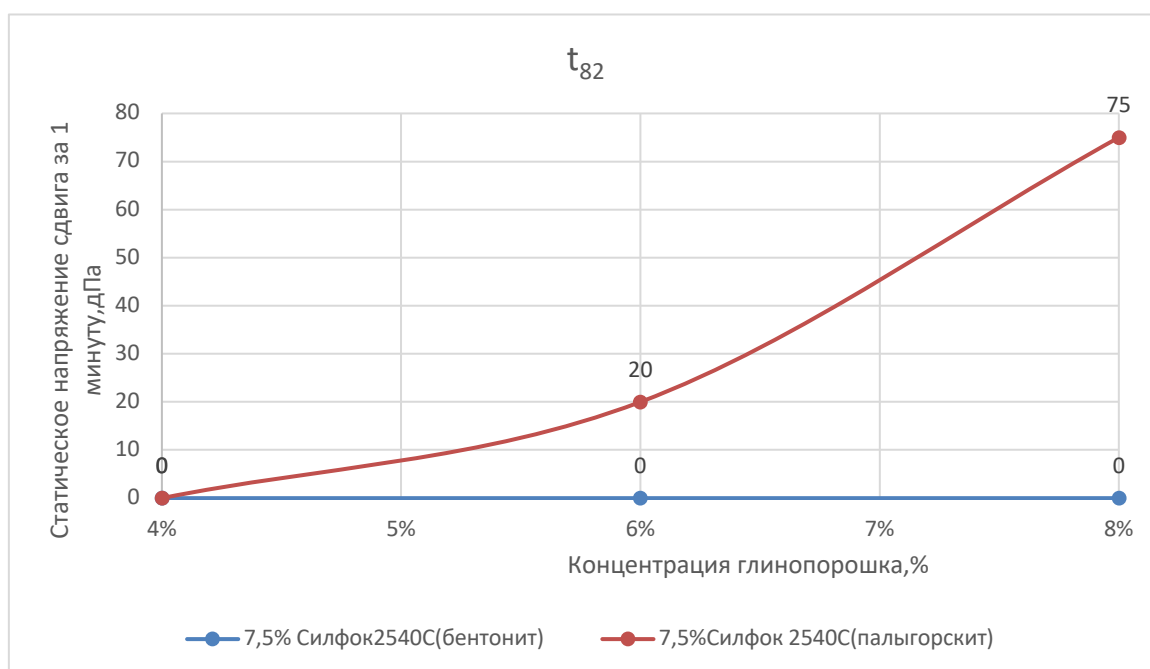


Рисунок 4.4 – Влияние концентрации глинопорошка на статическое напряжение сдвига за 1 минуту полимеркатионного бурового раствора при температуре 82⁰С

Кроме глинопорошков в качестве структурообразователя буровых растворов повсеместно применяется биополимер, особенностью которого является более мягкие структурно-реологические показатели. Кроме того, биополимер придает буровым растворам псевдопластические свойства, обеспечивая при этом, удовлетворительный вынос шлама на поверхность, за счет высокой эффективной вязкости и напряжения сдвига при низких скоростях сдвига.

Эффективность биополимера в полимеркатионных системах очень высока, у всех растворов после обработки биополимером возрастает величина СНС1, и обеспечивается седиментационная их устойчивость (Таблица 4.3).

Для биополимерного структурообразователя достаточная концентрация для обеспечения седиментационной устойчивости полимеркатионного

раствора составляет 0,1-0,3% при величине СНС1 15-30 дПа соответственно. В этом диапазоне концентраций глинопорошка и биополимера в полимеркатионном буровом растворе обеспечиваются седиментационная устойчивость и приемлемые структурно-реологические показатели, что значительно улучшает вынос шлама.

В качестве структурообразователя ингибирующих и соленасыщенных буровых растворов, в свое время, широко применялись неорганические гелеобразователи на основе сульфата алюминия и хлорида магния, образующих с основаниями соответствующие гидрогели. Получение гидрогелей магния и алюминия осуществляется путем конденсирования твердой фазы.

Подобные гидрогели представляют собой гидроксиды металлов: гидроксид магния $Mg(OH)_2$ и гидроксид алюминия $Al(OH)_3$. В отличие от двухвалентных металлов, которые образуют гидроксиды только в щелочной среде, трехвалентный алюминий образует гидроксиды в нейтральной и даже в кислой среде [38]. Более подробно сведения о гидрогеле магния и алюминия приводятся в работах Ангелопуло О.К. [9, 10, 11].

Влияние концентрации сульфата алюминия и хлорида магния на структурообразование в полимеркатионных буровых растворах отражены в Таблице 4.3.

Сульфат алюминия и хлорид магния в полимеркатионном буровом растворе обеспечивают седиментационную устойчивость и приемлемые структурно-реологические показатели, что значительно улучшает вынос шлама.

В отличие от гидрогеля алюминия, который является амфотерным, гидрогель магния устойчив в широком диапазоне рН. По эффективности повышения структурно-реологических показателей полимеркатионных буровых растворов гидрогели магния и алюминия не отличаются.

Таблица 4.3 – Влияние концентрации сульфата алюминия и хлорида магния на статическое напряжение сдвига и седиментационную устойчивость полимеркатионного бурового раствора

Состав раствора	При 50 °С	Седиментационная устойчивость
	СНС _{1/10} , дПа	
2% глинистый раствор + 5% Силфок 2540С + 1% сульфат алюминия + 0,36% NaOH+вода остальное	5/10	нет
2% глинистый раствор + 5% Силфок 2540С + 1% сульфат алюминия + 0,54% NaOH+вода остальное	10/20	да
2% глинистый раствор + 5% Силфок 2540С + 2% сульфат алюминия + 0,72% NaOH+вода остальное	25/30	да
2% глинистый раствор + 5% Силфок-2540 С + 10% хлорид магния + 0,8% NaOH+вода остальное	10/20	да
2% глинистый раствор + 5% Силфок-2540 С + 10% хлорид магния + 1,2% NaOH+вода остальное	15/25	да
2% глинистый раствор + 5% Силфок 2540С + 0,05% биополимер + 10% хлорид магния + 1,5% NaOH+вода остальное	50/60	да

Проведенные исследования структурообразователей – палыгорскитового глинопорошка, биополимера и гидрогелей магния и алюминия, и их сочетаний, выявил высокую их эффективность для управления структурно-реологических показателей и обеспечения седиментационной устойчивости полимеркатионного раствора.

Разработанная технология улучшения седиментационной устойчивости полимеркатионных растворов позволяет достичь поставленных целей и создать полимеркатионные системы с управляемыми структурно-реологическими показателями для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях бурения.

Технология использования биополимера в полимеркатионных растворах для управления структурно-реологических показателей и седиментационной устойчивости предусматривает ввод низкомолекулярных электролитов для предупреждения образования нерастворимых полиэлектролитных комплексов.

Предлагаемая технология более детально рассмотрена в следующем параграфе 4.2.

4.2 Технология управления структурно-реологическими показателями полимеркатионных буровых растворов низкомолекулярными электролитами

Наиболее простой и эффективный способ создания структурированной и седиментационно устойчивой полимеркатионной жидкости и управления ее реологическими показателями это использование биополимера в качестве структурообразователя. Однако, в результате взаимодействия катионного полимера (Полидадмаха) и анионного биополимера в составе полимеркатионного бурового раствора, снижается их взаимная растворимость и образуются труднорастворимые полиэлектролитные комплексы.

Общие представления о полиэлектролитных комплексах. В водной среде взаимодействие катионных и анионных полимеров, в определенных условиях, приводит к образованию нерастворимых полиэлектролитных комплексов (ПЭК), представляющих собой продукты кооперативных реакций ионного обмена между противоположно заряженными компонентами [26]. В качестве примера на Рисунке 4.5 приведена общая схема реакции образования ПЭК с участием двух линейных полиионов (Рисунок 4.5).

Реакции образования ПЭК протекают на двух уровнях [26]. На уровне заряженных групп – это реакции ионного обмена, сопровождающиеся образованием солевых связей и выделением в раствор низкомолекулярных противоионов. На уровне молекул/частиц – это реакции соединения, приводящие к образованию новых макромолекулярных соединений - полиэлектролитных комплексов. Реакции образования ПЭК протекают в воде и полярных органических растворителях, в которых возможны диссоциация и ионный обмен.

Растворимость ПЭК в водной среде зависит от соотношения противоположных зарядов и молекулярных масс взаимодействующих полиэлектролитов, стерических их особенностей, а также от химической природы и концентрации низкомолекулярной соли из состава жидкости.

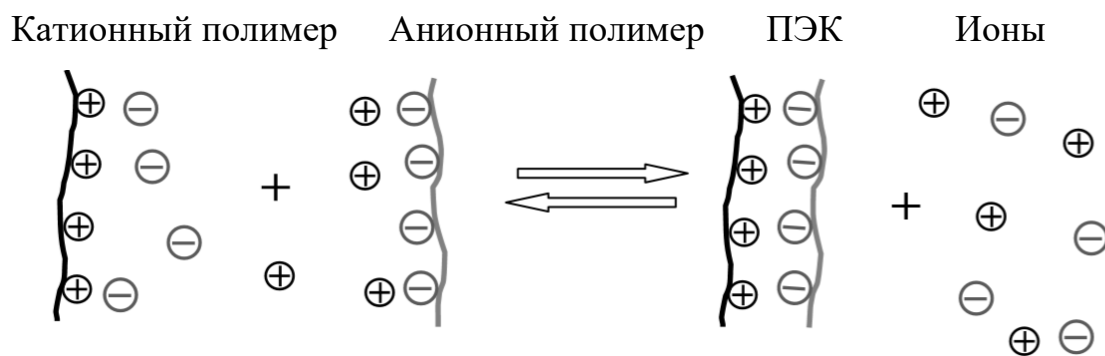


Рисунок 4.5 – Общая схема реакции образования ПЭК с участием противоположно заряженных полиионов

Так как в ходе реакции образования/диссоциации ПЭК выделяются низкомолекулярные противоионы, то очевидно, вводом низкомолекулярного электролита можно управлять реакцией образования/диссоциации ПЭК.

Введение в полимеркатионный раствор низкомолекулярных солей должно сдвигать положение равновесия реакции образования/диссоциации в сторону диссоциации ПЭК.

Выбор методики для оценки растворимости ПЭК в полимеркатионном буровом растворе. Основные факторы, влияющие на растворимость или фазовые равновесия ПЭК в жидкости — это рН, ионная сила, температура. Из литературы известно о существовании различных методов по определению растворимости ПЭК.

Существующие методы по определению растворимости ПЭК требуют применения специальной и дорогостоящей измерительной техники, не специфичной для буровой практики. Использование такой техники требует подготовки высококвалифицированного персонала.

Поэтому, разработка упрощенной методики по оценке растворимости ПЭК в полимеркатионных буровых растворах является актуальной задачей.

В полимеркатионном буровом растворе с содержанием катионного полимера (Полидадмаха) и анионного биополимера (биоксан) образование нерастворимых ПЭК приводит к падению реологических показателей. Особенно при этом наблюдается уменьшение эффективной вязкости и

напряжения сдвига при низких скоростях сдвига, т. е. раствор теряет псевдопластические свойства и седиментационную устойчивость. Фазовый переход из нерастворимого состояния ПЭК в растворимое сопровождается увеличением реологических показателей, возрастает эффективная вязкость и напряжение сдвига при низких скоростях сдвига.

Концентрация низкомолекулярного электролита, при которой достигается стабилизация реологических показателей, а именно эффективной вязкости и напряжения сдвига при низких скоростях сдвига соответствует минимальному числу контактов между катионным и анионным полимерами, т. е. эта та концентрация, при которой наблюдается максимальная растворимость ПЭК.

Очевидно, концентрация соли при которой достигается стабилизация реологических характеристик при низких скоростях сдвига, например, при $5,11\text{c}^{-1}$, $10,22\text{c}^{-1}$ и $17,03\text{c}^{-1}$, может быть принята за пороговую концентрацию, при которой достигается растворение ПЭК и проявление псевдопластических свойств полимеркатионного бурового раствора.

Предлагаемая методика вискозиметрии для оценки растворимости ПЭК в полимеркатионном буровом растворе с содержанием катионного полимера (Полидадмаха) и анионного биополимера (биоксана), основанная на определении эффективной вязкости при скоростях сдвига $5,11\text{c}^{-1}$, и/или $10,22\text{c}^{-1}$ и/или $17,03\text{c}^{-1}$ является вполне обоснованной и информативной.

Очевидно, при разработке методики для оценки растворимости ПЭК необходимо исходить из состава полимеркатионного раствора или из состава ПЭК. Каждой модификации полимеркатионного бурового раствора соответствуют свой состав ПЭК. Наиболее вероятные составы ПЭК включают, с одной стороны, катионный полимер и, с другой стороны, полианионы биополимера, и/или, водорастворимого эфира целлюлозы, и/или, гидролизованного полиакрилонитрила, и/или, лигносульфоната и т.д. Если анионным полимером является структурообразователь буровых растворов (биополимер), то для оценки растворимости ПЭК достаточно использовать

методику вискозиметрии, если анионным полимером является понизитель фильтрации и загуститель буровых растворов (полианионная целлюлоза или гидролизованный полиакрилонитрил), то оценку растворимости ПЭК необходимо производить, одновременно, по методике вискозиметрии и по изменению показателя фильтрации.

Следовательно, выбор методики оценки растворимости ПЭК осуществляется в зависимости от типа полианиона, используемого в составе полимеркатионного раствора.

Управление показателей полимеркатионных растворов низкомолекулярными электролитами. Содержание в полимеркатионном буровом растворе низкомолекулярных электролитов является одним из необходимых условий получения растворимых ПЭК из противоположно заряженных полимерных макромолекул.

Ввод анионного биополимера в полимеркатионный буровой раствор на практике осуществляется в сухом или жидком виде.

При вводе в жидком виде, предварительно растворенного в воде биополимера, в полимеркатионный раствор происходит:

- мгновенное образование нерастворимого ПЭК в пресной системе (недостаточно соленой) с образованием хлопьев различной формы, реологические показатели жидкости падают, наблюдается осаждение ПЭК, седиментация твердой фазы, расслоение и дестабилизация системы;

- образование растворимого ПЭК в соленой системе, реологические показатели жидкости возрастают, повышается седиментационная устойчивость твердой фазы, снижается расслоение, и система проявляет высокую стабильность.

При вводе биополимера в сухом виде в полимеркатионный раствор наблюдается:

- биополимер не растворяется в пресной полимеркатионной системе (недостаточно соленой), катионный полимер «прилипает» на поверхность порошка биополимера и блокирует его растворение, реологические

показатели жидкости не меняются, свойства и показатели раствора сохраняются практически без изменения;

- биополимер растворяется в соленой полимеркатионной системе, образуется растворимый ПЭК, реологические показатели системы повышаются, возрастает седиментационная устойчивость.

Влияние солей на растворимость ПЭК обусловлено специфическим взаимодействием полиионов с соответствующими низкомолекулярными противоионами – катионами и анионами электролитов. В безглинистом полимеркатионном растворе влияние катионов электролита отражается на анионном полимере, а анионов – на катионном полимере. В глинистом полимеркатионном буровом растворе, в отличие от безглинистого, протекают обменные реакции между отрицательно заряженными гидратированными глинистыми частицами и катионным полимером, с одной стороны, и катионным полимером и анионами солей, с другой стороны, что отражается на расходе солей для растворения ПЭК. Причем, чем больше глинистой фазы с развитым катионно-обменным комплексом, тем больше расход солей для растворения ПЭК. Большое значение имеет сродство катионов и анионов электролита с полиионами ПЭК, электростатическое взаимодействие противоположно заряженных звеньев с противоионами электролита, а также стерические особенности при взаимодействии всех компонентов.

Учитывая вышеуказанное, объектом исследования были выбраны безглинистые и глинистые полимеркатионные буровые растворы, близкие по составу с базовыми модификациями Катбурр, применяемыми на Астраханском ГКМ, содержащие рабочие концентрации Полидадмаха и биополимера (Таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Состав глинистого и безглинистого полимеркатионного раствора

Компоненты	Концентрация, кг/м ³
Глинистый полимеркатионный раствор	
Глинопорошок	30
Мел	50
Полидадмах (ВПК-402)	15
Биополимер биоксан	2,9
Вода	902,1
Безглинистый полимеркатионный раствор	
Мел	50
Полидадмах (ВПК-402)	15
Биополимер биоксан	5
Вода	930

Исследования проводились в следующем порядке:

- в свежеприготовленный глинистый или безглинистый полимеркатионный раствор, с содержанием Полидадмаха марки ВПК-402 и биополимера марки биоксан, вводили исследуемые соли, постепенно увеличивая их концентрации;

- после каждого ввода соли визуально оценивали раствор по консистенции: если изменение реологии не происходило продолжали ввод солей до увеличения консистенции или появления структурных свойств раствора;

- при появлении признаков структурирования бурового раствора производили замеры реологических характеристик при 600, 300, 200, 100, 60, 30, 20, 10, 6, 3 об/мин, $CHC_{1/10}$ и визуально оценивали растворимость полимеров;

- при последующих добавках соли, включая последнюю, производили замеры реологических характеристик и визуальную оценку растворимости полимеров;

- по результатам исследований, а именно по изменению эффективной вязкости при низких скоростях сдвига $5,11c^{-1}$, и/или $10,22c^{-1}$ и/или $17,03c^{-1}$, определяли пороговую и рабочую концентрацию солей;

- оценивали эффективность влияния солей на растворимость ПЭК.

В качестве низкомолекулярных электролитов были исследованы недефицитные и доступные по стоимости соли натрия, калия, аммония, магния и кальция.

Исследование солей натрия. В свежеприготовленные глинистые и безглинистые полимеркатионные буровые растворы с содержанием Полидадмаха и биополимера вводили соли натрия. В качестве солей натрия были исследованы хлорид (NaCl), бромид (NaBr), нитрат (NaNO_3), формиат (NaHCOO), ацетат (NaCH_3COO) и сульфат (Na_2SO_4).

Для глинистых и безглинистых полимеркатионных растворов на Рисунки 4.6, 4.7 приведены графические зависимости эффективной вязкости при скорости сдвига $5,11\text{c}^{-1}$ от концентрации солей натрия.

Начальные концентрации солей натрия не вызывают рост реологических характеристик, следовательно, и растворение ПЭК. При дальнейшем увеличении концентрации солей наблюдается незначительное изменение реологических характеристик. Максимальная растворимость ПЭК достигается при пороговой концентрации соли, причем для каждой соли имеется своя величина пороговой концентрации, зависящая от вклада катиона и аниона (Таблица 4.5).

В промышленных условиях, когда концентрации компонентов в составе полимеркатионного бурового раствора постоянно меняются, а их поддержание производится по технологическим показателям и свойствам, установить точные концентрации компонентов в рабочей жидкости не всегда возможно и вряд ли это необходимо.

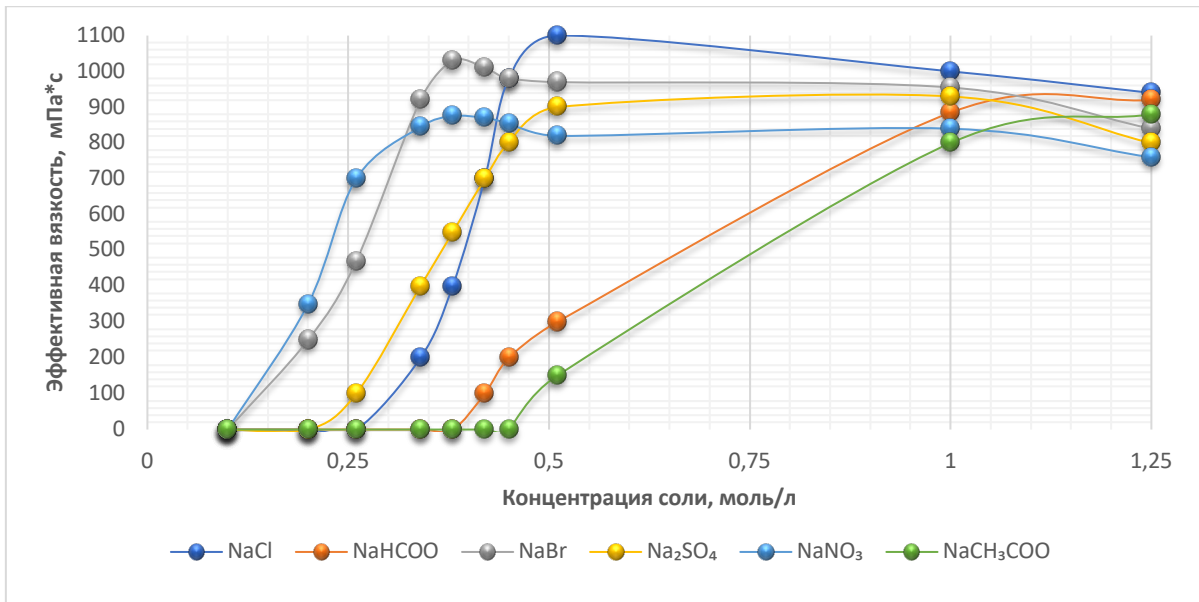


Рисунок 4.6 – Зависимость эффективной вязкости глинистого полимеркатионного раствора при скорости сдвига $5,11 \text{ c}^{-1}$ от содержания солей натрия

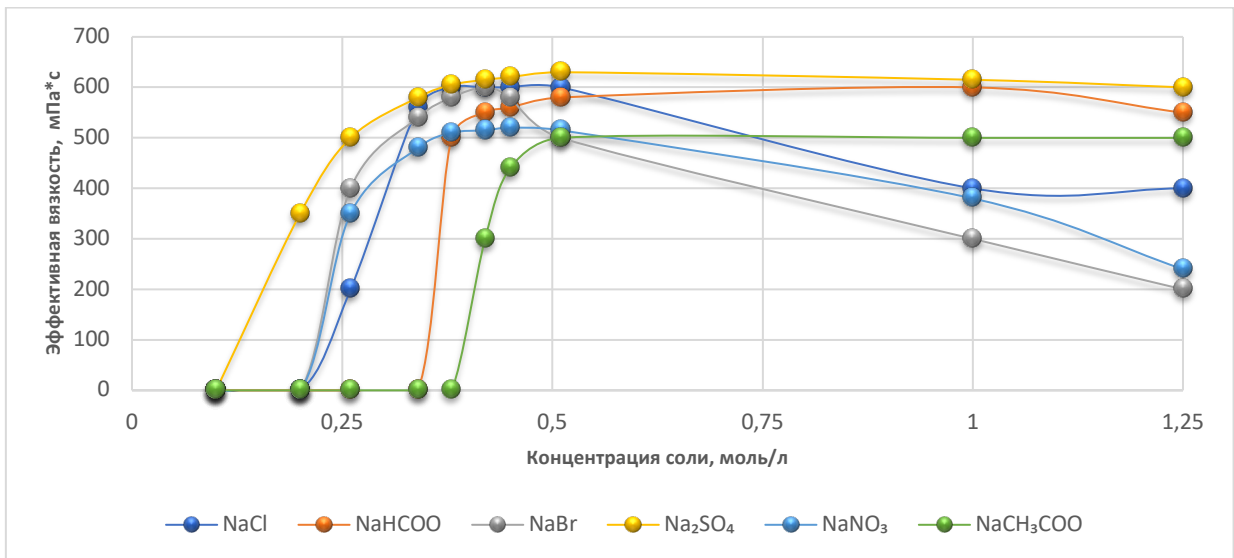


Рисунок 4.7 – Зависимость эффективной вязкости безглинистого полимеркатионного раствора при скорости сдвига $5,11 \text{ c}^{-1}$ от содержания солей натрия

Изменение концентрации солей, от начальной, при которой начинается растворение ПЭК, до пороговой концентрации, происходит в очень узком диапазоне. Поэтому, не столь важно, выявление границ этого узкого диапазона концентраций солей, более важным является установление величины

пороговой концентрации. По величине пороговой концентрации выбирается рабочая концентрация, причем нижняя граница рабочей концентрации должна превышать пороговую. Выбор рабочей концентрации соли с превышением над пороговой, т.е. с запасом, связано с постоянно меняющимся составом рабочей жидкости и очень узким диапазоном концентраций переходной зоны из растворимого состояния ПЭК в нерастворимое и наоборот.

Таблица 4.5 – Пороговые концентрации солей натрия в глинистых и безглинистых полимеркатионных буровых растворах

№	Соль	Пороговые концентрации для глинистого раствора		Пороговые концентрации для безглинистого раствора	
		моль/л	% к воде	моль/л	% к воде
1	NaCl	0,45	2,63	0,30	1,76
2	NaNO ₃	0,34	2,89	0,26	2,21
3	NaBr	0,34	3,50	0,23	2,37
4	NaHCOO	0,75	5,10	0,44	3,00
5	Na ₂ SO ₄	0,45	6,39	0,20	2,84
6	NaCH ₃ COO	1,00	8,20	0,45	3,69
7	KCl	0,42	3,12	0,26	1,94
8	K ₂ SO ₄	0,40	6,96	0,20	3,48
9	NH ₄ Cl	0,42	2,25	0,26	1,39
10	NH ₄ CH ₃ COO	0,85	6,55	0,42	3,24
11	MgCl ₂	0,15	1,43	0,075	0,71
12	CaCl ₂	0,15	1,67	0,09	1,00
13	CaBr ₂	0,15	3,00	0,10	2,00

Очевидно, что при выборе рабочей концентрации необходимо учитывать геологический разрез скважины – литологию, термобарические условия и т.д. В противном случае, при возникновении непредвиденных случаев, например, при попадании пресной воды в раствор, при проходке толщ глинистых отложений за счет течения ионообменных процессов, при попадании цемента в раствор и т.д. возможно резкое ухудшение свойств и показателей полимеркатионного бурового раствора за счет перехода ПЭК в нерастворимое состояние. В любом случае, запас соли в составе раствора минимизирует вероятность перехода ПЭК из растворимого в нерастворимое состояние.

Выражая концентрацию соли в моль/л можно определить ее «химическую» эффективность по растворяющей способности ПЭК в глинистых и безглинистых полимеркатионных буровых растворах. В конкретном случае, по «химической» эффективности соли натрия располагаются в ряд по убыванию в следующем порядке: $\text{NaBr} > \text{NaNO}_3 > \text{Na}_2\text{SO}_4 > \text{NaCl} > \text{NaHCOO} > \text{NaCH}_3\text{COO}$.

В реальных промышленных условиях добавки солей осуществляют в процентах от объема воды или бурового раствора, поэтому с практической стороны, удобнее пользоваться процентным соотношением. Тогда, в пересчете на % от объема или массы воды, соли натрия по убыванию растворяющей способности ПЭК, в глинистых и безглинистых полимеркатионных буровых растворах, располагаются в ряд в следующем порядке: $\text{NaCl} > \text{NaNO}_3 > \text{NaBr} > \text{NaHCOO} > \text{Na}_2\text{SO}_4 > \text{NaCH}_3\text{COO}$. Концентрация соли в % определяет ее «практическую» эффективность по растворяющей способности ПЭК в глинистых и безглинистых полимеркатионных буровых растворах.

При достижении пороговых концентраций показатель нелинейности всех исследованных глинистых и безглинистых полимеркатионных буровых растворов снижается до $n=0,25-0,45$, что свидетельствует о проявлении псевдопластичных свойств.

Уменьшение пороговых концентраций для безглинистых полимеркатионных буровых растворов, в сравнении с глинистыми, наблюдается для всех исследованных солей в сторону уменьшения (Таблица 4.5).

Исследование солей калия и аммония. В качестве солей калия были исследованы хлорид (KCl) и сульфат (K_2SO_4), солей аммония – хлорид (NH_4Cl) и ацетат ($\text{NH}_4\text{CH}_3\text{COO}$). В свежеприготовленные глинистые и безглинистые полимеркатионные буровые растворы с содержанием Полидадмаха и биополимера вводили соли калия и аммония.

Для глинистых и безглинистых полимеркатионных растворов на Рисунках 4.8, 4.9 приведены графические зависимости эффективной вязкости при скорости сдвига $5,11\text{c}^{-1}$ от концентрации солей калия и аммония.

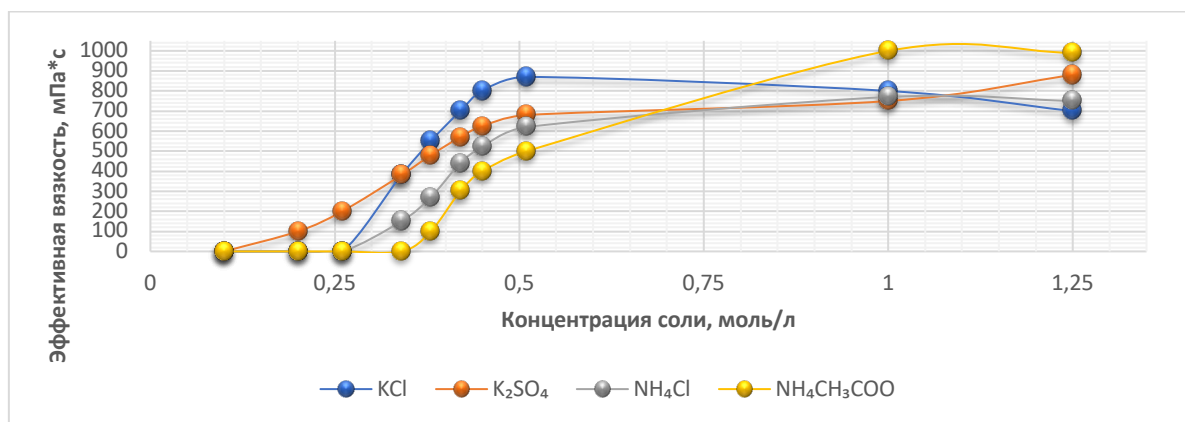


Рисунок 4.8 – Зависимость эффективной вязкости глинистого полимеркатионного раствора при скорости сдвига $5,11\text{c}^{-1}$ от содержания солей калия и аммония

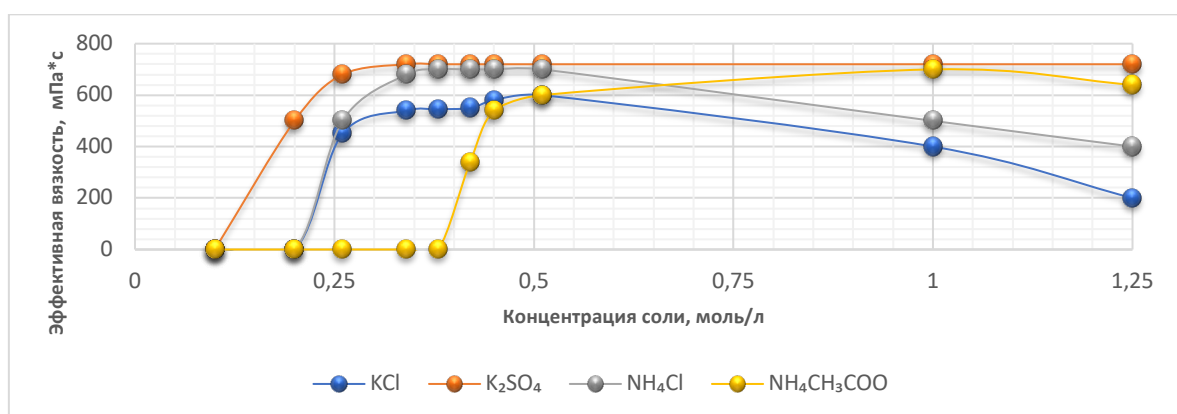


Рисунок 4.9 – Зависимость эффективной вязкости безглинистого полимеркатионного раствора при скорости сдвига $5,11\text{c}^{-1}$ от содержания солей калия и аммония

«Химическая» и «практическая» эффективность, исследованных солей калия и аммония, по растворяющей способности ПЭК в глинистых и безглинистых полимеркатионных буровых растворах существенно различаются.

Так, соли калия и аммония располагаются в ряд по убыванию в следующем порядке:

- по «химической» эффективности $K_2SO_4 > KCl \approx NH_4Cl > NH_4CH_3COO$;
- по «практической» эффективности $NH_4Cl > KCl > NH_4CH_3COO > K_2SO_4$.

Исследование солей магния и кальция. В качестве солей 2-х валентных катионов исследованы хлорид магния ($MgCl_2$), хлорид ($CaCl_2$) и бромид ($CaBr_2$) кальция.

Для глинистых и безглинистых полимеркатионных растворов на Рисунках 4.10, 4.11 приведены графические зависимости эффективной вязкости при скорости сдвига $5,11 c^{-1}$ от концентрации солей магния и кальция.

Соли 2-х валентных катионов магния и кальция по «химической» эффективности растворения ПЭК, в глинистых полимеркатионных буровых растворах, равны и составляют 0,15 моль/л, в безглинистых – располагаются в ряд по убыванию: $MgCl_2 > CaCl_2 > CaBr_2$. «Практическая» эффективность растворения ПЭК в глинистых и безглинистых полимеркатионных буровых растворах соответствует следующему ряду по убыванию: $MgCl_2 > CaCl_2 > CaBr_2$.

Следует отметить, при дальнейшем увеличении концентраций низкомолекулярных электролитов (выше пороговой) наблюдается усиление разжижающей способности для $NaCl$, $NaBr$, KCl , NH_4Cl , $MgCl_2$, $CaCl_2$, $CaBr_2$, тогда как увеличение концентраций $NaHCOO$, $NaCH_3COO$ не оказывают существенного влияния на реологию полимеркатионного бурового раствора.

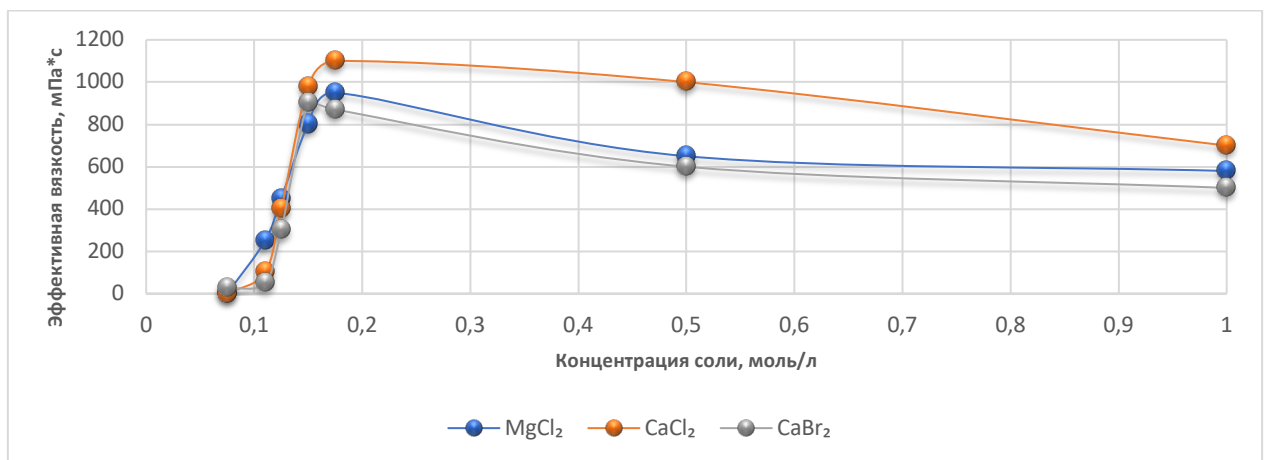


Рисунок 4.10 – Зависимость эффективной вязкости глинистого полимеркатионного раствора при скорости сдвига $5,11 c^{-1}$ от содержания солей магния и кальция

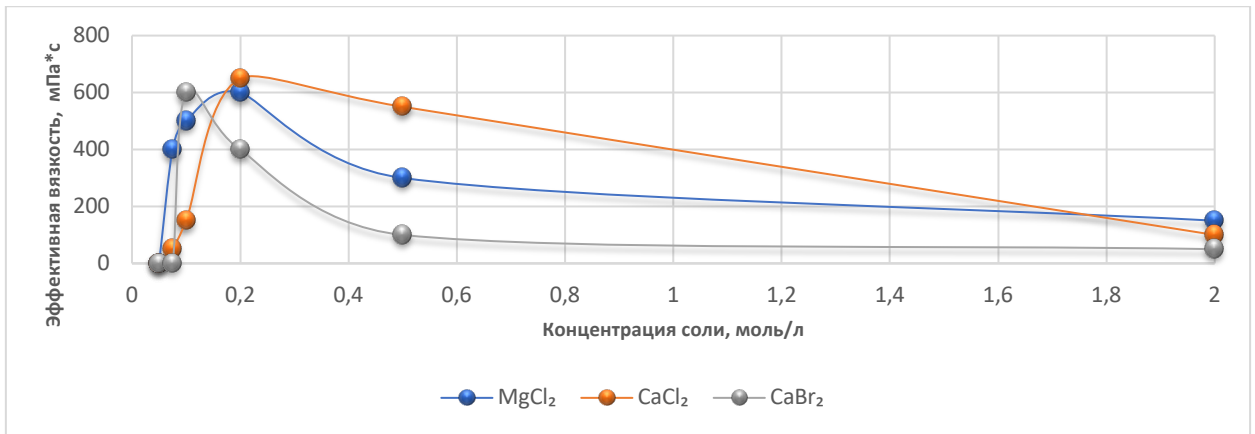


Рисунок 4.11 – Зависимость эффективной вязкости безглинистого полимеркатионного раствора при скорости сдвига $5,11\text{с}^{-1}$ от содержания солей магния и кальция

Концентрационное разжижение за счет низкомолекулярных электролитов сказывается на псевдопластичности бурового раствора и структурно-реологических показателях. В этом случае восстановление свойств исходного раствора производится путем корректировки концентрации биополимера.

Из результатов исследований следует, что растворяющая способность ПЭК («практическая» эффективность) катионов и анионов у исследованных низкомолекулярных электролитов, убывает в следующем порядке:

- для катионов, при одинаковом анионе: $\text{NH}_4^+ > \text{Na}^+ > \text{K}^+$; $\text{Mg}^{2+} > \text{Ca}^{2+}$;
- для анионов, при одинаковом катионе: $\text{Cl}^- > \text{NO}_3^- > \text{Br}^- > \text{HCOO}^- > \text{SO}_4^{2-} > \text{CH}_3\text{COO}^-$.

Иными словами, любой катион и анион слева при неизменном противоионе, более эффективно растворяет ПЭК в полимеркатионном буровом растворе.

Несмотря на превосходную «химическую» эффективность некоторых электролитов, с практической и экономической точки зрения, более целесообразнее для растворения ПЭК использование доступных и дешевых солей таких как NaCl, KCl, MgCl₂ и CaCl₂, а в некоторых случаях NaHCOO, NaCH₃COO, NH₄Cl, NH₄CH₃COO.

Таким образом применение низкомолекулярных электролитов позволяет получать седиментационно устойчивые полимеркатионные системы, с управляемыми структурно-реологическими показателями.

4.3 Создание высоковязких полимеркатионных буровых растворов для глинистых отложений

Осадочные горные породы в верхних интервалах отличаются невысокой твердостью и прочностью, теоретически это создает хорошие предпосылки для достижения высоких скоростей бурения. Увеличение механической скорости бурения выше проектных, зачастую приводит к зашламлению бурового раствора в стволе скважины из-за плохой транспортирующей способности рабочей жидкости и заканчивается выносом в желобную систему «шламовых» пробок или сальников. Именно по этой причине увеличение механической скорости в верхних интервалах бурения ограничено.

С другой стороны, существует угроза потери устойчивости стенок ствола скважины в слабоуплотненных глинистых отложениях.

Для бурения верхних интервалов глинистых пород высоковязкие модификации Катбурр отвечают предъявляемым требованиям. Высоковязкие полимеркатионные буровые растворы представляют собой глинистые суспензии, стабилизированные катионными полимерами, содержащие совместимые неионные и анионные полимеры с дозируемой концентрацией низкомолекулярных электролитов.

Выбор значений требуемых реологических показателей полимеркатионного раствора, отвечающих за транспортирующую способность бурового раствора, производится исходя из механической скорости бурения и свойств самих слагающих горных пород.

Основное требование к реологии – это обеспечение качественной и своевременной очистки ствола скважины от шлама, особенно в условиях увеличения механической скорости бурения и потери устойчивости стенок ствола скважины.

К важнейшим факторам, влияющим на вынос шлама относятся: скорость восходящего потока раствора в затрубье, реология и скорость вращения ротора. Эффективная очистка ствола скважины от шлама возможна при одновременном действии всех этих факторов.

Скорость восходящего потока раствора в затрубье зависит от подачи насосов и геометрических характеристик кольцевого пространства, условно названной нами гидравлическим диаметром сечения скважины (ГДС), под которым понимают отношение площадей поперечных сечений ствола и бурильной колонны, т.е. $ГДС=(D/d)^2$. По значению величины ГДС и скорости восходящего потока раствора в кольцевом пространстве все интервалы скважин можно подразделить на 3 категории, где работают свои правила по транспортировке шлама в стволе скважины (Таблица 4.6).

В настоящее время строительство скважин на Астраханском ГКМ производится с применением ингибирующих полимеркатионных буровых растворов, предотвращающих набухание и диспергирование глинистого шлама. Полимеркатионные и углеводородные буровые растворы обладают близкими свойствами и по отношению к набухающим и диспергирующим глинистым породам: углеводородная среда является инертной по отношению к глине, а водная среда с достаточной концентрацией катионных полимеров ингибирует глину и глина практически не гидратирует, не набухает и не диспергирует. По поведению полимеркатионные буровые растворы также близки к углеводородным системам, и их течение характеризуется нелинейной зависимостью псевдопластичной жидкости. Поэтому, при больших скоростях бурения в глинистых отложениях для полимеркатионных растворов с высокими ингибирующими свойствами обеспечение выноса выбуренной породы на поверхность превращается в сложную задачу.

В Таблице 4.6, для условий Астраханского ГКМ, показано разделение интервалов бурения по значениям ГДС и скорости восходящего потока раствора в кольцевом пространстве. Интервалы бурения выбраны для скважин мульдовой зоны с большой протяженностью глинистых пород.

Таблица 4.6 – Категории интервалов бурения по значениям ГДС для скважин на АГКМ

№	Диаметр, мм		Значение ГДС	Скорость потока раствора в затрубье, м/с	Транспортировка шлама
	ствола	БТ			
Надсолевой интервал (бурение долотом 508мм под кондуктор 0-350м и долотом 393,7мм под 1-ю техническую колонну 350-3000м)					
1	508/557 (κ=1,2)	140	13,2	0,22-0,26	неудовлетворительная
	393,7/431 (κ=1,2)	140	7,9	0,38-0,46	
Солевой интервал (бурение долотом 295,3мм под 2-ю техническую колонну 3000-3820м)					
2	295,3/306	127	5,4	0,6-0,8	удовлетворительная
Подсолевой интервал (бурение долотом 215,9мм под эксплуатационную колонну 3820-3880м и долотом 140мм продуктивный горизонт 3880-4050м)					
3	215,9/226	127	2,89	>1	удовлетворительная
	140/146	89,9	2,43	>1	

1) В надсолевом интервале $ГДС > 7$. Это характерно для верхних интервалов скважин с большим диаметром ствола. В процессе бурения под кондуктор диаметром долота 508мм диаметр ствола возрастает до 557мм, аналогично, при бурении под 1-ю техническую колонну диаметром долота 393,7мм диаметр ствола возрастает до 431мм из-за потери устойчивости глинистых пород. В надсолевом интервале, практически всегда, коэффициент кавернозности, составляет более 1,3. Тем не менее, при расчете скорости восходящего потока раствора в кольцевом пространстве за диаметр ствола скважины нами принят диаметр с учетом коэффициента кавернозности $\kappa = 1,2$. Здесь работают правила скважин с большим диаметром. Скорость восходящего потока раствора в затрубье очень низкая и обычно составляет менее 0,5м/с. Известно, что при скорости восходящего потока раствора менее 0,5м/с отмечается неудовлетворительная транспортировка шлама в стволе скважины. В надсолевом интервале применяются растворы плотностью 1,15-1,20г/см³, следовательно ожидать улучшение выноса шлама за счет плотности не следует.

Увеличение скорости вращения ротора при $ГДС > 7$ и скорости восходящего потока раствора менее 0,5м/с практически не оказывает влияние на улучшение транспортировки шлама в стволе скважины.

Поэтому важнейшая роль в транспортировке шлама на поверхность принадлежит требуемым (актуальным) реологическим показателям раствора в кольцевом пространстве.

2) В солевом интервале $\text{ГДС}=5,4$. Это характерно для средних интервалов скважин со средним диаметром ствола. При этих значениях ГДС скорость восходящего потока раствора в затрубье будет также не достаточной, особенно при высоких механических скоростях бурения, для обеспечения удовлетворительной транспортировки шлама на поверхность. В данном интервале, обычно скорость восходящего потока составляет $0,6-0,8\text{ м/с}$. В солевом интервале применяются утяжеленные растворы плотностью до $1,90-2,00\text{ г/см}^3$, следовательно, транспортировка шлама на поверхность значительно улучшается за счет высокой плотности. При расчете скорости восходящего потока раствора в кольцевом пространстве за максимальное значение ствола скважины принимается внутренний диаметр предыдущей колонны 306 мм . Коэффициент кавернозности на данном интервале практически не превышает $1,05$.

Увеличение скорости вращения ротора оказывает положительное влияние на улучшение транспортировки шлама в стволе скважины.

3) В подсолевом интервале $\text{ГДС}<3$. Это характерно для нижних интервалов скважин с малым диаметром ствола. При этих значениях ГДС скорость восходящего потока раствора в затрубье вполне достаточна, для обеспечения удовлетворительной транспортировки шлама на поверхность. В нижних интервалах, обычно скорость восходящего потока составляет более $1,0\text{ м/с}$. В подсолевом интервале применяются растворы плотностью $1,68\text{ г/см}^3$ (под эксплуатационную колонну) и $1,40\text{ г/см}^3$ (в продуктивном горизонте), следовательно, следует ожидать улучшения выноса шлама за счет вклада плотности.

При расчете скорости восходящего потока раствора в кольцевом пространстве за максимальное значение ствола скважины принимается внутренний диаметр предыдущей колонны 226 мм и 146 мм соответственно

при бурении интервала под эксплуатационную колонну и продуктивный горизонт. Коэффициент кавернозности в подсолевом интервале практически не превышает 1,05.

Здесь работают правила скважин с малым диаметром. Удовлетворительная транспортировка шлама в стволе скважины обеспечивается даже при невысоких реологических показателях раствора.

Увеличение скорости вращения ротора оказывает положительное влияние на улучшение транспортировки шлама в стволе скважины.

Таким образом, современные буровые растворы, применяемые на Астраханском ГКМ, при проектных реологических показателях не обеспечивают удовлетворительную транспортировку шлама в верхних интервалах скважин с большим диаметром ствола при $GDC > 7$, где скорость восходящего потока раствора в затрубье ниже 0,5 м/с (Таблица 4.6).

Следует признать, что для оценки выносящей способности бурового раствора, все применяемые реологические показатели – условная вязкость, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, отношение τ_0/η , показатели при низких скоростях сдвига, не всегда соответствуют реальным условиям бурения.

Следовательно, улучшение выносящей способности раствора за счет управления реологическими показателями позволит увеличить ТЭП бурения, минимизировать осложнения, связанные с неудовлетворительной транспортировкой шлама на поверхность и ухудшением состояния ствола скважины в верхних неустойчивых глинистых породах при бурении с большими диаметрами долот. Оптимизация требуемых (актуальных) реологических показателей бурового раствора для бурения верхних интервалов с большими диаметрами долот является весьма существенным резервом для повышения ТЭП бурения и снижения осложнений.

Что же надо понимать под требуемыми (актуальными) реологическими показателями? Очевидно, требуемые реологические показатели раствора должны рассчитываться исходя из фактического движения раствора в

кольцевом пространстве, т.е. выбор требуемых значений напряжения сдвига и эффективной вязкости должен осуществляться строго по фактическим скоростям восходящего потока раствора в затрубье.

Скорость сдвига раствора при известных значениях скорости восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве v_m можно определить по формуле

$$\left(\frac{dv}{dr}\right)_p = \frac{2n+1}{3n} \cdot \frac{12 \cdot v_m}{D_c - D_t},$$

где n – показатель нелинейности псевдопластичной жидкости;

D_c - диаметр ствола,

D_t - наружный диаметр буровых труб.

Откуда, находим диапазон оборотов прибора вискозиметра, соответствующий скорости сдвига бурового раствора при фактической скорости восходящего потока в кольцевом пространстве. И далее, значения требуемых реологических показателей – напряжения сдвига и эффективной вязкости при фактической скорости восходящего потока в кольцевом пространстве.

Учитывая вышесказанное, для бурения надсолевых отложений Астраханского ГКМ разработаны составы полимеркатионных буровых растворов с высокими требуемыми реологическими показателями, характеризующиеся псевдопластичным поведением.

Управление реологическими показателями полимеркатионного бурового раствора осуществляется вводом высокомолекулярных полимеров Силфок2540С, крахмала и биополимера при строгом дозировании низкомолекулярных электролитов.

В Таблицах 4.7-4.8 приведены требуемые (актуальные) реологические показатели для надсолевых отложений Астраханского ГКМ при бурении под кондуктор и 1-ю техническую колонну.

Таблица 4.7 – Требуемые реологические показатели при бурении под кондуктор

Интервал бурения, м	Подача насосов, л/с	Скорость восходящего потока в затрубье, м/с	Требуемые реологические показатели при 6 об/мин (10c^{-1})		Допускаемая механическая скорость, м/ч
			ЭВ, мПа*с	НС, Па	
0-350	55	0,28	≥ 700	≥ 10	$\leq 20-22$

Коэффициент нелинейности $n=0,42$, коэффициент консистенции $K=3,7 \text{ Па}\cdot\text{с}^n$

Таблица 4.8 – Требуемые реологические показатели при бурении под 1-ю техническую колонну:

Интервал бурения, м	Подача насосов, л/с	Скорость восходящего потока в затрубье, м/с	Требуемые реологические показатели при 10-20 об/мин ($17-34 \text{ c}^{-1}$)		Допускаемая механическая скорость, м/ч
			ЭВ, мПа*с	НС, Па	
350-1930	55	0,48	≥ 500	≥ 10	$\leq 20-22$
				$\geq 12-14$	≤ 30

Коэффициент нелинейности $n=0,53$, коэффициент консистенции $K=2,8 \text{ Па}\cdot\text{с}^n$

Отличительной особенностью высоковязких ингибирующих полимеркатионных растворов является высокая концентрация полимеров для обеспечения инкапсулирования, достижения высоких реологических показателей и псевдопластического характера течения рабочей жидкости в затрубье, минимизация показателя фильтрации и усиления крепящих свойств. В качестве основных полимеров для достижения вышеуказанных свойств раствора используются катионные полимеры полидадмах и его сополимеры (ВПК-402, Силфок2540, Силфок2540С, Силфок2540СВ и др.), низкомолекулярный катионизированный ПАА марки Росфлок 99М и полиэпихлоргидриндиметиламин, а также крахмал и водорастворимые эфиры целлюлозы.

Составы и технологические показатели высоковязких полимеркатионных систем приведены в ГЛАВЕ 3: пресный полимеркатионный с ОЭЦ (Таблицы 3.11, 3.12, раствор №4), ингибирующий полимеркатионный с крахмалом (Таблицы 3.13, 3.14, раствор №3), ингибирующий полимеркатионный с ПАЦ В (Таблицы 3.15, 3.16, растворы №3, №4, №5, №6).

Во всех высоковязких модификациях полимеркатионных буровых растворов могут быть использованы различные марки глинопорошков, реагенты для улучшения смазывающих и крепящих свойств, многоатомные спирты, различные соли в качестве растворителей полиэлектролитных комплексов и ингибиторов набухания глин, утяжелители, кольматанты, пеногасители и т.д.

4.4 Управление технологическими свойствами полимеркатионных буровых растворов

Основными компонентами для управления технологических свойств и показателей полимеркатионного бурового раствора являются: катионный полимер или сополимер соответственно Силфок2540 или Силфок2540С, неионные или ионные крахмал, биополимер, водорастворимые эфиры целлюлозы (оксиэтилцеллюлоза – ОЭЦ, полианионная целлюлоза – ПАЦ, карбоксиметилцеллюлоза – КМЦ).

Многолетний опыт применения высокомолекулярных соединений – крахмала, водорастворимых эфиров целлюлозы, акрилатов и т.д. предусматривает контроль за их содержанием по технологическим свойствам и показателям раствора, что является достаточно информативным и практичным при строительстве скважин на нефть и газ.

Как и следовало ожидать, аналитический способ определения концентрации катионного реагента в составе раствора для принятия решения исходя из его содержания не нашел применения в буровой практике при строительстве скважин на Астраханском ГКМ. Это в большей степени представляет теоретический интерес [35].

Благодаря своей многофункциональности катионный реагент выполняет ряд важнейших функций, от концентрации которого зависят технологические свойства и показатели полимеркатионного бурового раствора [85-111, 113].

При достаточной концентрации катионного реагента в составе раствора обеспечивается:

- превосходное ингибирование глинистых пород;
- улучшение состояния ствола скважины и сохранение устойчивости стенок скважины в течение длительного времени;
- снижение и стабильность показателя фильтрации;
- снижение и стабильность показателя коллоидной фракции;
- управление технологическими свойствами и показателями раствора;
- повышение устойчивости бурового раствора к различного рода агрессиям (глинистой, цементной, солевой и полисолевой, температурной, углекислотной, сероводородной и др.);
- псевдопластический характер течения и улучшение выноса шлама на поверхность;
- возможность создания управляемых высоковязких растворов для бурения интервалов глинистых пород с большими диаметрами долот;
- снижение загрязнения коллекторов продуктивного горизонта;
- исключительная седиментационная устойчивость, возможность хранения и повторного использования, высокая устойчивость в широком диапазоне рН и т.д.

Очевидно, для выполнения каждой конкретной задачи имеется свой оптимальный диапазон концентраций катионного реагента. В зависимости от решаемых задач, в каждом конкретном случае, используется состав с определенным диапазоном концентрации катионного реагента.

Так, для придания антибактерицидных свойств достаточно иметь в составе раствора 0,1-0,3% катионного реагента, в переводе на сухое (активное) вещество, тогда как для стабилизации неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород необходимо концентрацию увеличить до 3-4% и более, причем, чем выше концентрация, тем выше устойчивость ствола скважины.

Снижение концентрации катионного реагента, особенно, при бурении интервалов глинистых пород может привести к осложнениям, прежде всего

связанных с устойчивостью ствола скважины, управлением технологических показателей и свойств полимеркатионного раствора.

Для среднемолекулярного Силфок2540С диапазон концентраций, при котором наступает устойчивая стабилизация показателя фильтрации, составляет 2,0-3,5% (или 6-10% на товарный продукт). Уменьшение концентрации катионного реагента ниже 6% при проходке интервалов активных глин и неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород не целесообразно, тогда как увеличение концентрации Силфок2540С более 10% повышает устойчивость глинисто-аргиллитовых пород, причем чем выше концентрация катионного реагента, тем выше эффект стабилизации стенок ствола скважины.

Опыт применения полимеркатионных буровых растворов на Астраханском ГКМ и месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть» при бурении интервалов активных глин и неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений убедительно показал, что концентрация катионного реагента Силфок2540С 1,0-1,7% (или 3,5-5,0% на товарный продукт) является критической, ниже которой может наступить «коллапс» бурового раствора в виде неуправляемого загущения. При критической концентрации катионного реагента содержание свободного полимера в полимеркатионном растворе минимальное или практически отсутствует. Оптимальная концентрация катионного реагента Силфок2540С находится в диапазоне более 2,0% и зависит от решаемых задач.

Как и следовало ожидать, все вышеперечисленные технологические свойства и показатели полимеркатионного раствора зависят от концентрации катионного реагента, так с увеличением концентрации катионного полимера происходит усиление ингибирующих, крепящих и инкапсулирующих свойств, повышается устойчивость к различного рода агрессиям, значительно упрощается управление показателями и т.д.

С увеличением содержания катионного реагента в растворе снижается содержание коллоидной фракции и при концентрациях более 1% показатель

коллоидной фракции уменьшается незначительно и темп ее снижения существенно замедляется. Стабилизация показателя коллоидной фракции обусловлено избытком свободного катионного полимера. Для 5%-й глинистой суспензии, концентрация катионного полимера, при которой достигается стабилизация показателя коллоидной фракции и показателя фильтрации, составляет более 1% (Рисунок 4.12).

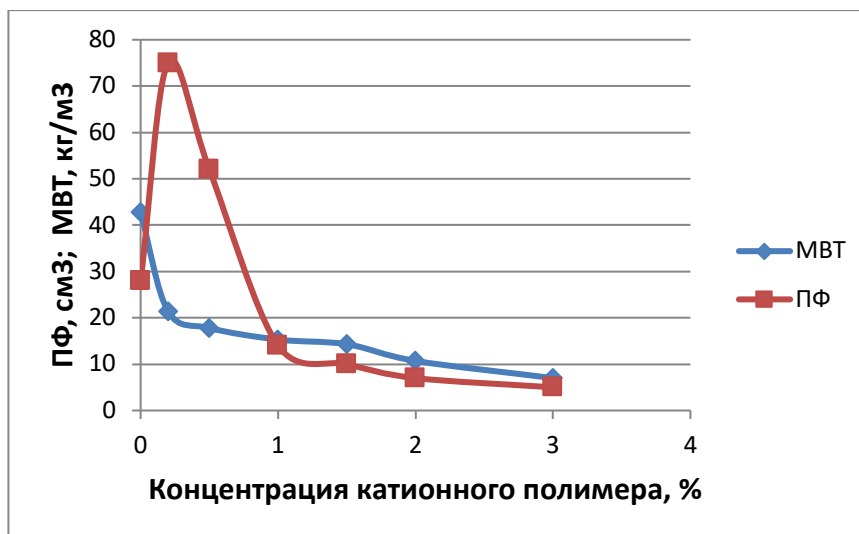


Рисунок 4.12 – Зависимость показателя коллоидной фракции и показателя фильтрации раствора от концентрации катионного полимера

Очевидно, с увеличением содержания глинистой фазы в растворе, соответственно, вырастет концентрация катионного полимера для регулирования показателя коллоидной фракции. Следовательно, при бурении интервалов активных глин и неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород концентрация катионного реагента для регулирования показателя коллоидной фракции и технологических свойств полимеркатионного раствора существенно возрастает, что необходимо учитывать в промышленных условиях.

Влияние концентрации катионного полимера на крепящие свойства полимеркатионного раствора приведены в Главе 2 на Рисунке 2.4. С увеличением концентрации катионного полимера устойчивость стенок скважины повышается.

Поэтому выбор концентрации катионного полимера, прежде всего, зависит от конкретной решаемой задачи. Надо исходить из реалий, чем больше глинистого шлама, тем больше активной поверхности для адсорбции и закрепления катионного полимера. Катионный полимер адсорбируется на активной поверхности в связке с анионными полимерами – биополимером, ПАЦ, и в меньшей степени с неионным крахмалом. Глинистый шлам вместе с закрепленными полимерами удаляется из раствора и создается дефицит катионного и анионных полимеров, это сказывается на реологических показателях, вязкость и структура раствора снижаются.

Однако, снижение реологических показателей раствора происходит до тех пор, пока концентрация катионного реагента в растворе находится в избытке и его хватает на все новые активные поверхности глинистого шлама. Если концентрация катионного реагента уменьшается и его недостаточно, то происходит противоположный эффект – глинистый шлам гидратирует, набухает и диспергирует, что приводит к росту реологических показателей, содержания коллоидной фракции, показателя фильтрации и ухудшению технологических свойств раствора.

Для бурения интервалов неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород, с содержанием активных набухающих и диспергирующих глинистых минералов предпочтительнее применение бурового раствора с низким значением показателя фильтрации. Низкие значения показателя фильтрации достигаются за счет избытка катионного реагента. Необходимым условием для безаварийного бурения в интервалах активных глин и неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород является обязательное содержание избытка катионного реагента в составе полимеркатионного бурового раствора.

При достаточной концентрации катионного реагента Силфок2540С применение крахмала, неионных и ионных эфиров целлюлозы обеспечивает снижение показателя фильтрации до минимальных значений. В процессе углубления показатель фильтрации плавно снижается до 2,0-0,5 см³ за 30мин. Обычно, при достаточной концентрации катионного реагента и температуре

раствора 50-60°C ПФ стабилизируется и после практически не повышается. Совершенно иначе ведет себя полимеркатионный раствор при недостаточной концентрации катионного реагента Силфок2540С: увеличение содержания крахмала, неионных и анионных эфиров целлюлозы не обеспечивает снижение показателя фильтрации до 2,0-0,5 см³ за 30мин. После обработки неионными и анионными полимерами через 1-2 цикла циркуляции показатель фильтрации повышается и держится в диапазоне 4-6 см³ за 30 мин и более. После повышения концентрации катионного реагента Силфок2540С до оптимальных значений показатель фильтрации восстанавливается и плавно снижается до 2,0-0,5 см³ за 30мин.

При бурении в интервалах активных глин и неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород увеличение концентрации катионного реагента ограничено пропускной способностью очистных устройств (панелей сеток вибросит), ростом гидравлических сопротивлений и эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) раствора, которые могут быть причиной поглощения бурового раствора.

Если эти ограничения не препятствуют увеличению концентрации катионного реагента, то при бурении интервалов активных глин и неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород целесообразнее использовать высоковязкие полимеркатионные буровые растворы с высокой концентрацией катионного реагента.

Следовательно, при проходке интервалов активных глин и неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород необходимо ориентироваться на верхнюю границу в диапазоне концентраций, а при бурении, менее проблемных, интервалов – на нижнюю границу.

На основании накопленного опыта при строительстве скважин Астраханского ГКМ разработан алгоритм управления технологическими свойствами и показателями полимеркатионного раствора по характерным признакам выносимого шлама на ситах (Рисунок 4.13).

Если выносятся большое количество шлама из пластичных глинистых пород (что свидетельствует о потере устойчивости стенок скважин) в виде крупных и легко разрушающихся, мягких, увлажнённых и липких кусков, необходимо усилить ингибирующие, инкапсулирующие и крепящие свойства раствора и добиться увеличения прочности кусков и уменьшения их липкости. Это достигается за счет увеличения содержания катионного реагента, низкомолекулярных электролитов, биополимера и крахмала.

Если выносятся большое количество хрупко разламывающегося и не липкого шлама, необходимо повысить плотность и структурно-реологические показатели раствора, создать структурный режим течения в кольцевом пространстве, увеличить содержание кольматантов и т.д. Для повышения плотности раствора использовать мел, дополнительно усиливающий штукатурный эффект стенок скважин. Для управления структурно-реологических и фильтрационных показателей использовать биополимер, крахмал и водорастворимые эфиры целлюлозы.

Если выносимый шлам интенсивно диспергируется, приводя к обогащению глинистой фазой, росту коллоидной фракции, структурно-реологических и фильтрационных показателей, следует увеличить содержание катионного реагента и поддерживать концентрацию низкомолекулярных электролитов, т.е. усилить ингибирующие и инкапсулирующие свойства раствора катионным реагентом до изменения размера и свойств выносимого шлама (см. Рисунок 4.13).

Оптимальными составами для стабилизации неустойчивых отложений глинисто-аргиллитовых пород являются буровые растворы с высокой концентрацией карбонатных кольматантов, типа мела, создающих эффект штукатурки. Такими свойствами обладают буровые растворы, включающие разнофракционные твердые и жидкие кольматанты гидрофильной и гидрофобной природы.

Количество гидрофобных кольматантов в каждом конкретном случае подбирают на основании практических результатов. Эффективность

стабилизации глинисто-аргиллитовых пород значительно возрастает при структурном режиме течения раствора в кольцевом пространстве, а также при минимальных скачках давления на стенки скважины.

Таким образом, катионный реагент в составе полимеркатионного раствора многофункционален, и отвечает за выполнение таких важнейших функций, как стабилизация активных глин и неустойчивых отложений глинисто-аргиллитовых пород, ингибирующие, крепящие и инкапсулирующие свойства раствора по отношению к шламу и к стенкам ствола, устойчивость к температурной и другим агрессиям и т.д. Поддержание требуемой концентрации катионного реагента в растворе осуществляется по изменению технологических свойств и показателей раствора.

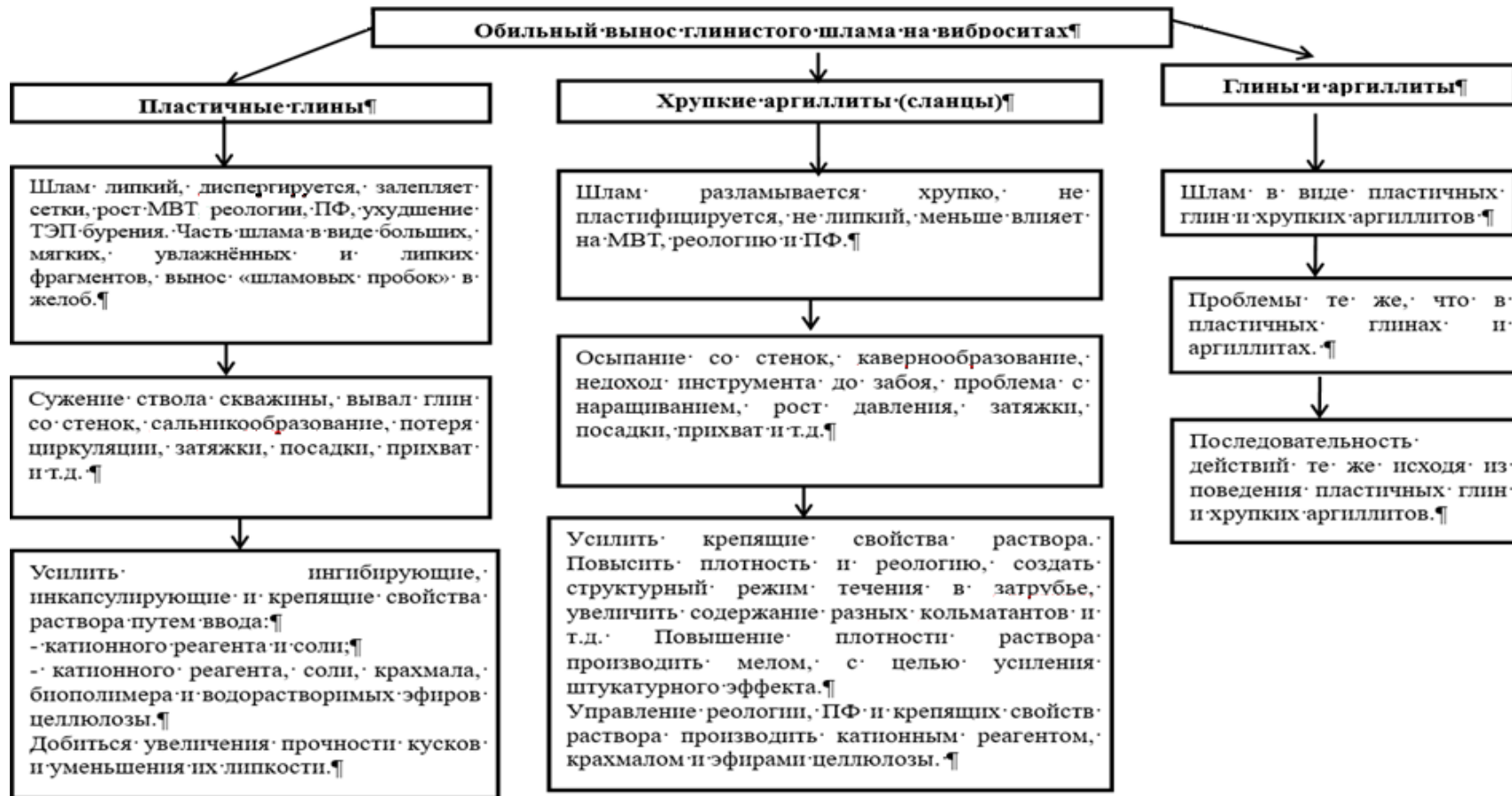


Рисунок 4.13 – Алгоритм управления технологическими свойствами и показателями полимеркатионного раствора

Выводы к главе 4

1. Проведен анализ структурообразования буровых растворов согласно существующим представлениям.

2. Согласно представлениям супрамолекулярной химии предложены способы улучшения седиментационной устойчивости и структурообразования полимеркатионных буровых растворов с применением различных структурообразователей.

3. Разработана методика для оценки растворимости ПЭК в полимеркатионных буровых растворах, основанная на определении реологических характеристик при низких скоростях сдвига.

4. В полимеркатионных буровых растворах при достижении пороговых и рабочих концентраций солей растворение ПЭК сопровождается проявлением псевдопластичных свойств: показатель нелинейности всех исследованных глинистых и безглинистых полимеркатионных буровых растворов составляет $n=0,25-0,45$.

5. В зависимости от горно-геологических условий бурения выбирается конкретный диапазон концентраций катионного реагента.

6. Разработан алгоритм управления свойствами полимеркатионного раствора при бурении.

ГЛАВА 5 ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ РАЗРАБОТОК

5.1 Опыт применения полимеркатионных буровых растворов

В настоящее время прошли промысловые испытания следующих модификаций Катбурр с условными названиями:

- в надсолевых отложениях – экспериментальный состав Катбурр(Э) на скважине №939, ингибирующий состав Катбурр(И) на скважине №1082, усиленно-ингибирующий состав Катбурр(2И) на скважине №916, крепящий ингибирующий состав Катбурр(КИ) на скважине №4450 и т.д. На последних скважинах (№№544, 533, 534, 632, 449) применяются высоковязкие модификации полимеркатионных растворов;

- в солевых отложениях – экспериментальный соленасыщенный состав Катбурр(1900) на скважине №939, соленасыщенный состав Катбурр(1980) на скважине №1082, устойчивый к рапе соленасыщенный состав Катбурр(1980Р) на скважине №916, устойчивый к рапе соленасыщенный состав Катбурр(2200Р) на скважине №4450 и т.д. На скважине №632 успешно прошел испытание устойчивый к рапе соленасыщенный состав Катбурр(2400Р);

- в подсолевых отложениях на скважине №4450 впервые прошел испытания полимеркатионный раствор – экспериментальный сероводородостойкий меловой малоглинистый состав. В дальнейшем полимеркатионные составы для вскрытия продуктивных горизонтов совершенствовались. На последних скважинах успешно применяется сероводородостойкий меловой безглинистый полимеркатионный состав.

В 2018 году начались опытно-промысловые испытания полимеркатионных буровых растворов в РУП «ПО «Белоруснефть» при строительстве нефтяных эксплуатационных скважин.

Ниже более подробно описаны основные моменты применения полимеркатионных модификаций в надсолевых, солевых и подсолевых отложениях.

5.2 Технология применения полимеркатионных растворов в глинистых отложениях Астраханского ГКМ

Бурение скважины №939. Первое испытание полимеркатионной системы осуществлялось на экспериментальном составе Катбурр(Э).

Переход на Катбурр осуществлен на глубине 60м путем дообработки циркулирующей жидкости. Буровой раствор до обработки имел следующие показатели: плотность=1140 кг/м³, УВ=70 с, ПФ=6 см³ за 30 мин, СНС_{1/10}=15/25 дПа, ПВ=18 мПа*с, ДНС=5 Па, рН 10. Перевод на Катбурр осуществлен вводом катионного полимера в товарном виде до 5%, хлористого калия до 3% и флотореагента оксаль Т92 до 3-4%, после чего раствор имел следующие показатели: ρ =1140 кг/м³, УВ=28 с, ПФ=3 см³ за 30 мин, СНС_{1/10}=0/5 дПа, ПВ=30 мПа*с, ДНС=2 Па, рН 10. В дальнейшем, рН среды снизился до 7, содержание катионного полимера в растворе довели и поддерживали в пределах 7-8%. Технологические показатели катионного раствора в процессе бурения под кондуктор не менялись.

Бурение под кондуктор производилось долотом диаметра 508мм и завершено спуском обсадной колонны диаметром 426мм на глубину 350м.

При бурении глинистого интервала под кондуктор с использованием модификации Катбурр(Э) основные проблемы были связаны с неудовлетворительной очисткой ствола и низкими крепящими свойствами рабочей жидкости. Все это привело к зашламлению раствора в скважине, выносу «шламовых пробок», потере устойчивости, к значительным проработкам, затяжкам, посадкам, сальникообразованиям и т.д. [27]

Бурение под 1-ю техническую колонну производилось долотом 393,7мм. До глубины 1849м углубление происходило со схожими проблемами, что и под кондуктор. При забое 1849м запланировали ГИС. После неудачной попытки спуска геофизических приборов («стоп» на глубине 357 м), было принято решение проработать ствол «мягкой» компоновкой с 2-мя УБТ. Проработка ствола скважины проходила с нагрузкой, с подклинками, что

привело к бурению нового ствола, т.е. при проработке произошел уход в сторону каверны вторым стволом, которое трактовалась как «проработка», что отрицательно сказывалось на правильности принятия решений по ликвидации осложнения.

Низкие структурно-реологические показатели и седиментационная неустойчивость не обеспечили удовлетворительный вынос шлама и устойчивость стенок скважины в процессе углубления до момента внесения корректировок по улучшению выносящих и крепящих свойств Катбурр.

В дальнейшем, бурение второго ствола до глубины 2900м производилось без осложнений. В процессе бурения второго ствола произвели корректировку экспериментального состава Катбурр(Э), что позволило значительно упростить управление свойствами и показателями рабочего раствора. После внесения корректировок по компонентному составу удалось повысить крепящие свойства раствора, обеспечить устойчивость ствола скважины и спустить обсадную колонну.

Технологические показатели полимеркатионного раствора при бурении второго ствола приведены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технологические показатели полимеркатионного раствора в процессе бурения

Интервал, м	Технологические показатели					
	ρ , г/см ³	T, с	ПФ, см ³	СНС _{1/10} , дПа	ПВ, мПа*с	ДНС, Па
500-791	1,25	90	5	25/48	40	12
791-1849	1,22-1,26	50-80	2-5	20/55	36	13
до 2900	1,28-1,31	70-100	0,5-1,5	15-25/30-50	35-45	11-16

В дальнейшем при бурении второго ствола для стабилизации стенок скважины произвели обработку раствора биополимером, гидрогелем алюминия и крахмалом.

Концентрацию крахмала увеличили до 1,0-1,5%. После структурирования полимеркатионной системы очистка ствола скважины значительно улучшилась. Увеличение структурно-реологических показателей

положительно повлияло на сохранение устойчивости рыхлых и слабосцементированных песков и неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород.

Лабораторные исследования полимеркатионного раствора до и после ввода крахмала показали, что при вводе крахмала происходит повышение устойчивости глинистых пород на стенках скважины за счет склеивающих свойств полимера и увеличение структурно-реологических показателей раствора. Использование данной технологии на осложненной скважине привело к полному восстановлению устойчивости ствола скважины.

Так, на глубине 1717 м при «проработке» произошел слом и обрыв инструмента. Ловильные работы прошли без определенных проблем: инструмент подняли достаточно быстро и легко. На глубине 1850 м провели полный комплекс ГИС.

В процессе бурения в интервалах неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород следует постоянно следить за количеством шлама и его соответствии проходке. Если выносятся много шлама, хрупко разламывающего сланца, не липкого, необходимо повысить структурно-реологические показатели раствора, создать структурный режим течения в кольцевом пространстве, увеличить содержание твердых и жидких кольматантов, как гидрофобных, так и гидрофильных.

Бурение под 1-ую техническую колонну завершено при глубине 2900м. После вскрытия скважиной кровли нижнепермских солевых отложений 1-ая техническая колонна диаметром 324мм спущена на глубину 2896м.

Сравнительные сведения о показателях бурения и состояния стволов скважин №939 и №1109 приведены в Таблице 5.2, откуда следует, что эффективность экспериментального полимеркатионного бурового раствора не уступает полимерно-калиевому.

Бурение глинистых отложений традиционными растворами на Астраханском АГКМ, всегда сопровождалось наработкой.

Отсутствие наработанного объема при бурении глинистых пород на полимеркатионном растворе свидетельствует о высоких ингибирующих свойствах Катбурр.

Таблица 5.2 – Сравнительные показатели бурения скважин №№1109 и 939

Показатели	№1109	№939
Тип раствора	базов.	Катбурр
Интервал бурения, м	350-3313	350-2900
Механическая скорость бурения, м/ч	3,79	4,01
Объем наработанного раствора, подлежащего утилизации, м ³	2200	0
Коэффициент кавернозности	1,35	1,28
Номинальный диаметр, мм	393,7	
Средний фактический диаметр, мм	461	445

Недостатки экспериментального Катбурр(Э) были учтены при бурении следующих очередных скважин.

Бурение скважины №4450.

Бурение под кондуктор и спуск обсадной колонны проводился согласно проекту на строительство скважины без осложнений. Следует отметить, что при углублении в интервале 0-352 м эпизодически выносились «шламовые пробки» в виде вязких пачек пород, которые оседали и перекрывали желоба. На очистку желобов от «шламовых пробок» затрачивалось дополнительное время. С целью предотвращения выноса «шламовых пробок» разработана рецептура очередной модификации бурового раствора Катбурр, которая прошла апробацию при бурении последующих скважин. Разработка данной модификации Катбурр проводилась в рамках совершенствования бурового раствора.

Бурение под первую промежуточную колонну 324 мм долотом номинального диаметра 393,7 мм можно условно разделить на два технологических этапа:

1-ый этап – бурение в интервале 350-3179 м;

2-ой этап – бурение в интервале 3179-3420 м.

На 1-ом этапе бурение до глубины 3179 м осуществлялось с применением ВЗД. В процессе бурения интервала производился отбор керн бурголовкой диаметрами 215,9/100 мм в интервалах 1000-1009 м, 1200-1209 м, 1400-1409 м, 1600-1609 м, 1700-1749 м.

При бурении интервала отмечалось появление в шламе обвальнoй породы в небольших количествах (2–15%) и связанные с этим непродолжительные проработки ствола при СПО, наращиваниях, в процессе подъема на элементах КНБК (долото, калибраторы) отмечалось наличие сальников, в основном неполноразмерных, рыхлых. Стенки ствола скважины ниже 700м можно признать устойчивыми, что подтверждается профилометрией, проведенной при забое 2490 м. Коэффициент кавернозности составил 1,19, что является весьма успешным результатом для мутьевой зоны АГКМ. Однако отмечаются некоторые участки с достаточно высокой кавернозностью – помимо интервала 599-690 м, в интервале 1370-1411 м осуществлялся отбор керн, где залегают аргиллитоподобные слюдястые породы, склонные к осыпанию.

В среднем по интервалу 350-3179 м коэффициент кавернозности ствола скважины составил не более 1,25.

На 2-м этапе бурение в интервале 3179-3420 м (при проектном окончании интервала 3330 м) осуществлялось роторным способом; в интервале 3300-3309 м произвели отбор керн. Бурение осуществлялось без осложнений.

В процессе подготовки ствола скважины к спуску 324 мм промежуточной колонны 2-мя КНБК с нарастающей жесткостью в процессе спуска инструмента с глубины 3070м фиксировались посадки до 7т; спуск с глубины 3070 м производился со сплошной проработкой ствола и промывкой в интервалах посадок и затяжек с последующим контрольным шаблонированием. При подъеме инструмента фиксировались периодические его затяжки до 10 т в интервале 3381-3069 м. При подъеме инструмента на элементах КНБК (долото, калибраторы) отмечалось наличие плотного полноразмерного сальника.

Осложнение ствола связано с возникновением осыпей в интервалах залегания неустойчивых пород при прохождении по стволу КНБК с большей жесткостью, чем рабочая, что приводило к нарушению сформировавшейся глинистой корки на стенках скважины, повторному воздействию фильтрата бурового раствора на породы и возникновению осыпей неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород до повторной стабилизации состояния стенок скважины.

Перед спуском 324 мм колонны проведен комплексный ГИС. Результаты ГИС показали, что итоговый коэффициент кавернозности составил 1,32.

Для сравнения с результатами бурения скважины №4450 в качестве базовой принята скважина №707. Выбор базовой скважины согласован с ООО «Газпром добыча Астрахань» и Филиалом «Астрахань бурение» ООО «Газпром бурение». Сравнительные показатели бурения приведены в Таблице 5.3.

Из таблицы видно, что показатели бурения скважины № 4450 в надсолевом разрезе более предпочтительны.

Таблица 5.3 – Сравнительные показатели бурения на скважинах АГКМ

Показатели	Номера скважин	
	№ 707	№ 4450
Тип раствора	базов.	Катбупр
Интервал бурения, м	350-3620	350-3420
Механическая скорость бурения, м/ч	1,6	4,22
Наработка раствора, м ³	2860	0
Коэффициент кавернозности	1,57	1,32
Время, затраченное на осложнение, связанное со стабилизацией ствола, ч	1377	460

Подготовка ствола скважины перед спуском колонны проводилась в несколько приёмов в течение длительного времени из-за осложнённого интервала 2918-3293 м. Устойчивость ствола скважины на время проработок можно признать удовлетворительным. За весь период шаблонирования

наблюдались кратковременные нарушения устойчивости ствола скважины, при котором осуществлялся вынос шлама по объёму выше среднего.

Возникающие во время бурения проблемы, связанные со свойствами или показателями бурового раствора Катбурр, оперативно устранялись специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Бурение скважин №915 и №915д.

Бурение надсолевого комплекса в интервалах 30-350м и 350-2468м осуществлялось с применением полимеркатионного бурового раствора Катбурр при авторском сопровождении специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». По результатам бурения предыдущих скважин проведены работы по совершенствованию полимеркатионных растворов и на скважине №915д применялась усовершенствованная модификация Катбурр (Таблица 5.4).

В процессе бурения скважины №915 в интервале неоген-четвертичных и палеогеновых отложений и далее меловых, юрских и триасовых отложений имели место сальникообразования на элементах КНБК. Вынос в желоб крупных фрагментов сальников и обвальная аргиллитоподобной глины практически не отмечено. Спуск инструмента производился практически чисто, без посадок. В некоторых случаях подъем инструмента производился с промывкой инструмента, вращением и проработкой.

Бурение и проработки сопровождались с минимальным количеством обвальной породы, что свидетельствовало о стабильности ствола скважины.

Подготовка ствола скважины перед ГИС и креплением скважины осуществлялось с чистым доходом до забоя и незначительными затяжками при подъеме в призабойной зоне. Проблем, связанных с нарушением устойчивости ствола скважины, не наблюдалось.

Высокие крепящие свойства Катбурр обеспечили стабилизацию ствола скважины. Коэффициент кавернозности на скважине №915д составил 1,14, что ниже проектного значения 1,20. Средний диаметр скважины составил 420мм при диаметре долота 393,7мм.

Механическая скорость бурения под 1-ую техническую колонну составила 5,64 м/ч. Нарботка раствора за счет высокой ингибирующей способности Катбурр отсутствовала. Залипание сеток вибросит глинистым шламом отсутствовало даже при условной вязкости 250-350с, глинистый шлам выносился на поверхность практически в естественном состоянии. Концентрация коллоидной фракции перед началом бурения составляла 22-24 кг/м³, с углублением начала уменьшаться и концу бурения составила 7-8 кг/м³ (Таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Показатели бурения и состояния стволов скважин №915 и №915д

Показатели	Номера скважин	
	№915	№915д
Интервал бурения, м	350-2485	350-2468
Тип раствора	Калиевый полимерно-лигносульфонатный	Катбурр
Механическая скорость бурения, м/ч	4,02	5,64
Коэффициент кавернозности	1,33	1,14
Объем наработанного раствора, м ³	1250	0
Концентрация коллоидной фракции:		
-в процессе бурения, кг/м ³	>90-120	12-16
-на начало бурения, кг/м ³	20	22-24
-на конец бурения, кг/м ³	130	7
Диаметр долота под 1-ую техническую колонну, мм	393,7	
Средний диаметр скважины, мм	454	420
Производительное время, ч	1625	1030
В том числе:	531	375
-время на механическое бурение, ч	728	419
-время на ликвидацию осложнения, подготовку ствола к креплению и ГИС, подготовительно вспомогательные работы, ч		

Бурение скважины №544.

Впервые на скважине №544 была использована высоковязкая модификация Катбурр.

Строительство скважины начато 10.07.2020 г. Бурение в интервале 0-1552 м надсолевого комплекса велось на полимеркатионном буровом растворе Катбурр рецептуры ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Предварительно на основании результатов применения Катбурр на предыдущих скважинах были выявлены некоторые недостатки модификаций Катбурр. Установлено, что плохая выносящая способность раствора в надсолевом комплексе является причиной сальникообразований и низкой механической скорости бурения.

Впервые проходила апробацию высоковязкая модификация Катбурр. Вынос в желоб крупных фрагментов сальников и обвальной аргиллитоподобной глины не отмечено. Спуск инструмента проводился практически чисто, без посадок.

Подготовка ствола скважины перед ГИС и креплением скважины осуществлялось с чистым доходом до забоя и незначительными затяжками при подъеме в призабойной зоне. Проблем, связанных с нарушением устойчивости ствола скважины, не наблюдалось.

Всего затрачено календарного времени на интервал 350-1552м 719,17 час, в том числе:

- производительное время 672,66 час, из них: время на работы по проходке – 173,50 час, из них механическое бурение – 94,42, время на вспомогательные работы - 248,66 час, время на крепление -250,5час, время на подготовку ствола к креплению и ГИС – 113,5 час;

- продолжительность ремонтных работ составила 12,51 час;

- простои 34 час.

В Таблице 5.5 приведены результаты бурения на скважине №544 в интервале 350-1552м под 1-ю техническую колонну.

Таблица 5.5 – Показатели бурения и баланс времени в надсолевом разрезе

Показатели	Скв. №544
Интервал бурения, м	350-1552
Механическая скорость бурения, м/час	12,73
Коэффициент кавернозности	1,08
Объем наработанного раствора, м ³	0
Концентрация коллоидной фракции: -в процессе бурения, кг/м ³	21-30
-на начало бурения, кг/м ³	30
-на конец бурения, кг/м ³	21
Диаметр долота под 1-ую техническую колонну, мм	393,7
Средний диаметр скважины, мм	425,2
Всего календарного времени, час	719,17
Производительное время, час	672,66
в том числе:	173,5
1) время на работы по проходке, час	
включая время на механическое бурение, час	94,42
2) время на ремонтные работы, час	12,51
3) время на подготовку ствола к креплению и ГИС, час	113,5
4) вспомогательные работы, час	248,66
5) крепление, час	250,5
6) простои, час	34

По результатам бурения каждой скважины на основе анализа выявляются недостатки и достоинства полимеркатионной модификации, затем, проводятся лабораторные исследования по совершенствованию состава с выходом на очередную скважину. Технология поэтапного совершенствования полимеркатионного раствора на каждой очередной скважине дает положительные результаты по минимизации осложнений и повышению технико-экономических показателей бурения.

Выход на каждую очередную скважину производится после корректировки состава и показателей раствора на основе полученных лабораторных исследований.

На последних очередных скважинах применяются высоковязкие модификации полимеркатионного раствора с целью улучшения выносящей способности жидкости, сохранения устойчивости ствола и повышения механической скорости бурения (Рисунок 5.1, Таблица 5.6).

Благодаря применению модификаций полимеркатионных растворов в надсолевом разрезе было достигнуто повышение эффективности строительства скважин в динамике по годам и по скважинам.

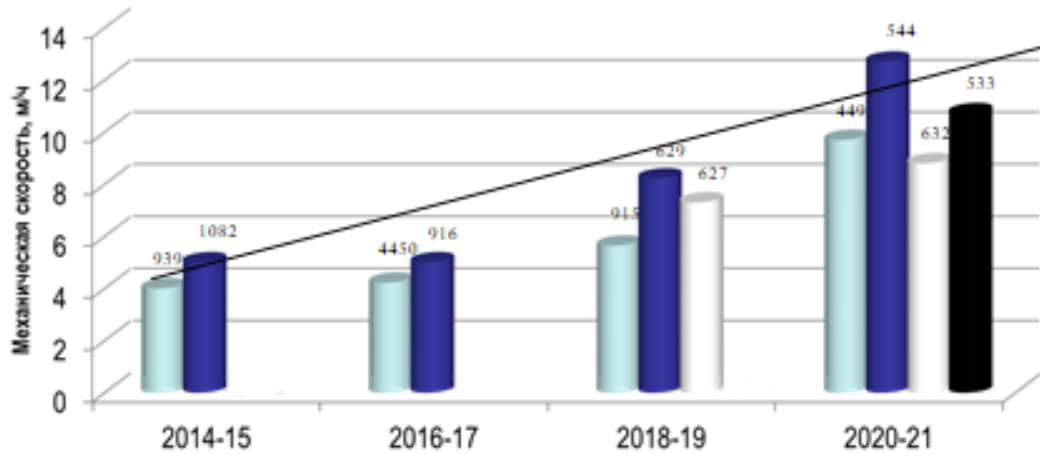


Рисунок 5.1 – Динамика роста механической скорости бурения по скважинам и годам

Таким образом, применение полимеркатионных систем Катбурр в глинистых отложениях Астраханского ГКМ обеспечивает повышение технико-экономических показателей бурения и снижение затрат на строительство скважины за счет предотвращения наработки и улучшения состояния ствола скважины (приложение 2)

Таблица 5.6 – Показатели бурения глинистых отложений на Астраханском ГКМ

Показатели	Номера скважин									
	707*	4450	449	915*	1082	916	915Д	628	629	544
Тип раствора	проектный	Катбурр		проектный	Катбурр			проектный	Катбурр	
Интервал бурения, м	0-3520	0-3446	0-3468	0-2485	0-2101	0-2414	0-2468	0-1418	0-1335	0-1552
Наработка раствора, м ³	>2860	0	0	>2500	0	0	0	430	0	0
Мех. скорость бурения, м/ч	1,60	4,22	9,50	4,00	5,00	5,00	5,64	5,20	8,22	12,74
Коэффициент кавернозности	1,57	1,31	1,34	1,33	1,24	1,31	1,14	1,29	1,09	1,08
Время, затраченное на стабилизацию ствола, ч	1377	393	620	805	324	449	321	414	210	113

5.3 Технология применения полимеркатионных растворов в солевых отложениях Астраханского ГКМ

Бурение скважины №939. Первые испытания соленасыщенного полимеркатионного раствора проводились на скважине №939 в интервале 2900-3833м.

Рекомендуемый полимеркатионный состав при переходе с пресной системы в соленасыщенный, проявляет исключительную солеустойчивость и стабильность свойств и технологических показателей. Солевая агрессия не вызывает коагуляцию и дестабилизацию в полимеркатионной системе: структурно-реологические и фильтрационные показатели остаются стабильными и не нуждаются в корректировке.

Для засолонения и утяжеления использовали переходящий полимеркатионный слабоминерализованный ингибирующий раствор с предыдущего интервала при бурении надсолевых глинистых отложений. В связи с недостатками системы обвязки циркуляционной системы, приготовление соленасыщенного, утяжеленного полимеркатионного раствора производить при циркуляции не представлялось возможным. Поэтому было принято решение засолонять и утяжелять раствор на поверхности, порционно, набирая при перемешивании в блок приготовления раствора, представляющего с собой гидромешалку, полимеркатионный раствор и воду, в соотношении 1:1, для снижения содержания коллоидной фракции до 1,5-2,0%. После чего раствор насыщали солью, параллельно совершая ввод химических реагентов. Технологические показатели раствора после засолонения и обработки химическими реагентами составили: $\rho=1310$ кг/м³, $T=25$ с, ПФ=1,6 см³ за 30 мин, СНС_{1/10}=5/10 дПа, ПВ=13 мПа*с, ДНС=5 Па, рН 6,5. Таким образом, приготовили 380 м³ соленасыщенного неутяжеленного полимеркатионного раствора. После засолонения необходимого количества раствора, перешли к порционному утяжелению до плотности 1850 кг/м³.

После утяжеления объем соленасыщенного полимеркатионного бурового раствора составил 510 м³. При этом соленасыщенный утяжеленный полимеркатионный буровой раствор имел следующие технологические показатели: $\rho=1850$ кг/м³, $T=55$ с, $ПФ=1,5$ см³ за 30 мин, $СНС_{1/10}=16/21$ дПа, $ПВ=53$ мПа*с, $ДНС=14$ Па, pH 6,5. Несмотря на низкое значение статического напряжения сдвига раствор обладал хорошей седиментационной устойчивостью.

При приготовлении соленасыщенного утяжеленного полимеркатионного раствора, было зафиксировано значительное вспенивание. Это связано с попаданием в раствор цемента, во время цементирования и последующего омыления таллового масла, которое входило в состав полимеркатионного бурового раствора в предыдущем интервале.

Во избежание аналогичных ситуаций с пенообразованием, на следующих скважинах необходимо, исключить из состава в надсолевом интервале талловое масло, а для стабилизации трещиноватых неустойчивых аргиллитов использовать другой гидрофобный кольматант (например, высокосмолистую нефть).

В процессе приготовления и бурения было выявлено, что солевая агрессия не ухудшает показатели полимеркатионного раствора Катбурр, что позволило пройти весь интервал, без определенных трудностей (Таблица 5.7).

При этом, все показатели соленасыщенного утяжеленного полимеркатионного раствора были стабильными, а показатель фильтрации, при бурении в солевых отложениях, уменьшился до 0, что говорит, о положительном влиянии галита, ангидритов и гипсов на показатели Катбурр.

В связи с этим вопрос о необходимости в дополнительных обработках полностью отпал, что минимизировало расход всех химических реагентов.

В среднем расход понизителей фильтрации и разжижителей бурового раствора снизился в пять с лишним раз. Кроме того, выяснилось не востребованность СМЭГ-5, глинопорошка и триэтаноламина при бурении солевого разреза.

Таблица 5.7 – Данные по обработке соленасыщенного утяжеленного полимеркатионного раствора Катбурр и его показатели в интервале бурения 2900-3833 м

Обработка	интервал, м	ρ , г/см ³	T, с	ПФ, см ³	СНС _{1/10} , дПа
не обрабатывался	2900-3033	1,72	53	1,4	19/24
не обрабатывался	3033-3137	1,71	60	0,5	19/33
не обрабатывался	3137-3296	1,70	57	0,5	24/34
ввод барита	3296	1,96	80	0	24/35
не обрабатывался	3296-3412	1,95	64	0	24/38
не обрабатывался	3412-3574	1,96	74	0-0,2	24/43
не обрабатывался	3574-3666	1,96	78-83	0,8	38/72
не обрабатывался	3666-3754	1,97	77	0,5	38/67
не обрабатывался	3754-3780	1,90-1,96	74	0,5	29/53
не обрабатывался	3780-3833	1,96	71	1	34/62

Механическая скорость бурения в солевом разрезе составила 4,5 м/ч при проектном 3,5 м/ч, что на 27% превышает проектную механическую скорость.

Бурение под II-ую техническую колонну завершено при глубине 3833м. На глубину 3826 м спущена II-ая техническая колонна диаметром 244,5 мм и зацементирована до устья.

Бурение скважины №632.

Бурение солевых отложений осуществлялось без каких-либо осложнений и инцидентов.

После подготовки ствола скважины произвели спуск 2-й технической колонны Ø244,5х250,8мм на глубину 3679м при плановом 3855м. Недоход обсадной колонны из-за посадок по причине сужения ствола скважины. После цементирования 1-й ступени зафиксировано рапопроявление.

На момент глушения рапопроявления состояние скважины:

Пробка МСЦ 244,5 мм установлена в интервале 2462,64-2461,83м, избыточное давление в трубном пространстве 111 атм, в скважине буровой раствор Катбурр плотностью 1980 кг/м³. На устье на обсадной трубе Ø244,5мм навернута цементировочная головка с приваренным фланцем и смонтированной задвижкой 4 1/16 дюйм. Опрессовка сварного соединения совместно с задвижкой на давление 225 атм – герметично.

Планируется глушение скважины производить через гибкие насосно-компрессорные трубы, путем перевода обсаженного ствола от устья до МСЦ на утяжеленный Катбурр плотностью 2400-2450 кг/м³.

Для приготовления раствора $\rho=2400-2450$ кг/м³ использовался утяжеленный Катбурр с $\rho=1980$ кг/м³. На основании лабораторных испытаний была подобрана рецептура обработки и доутяжеления Катбурр. Работы по приготовлению и глушению рапы с переводом скважины на утяжеленный Катбурр с $\rho=2400-2450$ кг/м³ проведены в полном объеме.

Для глушения рапопроявления было приготовлено 320 м³ утяжеленного Катбурр со следующими технологическими показателями:

- ρ , г/см ³	2,40-2,45;
- Т, с	180-200;
- ПВ, мПа*с	75-90;
- ДНС, Па	35-45;
- СНС _{1/10} , дПа	70-80/130-150;
- ПФ, см ³ за 30 мин	2-3;
- рН	≈8;
- стабильность, г/см ³	0,00.

После глушения рапы проведены работы ГИС. Доход прибора АКЦ до 3633м, МИД и ПТС до 3640м.

В процессе проведения работ утяжеленный Катбурр проявил исключительную седиментационную устойчивость в условиях скважины под воздействием высокой температуры и на поверхности в емкостях.

Впервые удалось разработать и успешно использовать на Астраханском ГКМ при глушении рапы соленасыщенный высокоплотный Катбурр с $\rho=2,40-2,45$ г/см³ управляемыми структурно-реологическими показателями.

Результаты промысловых испытаний утяжеленного Катбурр с $\rho=2,40-2,45$ г/см³ при глушении рапопроявления признаны положительными и в дальнейшем рекомендуется использовать в подобных случаях (Приложение 1).

Таким образом, применение полимеркатионных систем Катбурр при проходке соленосных отложений Астраханского ГКМ обеспечивает повышение технико-экономических показателей бурения и снижение затрат на строительство скважины.

Однако, несмотря на высокую устойчивость полимеркатионных систем к различного рода агрессиям решение существующих проблем возможно применением комплексных мероприятий.

5.4 Технология применения полимеркатионных растворов в подсолевых отложениях Астраханского ГКМ

Бурение скважины №4450. После спуска эксплуатационной колонны на глубину 3693м продолжили бурение участка набора зенитного угла с 6 до 76 градусов.

В продуктивном пласте в интервале 3881/3951-3989/4406м бурение осуществлялось с сохранением зенитного угла 76 градусов, т.е. данный интервал представлял собой участок стабилизации. В процессе бурения наклонно-направленного участка до глубины 3920м периодически отмечались затяжки, посадки и зависание инструмента.

Основной причиной затяжек, посадок и зависаний инструмента явились образование шламовой постели в стволе скважины из-за низкой выносящей и удерживающей способности раствора, и неудовлетворительные смазывающие свойства Катбурр. Образование шламовой постели по нижней стенке наклонной скважины можно предотвратить, если буровой раствор обладает достаточной удерживающей способностью. Тем не менее, необходимо создавать высокую скорость восходящего потока в затрубном пространстве, ибо невозможно полностью исключить осаждение шлама.

Для предотвращения образования шламовой постели с глубины 3920м было решено контролировать выносящую и удерживающую способность раствора при низких скоростях сдвига.

С целью улучшения транспортировки шлама и смазывающих свойств Катбурр с глубины 3920м путем дообработки ПАВ и нефтью рабочий раствор перевели на эмульсионный. Показатели Катбурр до и после обработки ПАВ и нефтью практически не отличались за исключением липкости корки (Таблица 5.8). После перехода на эмульсионный раствор выносящая способность раствора значительно улучшилась.

Таблица 5.8 – Сравнительные технологические показатели Катбурр

№	Технологические показатели					
	Т, с	ПВ, сПз	ДНС, Па	СНС _{1/10} , дПа	ПФ, см ³	Липкость корки
Катбурр до ввода нефти и ПАВ						
1	90-110	40-50	16-22	20-25/55-60	2,5	0,25-0,30
Катбурр после ввода нефти и ПАВ (эмульсионный Катбурр)						
2	90-110	40-50	16-22	45-68/60-80	1,0	0,16-0,18

После корректировки выносящей способности раствора и перехода на эмульсионный Катбурр дальнейшее углубление производили практически без затяжек, посадок и зависаний инструмента.

В процессе углубления скважины периодически имели место частичные поглощения бурового раствора. Во избежание поглощений решено было с глубины 4350м снизить плотность раствора до 1310 кг/м³ при проектном 1340 кг/м³. После углубления до проектной глубины, промыли скважину с проработкой интервала 4393– 4406м и приступили к подъему бурильного инструмента. Во время подъема инструмента в интервале 4406-3902м, станцией ГТИ было зафиксировано снижение суммарного объема доливаемого раствора на 0,79м³ меньше расчетного объема металла извлеченных труб. Далее, подняли инструмент до глубины 3693м в башмак 168,3мм колонны, при этом суммарное несоответствие объема доливаемого раствора расчетному объему металла извлеченных труб составило 0,93м³. При промывке на глубине 3693м зафиксирован выход газовой пачки с максимальным газопоказанием в течение 20 минут со снижением плотности выходящего раствора до 1190-1220 кг/м³. Далее в течение 40 минут

зафиксирован выход черной пачки раствора с резким запахом сероводорода плотностью 1190-1260 кг/м³.

По согласованию с Заказчиком, произвели увеличение плотности раствора 1340 кг/м³, а затем на 1360 кг/м³.

Во избежание смешивания с рабочим раствором газированные пачки сбрасывались в пустые мерники. Из-за недостатка объема рабочего раствора Катбурр, пополнились раствором, загрязненным цементом, в объеме 65м³, что привело к ухудшению показателей Катбурр (Таблица 5.9, №2).

Несмотря на ухудшение показателей раствора перед подъемом инструмента восстановление исходных показателей Катбурр путем нейтрализации цемента не производили. При очередном спуске инструмента с комплексом АМК «Горизонт» в условно-горизонтальном стволе на глубине 4067м получили прихват (время нахождения инструмента без движения 3 минуты).

Таблица 5.9 – Сравнительные технологические показатели Катбурр

№	Технологические показатели					
	Т, с	ПВ, сПз	ДНС, Па	СНС _{1/10} , дПа	ПФ/НТРН*, см ³	Липкость корки
Катбурр до смешения с раствором, загрязненным цементом						
1	90-110	40-50	16-22	45-68/60-80	1,0/6,2	0,16-0,18
Катбурр после смешения с раствором, загрязненным цементом						
2	130-140	52-56	22-26	45-50/90-110	1,8/12,6	0,25-0,30
Катбурр, загрязненный цементом после восстановления свойств						
3	80-90	40-50	16-22	40-65/55-75	1,0/6,8	0,18-0,20

*НТРТ показатель забойной фильтрации при температуре 110°С

Для ликвидации прихвата провели работы по установке кислотной ванны. После стоянки под ванной 1 час получена подвижность инструмента.

Следующий спуск комплекса АМК «Горизонт» решено было произвести после восстановления и выравнивания показателей рабочего раствора. Восстановление показателей рабочего раствора произвели вводом нейтрализатора цемента Силфок2540СЦ, крахмала, Силфок2540С, ЖС-7, ПАВ и нефти (Таблица 5.9, №3).

После восстановления показателей раствора успешно произвели спуск комплекса АМК «Горизонт» на инструменте и приборы ГИС на кабеле и осуществили все плановые записи.

Сравнительные результаты бурения наклонно-направленных участков скважин №939 и №4450 показывают значительное превосходство эмульсионного мелового Катбурр в сравнении с традиционным меловым раствором (Таблица 5.10). Благодаря увеличению механической скорости бурения, уменьшению временных затрат на проработки, шаблонирование и осложнения скв. №4450 закончена бурением с опережением графика на 30 суток.

Таблица 5.10 – Сравнительные показатели бурения продуктивных пластов на скважинах №939 и №4450

Показатели	Номера скважин	
	№939	№4450
Тип раствора	базовый	Катбурр
Интервал бурения наклонно-направленного участка, м	3960-4390	3951-4406
Механическая скорость бурения, м/ч	1,17	2,26
Время, затраченное на ликвидацию осложнений, ч	871	105
Время бурения интервала, сут	49,58	39,67

Совокупный фактический экономический эффект от ОПИ систем буровых растворов Катбурр в период 2014-2021 гг. составил более 450 млн руб.

Выводы к главе 5

1. Разработанные рецептуры полимеркатионных промывочных буровых растворов использовались при бурении 12 скважин Астраханского ГКМ с положительным технико-экономическим эффектом.

2 Полимеркатионные системы включены в проектно-сметную документацию Астраханского ГКМ.

3. Проведены успешные промысловые испытания и широкое внедрение полимеркатионных буровых растворов на основе различных катионных полимеров при строительстве скважин на Астраханском ГКМ и в Республике Беларусь.

4. Разработаны и утверждены Рекомендация и СТО ПАО «Газпром».

5. Экономический эффект от применения полимеркатионных промывочных растворов составил свыше 450 млн.руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен анализ применения растворов при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях воздействия агрессивных пластичных диспергирующих глин, значительных концентраций твердой фазы, солей и рапы, температуры и давления. Выявлены основные проблемы, связанные с недостатками используемых рабочих жидкостей – наработка бурового раствора, неустойчивость глинисто-аргиллитовых пород, недостаточная устойчивость к различным агрессивам. Выявлены недостатки существующих методик оценки ингибирующих свойств буровых растворов.

2. Обоснована и усовершенствована методика по оценке ингибирующих и крепящих свойств буровых промывочных жидкостей за счет применения комплекса методов исследований, включающего лабораторные и проверочные промысловые показатели. Для оценки ингибирующих свойств – показатель коллоидной фракции; показатель устойчивости раствора к агрессивам; показатель наработки раствора. Для оценки крепящих свойств – показатель увлажняющей способности прессованных образцов глин; показатель разрушения породы; показатель кавернозности (коэффициент кавернозности ствола скважины). Разработана методика вискозиметрии для оценки растворимости ПЭК в полимеркатионных промывочных растворах с содержанием катионного и анионного полимера, основанная на определении эффективной вязкости при скоростях сдвига $5,11\text{c}^{-1}$, $10,22\text{c}^{-1}$ и $17,03\text{c}^{-1}$.

3. Разработаны на уровне изобретения составы и способ приготовления полимеркатионных промывочных растворов для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях в глинистых отложениях. Разработаны пресные, ингибирующие и высоковязкие составы полимеркатионных растворов. Показано, что разработанные полимеркатионные промывочные растворы превосходят используемые в буровой технологии аналоги по ингибирующим и крепящим свойствам.

4. Разработаны на уровне изобретения составы и способ приготовления полимеркатионных промывочных растворов для бурения скважин в сложных

горно-геологических условиях в солевых и подсолевых отложениях. Ввод высокомолекулярных катионных полимеров позволяет поддерживать стабильность показателей промывочных растворов при увеличении температуры до 200⁰С и более. Показано, что разработанные полимеркатионные промывочные растворы обладают управляемыми структурно-реологическими, фильтрационными, ингибирующими и крепящими свойствами.

5. Проведены успешные промысловые испытания и широкое внедрение полимеркатионных буровых растворов на основе различных катионных полимеров при строительстве скважин на Астраханском ГКМ и в Республике Беларусь. Разработаны и утверждены Рекомендация и СТО ПАО «Газпром». Разработанная технология используется при составлении проектно-сметной документации на строительство скважин на Астраханском ГКМ и Оренбургском НГКМ. Экономический эффект от применения полимеркатионных промывочных растворов составил свыше 450 млн.руб.

Список использованной литературы

1. Аветисян Н.Г. Выбор типа бурового раствора для бурения в неустойчивых породах // Обзорная информ. Сер. Бурение.–М.: ВНИИОЭНГ, 1983.–30 с.
2. Аветисян Н.Г. Прогнозирование зон осыпей и обвалов при бурении в глинистых породах с АВПД / Н.Г. Аветисян, Н.Н. Кошелев, Н.А. Сидоров и др. // Обзорная информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 35 стр.
3. Адамсон А. Физическая химия поверхностей. – М.: Мир, 1979. – 568с.
4. Аксенов А.А. Нефтегазоносность подсолевых отложений / А.А. Аксенов, Б.Д. Гончаренко, М.К. Калинко и др. – М.: Недра, 1985. – 205 с.
5. Альсейтов Б.Д. Исследования сужения ствола скважин в интервалах залегания пластичных глин // В кн. Проблемы повышения эффективности нефтяной и нефтехимической промышленности Казахстана. – Алма-Ата, 1981. – С. 71 – 72.
6. Альсейтов Б.Д. Особенности поведения неустойчивых глинистых пород и технология их перекрытия промежуточными колоннами на площади Жанажол / Б.Д. Альсейтов, Е.Г. Леонов, В.М. Триадский // РНТС. Сер. Бурение, 1981. – Вып. 12. – С. 19 – 22.
7. Андресон Б.А. Применение буровых растворов обработанных полиакриламидом / Б.А. Андресон, К.Л. Минхайров, А.У. Шарипов и др. // Бурение, 1978. – №5. – С. 16 – 18.
8. Андресон Б.А. Растворы на полимерной основе для бурения скважин: обзор.информ. / Б.А. Андресон, Г.П. Бочкарев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 56 с.– (Серия «Бурение»).
9. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.: Недра, 1988. – 135 с.

10. Ангелопуло О.К. Основы выбора буровых растворов для борьбы с обвалами // Нефтяник. – 1974. – № 5. – С. 14 – 16.
11. Ангелопуло О. К. Обзорная информация Буровые растворы, используемые при разбуривании солевых отложений в глубоких скважинах /Ангелопуло О. К., Хахаев Б. Н., Сидоров Н. А. - М.:1978 - 71 с.
12. Ахмадеев Р.Г. А.с. 1139740 СССР. Адгезионный кольматант для минерализованных буровых растворов / Р.Г. Ахмадеев, У.С. Карабалин. – Оpubл. 1985, Бюл. № 6.
13. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях / В.С. Баранов. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 254 с.
14. Баринов В.Н. Влияние конструктивных особенностей на эффективность их работы в емкостях циркуляционных систем / В.Н. Баринов, М.А. Галимов, В.И. Кассовский // РНТС, Сер. Машины и нефтяное оборудование – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – Вып. 8. – С. 8 – 9.
15. Бикчурин Т.Н. Исследование технико-технологических факторов, определяющих устойчивость кыновских аргиллитов при бурении скважин / Т.Н. Бикчурин, И.Г. Юсупов, Р.С. Габидуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 25–27.
16. Байзаков М.К. Разработка буровых растворов и технологии их применения для разбуривания неустойчивых пород надсолевого комплекса юго-восточной части Прикаспийской впадины: Дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Уфа, 1992. – 201 с.
17. Бринцев А.И. Сверхтяжеленный буровой раствор / А.И. Бринцев, В.Г. Гусев, М.Р. Мавлютов и др. // РНТС. Бурение, 1976. – Вып. 6. – С. 20 – 22.
18. Булатов А.И. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении / А.И. Булатов, А.К. Куксов, Э.В. Бабаян // Обзорная информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 52 с.
19. Булатов А.И. Технология промывки скважин / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.

20. Быстров М.М. Буровые растворы для проводки скважин в неустойчивых породах Прикаспийского нефтегазоносного региона / М.М. Быстров, М.Р. Мавлютов, И.М. Тимохин // Обзорная информ. Сер. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства – М.: ВИЭМС, 1988. – 31 с.

21. Вадецкий Ю.В. Деформация обсадных колонн при проводке скважины и предлагаемые методы их предотвращения. – М.: Недра, 1985. – 238 с.

22. Васильченко С.В. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин / С.В. Васильченко, А.Г. Потапов, А.Н. Гноевых. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 83 с.

23. Войтенко В.С. Управление горным давлением при бурении скважин / В.С. Войтенко. – М.: Недра, 1985. – 180 с. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И. Булатов, В.И. Рябченко, И.А. Сибирко – М.: Недра, 1969. – 278 с.

24. Вопросы бурения и крепления скважин в соленосных отложениях. – Саратов: Саратовское обл. изд-во, 1970. – 123 с.

25. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Норов А.Д. и др. Поликатионные буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами /Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. - №1, С.36-41

26. Гайдаров А.М. Выбор структурообразователя для поликатионных систем / Гайдаров А.М. // Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 4. - С. 48-51

27. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Гайдаров М.М-Р. /Опыт применения модификаций Катбурр на Астраханском ГКМ// Инженер-нефтяник – 2018, №2 – С.15-21.

28. Гайдаров М.М-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Храбров Д.В., Потапова И.А. / Рекомендации по оценке ингибирующих и крепящих свойств бурового раствора// Нефтяное хозяйство - 2019-№2 – С. 33-

29. Гайдаров М.М-Р., Бельский Д.Г., Изюмченко Д.В., Норов А.Д., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М. и др. / Устойчивость глинистых пород при строительстве скважин // Обзорная информация – Москва: 2014 – 98 с.

30. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Храбров Д.В., Жирнов Р.А., Сутырин А.В., Гайдаров М.М-Р. / Поликатионные системы Катбурр – новое направление в области буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. - № 7 – С.36-49.

31. Гайдаров М.М-Р. Рекомендации по оценке ингибирующих и крепящих свойств бурового раствора / Гайдаров М.М-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Храбров Д.В., Потапова И.А. // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 2. - С. 33-38.

32. Гайдаров А.М. Определение ингибирующих и консолидирующих свойств буровых растворов / Гайдаров А.М., Гереш Г.М., Мясищев В.Е., Хуббатова Ю.М. // Научно-технический сборник вести газовой науки. - 2019. - № 2 (39). - С. 41-45.

33. Гайдаров А.М. Разработка термостойких буровых растворов с водной дисперсионной средой / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Храбров Д.В., Мельников С.А., Гайдаров М.М-Р., Курбанов Ш.М. // Нефтяное хозяйство. - 2020. - № 5. - С. 56-59.

34. Гайдаров А.М. Исследования ингибирующих и крепящих свойств поликатионных буровых растворов Катбурр / Гайдаров А.М., Соловьев Н.В., Хуббатов А.А., Курбанов Х.Н. // Инженер-нефтяник. - 2020. - № 2. - С. 25-31.

35. Гайдаров А.М. Опыт бурения горизонтальных стволов скважин на Астраханском ГКМ / Храбров Д.В., Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Кадыров Н.Т., Мнацаканов В.А., Гайдаров М.М.Р., Конесев Г.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. - № 5 – С.5-10.

36. Галимов М.А., Рябченко В.И. Технология применения порошкообразных материалов для буровых растворов // Обзорная информ.

Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 48 с.

37. Гамзатов С.М. Влияние осмотических явлений на кавернообразования // Бурение. – 1974. – № 8. – С. 16–18.

38. Глебов В.А. Результаты применения калиевых растворов в Саратовском Поволжье / В.А. Глебов, Г.Ф. Горшков, А.П. Иванский и др. // РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – № 3. – 62 с.

39. Глинка Н. Л. Общая химия//под ред. В. А. Рабиновича. – Л.: Химия, 1981. – 720 с.

40. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1984. – 229 с.

41. Городнов В.Д. Исследования глин и новые рецептуры глинистых растворов / В.Д. Городнов, В.Н. Тесленко, И.И. Тимохин и др. – М.: Недра, 1975. – 272 с.

42. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г.С. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

43. Грим Р.Е. Минералогия глин. – М.: ИЛ, 1959. – 452 с.

44. Гусман А.М. Влияние условий очистки забоя скважин на механическую скорость бурения (по материалам советских и зарубежных исследований) // Тр. ВНИИБТ, 1970. – Вып. 24. – С. 95 – 116.

45. Дедусенко Г. Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г. Я. Дедусенко, В. И. Иванников, М. И. Липкес. – М.: Недра, 1985. – 160 с.

46. Дерягин В.Б. Вода в дисперсных системах / В.Б. Дерягин, Н.В. Чураев, Ф.Д. Овчаренко и др. – М.: Химия, 1989. – 228 с.

47. Джумагалиев Т.Н. Геология и нефтегазоносность Прикаспийской впадины. – М.: Недра, 1974. – 178 с.

48. Евецкий В.А. Калиевые промывочные жидкости и результаты их применения / В.А. Евецкий, О.К. Белкин, И.М. Давыдов и др. // Обзорная

информ. Сер. Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства – М.: ВИЭМС, 1987. – 34 с.

49. Жигач К.Ф. Влияние температуры на набухаемость глинистых пород / К.Ф. Жигач, И.Б. Адель, В.Д. Городнов // Изв. вузов. – 1961. – № 5. – С. 23 – 29. – (Серия «Нефть и газ»).

50. Жигач К.Ф., Кистер Э.Г. Скорость деформирования и механические свойства структур в глинистых суспензиях. – ДАН СССР, 1949. – Т. 6. – С. 813 – 815.

51. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении. – М.: Недра, 1976. – 146 с.

52. Заворихина Н.А., Беньковский В.Г. Адсорбция карбоксиметилцеллюлозы на глинах // Коллоидный журнал. – 1956. – Т. 18. – С. 536 – 539.

53. Зозуля В.П. Обеспечение устойчивости ствола и герметизация заколонного пространства глубоких скважин в глинодержащих породах: Дис. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. – Тюмень, 2002. – 301 с.

54. Зозуля В.П., Студенский М.Н. Исследование разупрочнения стенок скважин в глинодержащих породах. – Альметьевск: Нефтяной институт, 2001. – 250 с.

55. Исследования промывочных жидкостей и утяжелителей // Тр. АзНИИбурнефти, 1965. – Вып. 5. – 94 с.

56. Карабалин У.С. Разработка минерализованных растворов с адгезионным кольматантом для сохранения устойчивости глинистых пород при бурении скважин: Дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Уфа, 1985. – 252 с.

57. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 392 с.

58. Коновалов Е.А. Применение коротковолокнистого асбеста на буровых Якутии // Нефтяник. – 1984. – №1. – С. 11 – 12.

59. Крамер Ф. Соединения включения: пер. с немецкого. – М.: ИЛ. 1958. – 170 с.
60. Круглицкий Н.Н. Физико-химические основы регулирования свойств дисперсий глинистых минералов. – Киев: Наукова думка, 1968. – 256 с.
61. Крысин Н.И. Применение безглинистых полимерсолевых растворов / Н.И. Крысин, М.Р. Мавлютов, А.М. Ишмухаметова и др. – Пермь, 1982. – 64 с.
62. Крысин Н.И. Применение полимеркалиевых растворов в Западной Сибири / Н.И. Крысин, М.Р. Мавлютов, Р.И. Давыдова и др. // Проблемы нефти и газа Тюмени – Тюмень: 1983. Вып. 60. – С. 27 – 29.
63. Кульцицкий Л.И. Роль воды в формировании свойств глинистых пород. – М.: Недра, 1975. – 212 с.
64. Левченко А.Т. Сверхтяжеленный буровой раствор для глушения газовых и нефтяных фонтанов / А.Т. Левченко, А.К. Яров, К.И. Гельман и др. // Нефтяная и газовая промышленность, 1973. – № 4. – С. 46 – 48.
65. Леонов Е.Г., Войтенко В.С. О физико-химическом воздействии бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горных пород в стенках скважин. // Изв. вузов: Геология и разведка, 1977, №3
66. Липкес М.И. Применение калиевого раствора при бурении в сложных условиях. / М.И. Липкес, Е.Д. Щеткина, А.Г. Мдквани и др. // РНТС. Сер. Бурение – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – №3. – С. 16 – 18.
67. Ломтадзе В.Д. О формировании инженерно-геологических свойств глинистых пород // Труды совещания по инженерно-геологическим свойствам горных пород и методом их изучения. – М.: 1956. – Т. 1.
68. Мавлютов М.Р. Пути повышения устойчивости стенок скважин в процессе бурения / М.Р. Мавлютов, А.Г. Нигматулина, Н. И. Крысин // Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Уфа: 1983. – С. 25 – 27.

69. Мамедов Г.М., Фридман И.Д. Пути рационального применения утяжелителей, глин и химических реагентов при проводке нефтяных и газовых скважин. – Баку: Азернефтешер. – 1959. – 112 с.
70. Марченко Р.Н. Влияние величины дифференциального давления на успешность бурения и крепления скважин / Р.Н. Марченко, Л.Б. Измайлов, Т.П. Якименко и др. // Бурение. – 1976. – № 6. – С. 8 – 11.
71. Мацневский В. П. О комплексном воздействии некоторых свойств промывочной жидкости на механическую скорость проходки // Тр. ВНИИБТ, 1971. – Вып. 28. – С. 188 – 198.
72. Мирзаджанзаде А.Х., Ширинзаде С.С. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1986. – 192 с.
73. Мовсумов А.А. Гидродинамические основы совершенствования технологии проводки глубоких скважин. – М.: Недра, 1976. – 186 с.
74. Муняев В.М. Новые высокоингибированные буровые растворы / В.М. Муняев, А.И. Брянцев, Н.А. Пономаренко и др. // Обзорная информ. Сер. Техника и технология бурения скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 54 с.
75. Мухин Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов: Дис. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. – М.: МИНХ и ГП, 1971. – 148 с.
76. Мухин Л.К., Оголихин Э.А. Опыт приготовления утяжеленных известково-битумных растворов // НТС, Бурение, 1972. – № 1. – С. 21 – 24.
77. Мухин Л.К. Опыт приготовления утяжеленного бурового раствора на углеводородной основе при проводке скважины 100 Левкинской площади / Л.К. Мухин, И.В. Дудыкина, А.Я. Бражников // НТС, Бурение, 1973. – № 11. – С. 16 – 19.
78. Непер Д. Стабилизация коллоидных дисперсий полимерами: Пер. с англ. – М.: Мир, 1986. – 487 с.
79. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В.С. Новиков. – М.: Недра, 2000. – 270 с.

80. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов. – Киев: Изд-во АН УССР, 1961. – 291 с.
81. Овчаренко Ф.Д. Термосолеустойчивые промывочные жидкости на основе палыгорскита / Ф.Д. Овчаренко, И.Н. Круглицкий, С.П. Ничипоренко и др. – М.: Недра, 1970. – 200 с.
82. Озеренко А.Ф. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении скважин / А.Ф. Озеренко, А.К. Куксов, А.И. Булатов и др. – М.: Недра, 1978. – 279 с.
83. Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцев Н.А. Микроструктура глинистых пород / Под редакцией академика Е.М. Сергеева. – М.: Недра, 1989. – 211 с
84. Особенности разведки и бурения скважин на нефть и газ в подсолевых карбонатных отложениях востока Прикаспийской впадины [Текст] / Каз. н.-и. геол.-развед. нефт. ин-т ; сост. Джумагалиев Т. Н. [и др.]. - М. : Недра, 1986. – 175
85. Пат. № 2468057 РФ. Ингибирующий буровой раствор. – 2012.
86. Пат. № 2492208 Катионноингибирующий буровой раствор. – 2013.
87. Пат. № 2492207 Буровой раствор. – 2013.
88. Пат. № 2533478 Катионноингибирующий буровой раствор. – 2014.
89. Пат. № 2534286 Буровой раствор для заканчивания, освоения и капитального ремонта скважин в терригенных коллекторах. – 2014.
90. Пат. № 2534546 Катионноингибирующий буровой раствор. – 2014.
91. Пат. № 2541664 Ингибирующий буровой раствор. – 2015.
92. Пат. № 2541666 Буровой раствор для стабилизации глинистых пород. – 2015.
93. Пат. № 2567065 Катионный буровой раствор. – 2015.
94. Пат. № 2567066 Катионный буровой раствор. – 2015.
95. Пат. № 2567579 Буровой раствор. – 2015.
96. Пат. № 2567580 Катионноингибирующий буровой раствор. – 2015.

97. Пат. № 2591284 Буровой раствор для бурения в глинистых отложениях. – 2016.
98. Пат. № 2593159 Буровой раствор. – 2016.
99. Пат. № 2599394 Катионный буровой раствор. – 2016.
100. Пат. № 2602262 Термостойкий буровой раствор. – 2016.
101. Пат. № 2605109 Ингибирующий буровой раствор. – 2016.
102. Пат. № 2605214 Катионоингибирующий буровой раствор. – 2016.
103. Пат. № 2605215 Катионный буровой раствор. – 2016.
104. Пат. № 2605217 Буровой раствор (Варианты). – 2016.
105. Пат. № 2614837 Катионный буровой раствор. – 2017.
106. Пат. № 2614838 Катионный буровой раствор. – 2017.
107. Пат. № 2614839 Катионный буровой раствор с повышенными ингибирующими и крепящими свойствами. – 2017.
108. Пат. № 2633468 Ингибирующий буровой раствор (варианты). – 2017.
109. Пат. № 2651652 Катионный буровой раствор для бурения неустойчивых глинистых пород. – 2018.
110. Пат. № 2651657 Термостойкий поликатионный буровой раствор. – 2018.
111. Пат. № 2655267 Катионный буровой раствор. – 2018.
112. Пат. №2669643 Способ определения ингибирующих свойств бурового раствора. 2018
113. Пат. № 2681009 Гидрогельмагниевого буровой раствор. – 2019.
114. Паус К.Ф. Буровые растворы. – М.: Недра, 1973. – 202 с.
115. Пасынский А.Г. Коллоидная химия. – М.: Высшая школа, 1959.– 232 с.
116. Потапов А.Г., Гноевых А.Н,Киршин В.И. Проблемы строительства скважин на подсолевые отложения / Наука и техника в газовой промышленности– 2009. - №11 – С.22-25

117. Пеньков А.И. Влияние полимеров на ингибирование глин / А.И. Пеньков // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 5. – С. 24–27.
118. Резниченко И.Н., Булатов А.И., Рябоконт С.А., Шандин С.Н. Утяжеление буровых и тампонажных растворов / М., «Недра», 1978. 286 с.
119. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. – М.: Недра, 1979. – 215 с.
120. Рябоконт С.А. Влияние дисперсности баритовых утяжелителей на структурно-механические свойства буровых растворов / С.А. Рябоконт, З.А. Шевкина, Д.Х. Динмухамедов // Тр. ВНИИБТ, 1978. – Вып. 8. – С. 63 – 69.
121. Рамбиди Н.Г., Березкин А.В. Физические и химические основы нанотехнологий. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2008. – 456 с.
122. Ребиндер П.А. Структурообразование и самопроизвольное диспергирование в суспензиях // Тр. III Всесоюзной конференции по коллоидной химии. – М.: АН СССР, 1956. – 266 с.
123. Резниченко М.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. – М.: Недра, 1982. – 599 с.
124. Резниченко М.Н. Утяжеление буровых и тампонажных растворов / М.Н. Резниченко, А.И. Булатов, С.А. Рябоконт и др. – М.: Недра, 1978. – 301 с.
125. Рентгеновские методы изучения и структура глинистых минералов / Под ред. Г. Брауна. – М.: Мир, 1965. – 304 с.
126. Реми Г. Курс неорганической химии. Пер. с нем. 11 издания. Под ред. чл.-корр. АН СССР А.В. Новоселевой. – М.: Изд-во ИЛ, Т.1. – 1963 – 920с.
127. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин: пер. с англ. – М.: Недра, 1967. – 398 с.
128. Рябоконт С.А. Утяжелители для буровых растворов и технология их применения. – М.: Недра, 1981. – 240 с.
129. Рябоконт С.А. Регламентирование содержания коллоидных фракций в баритовых утяжелителях / С.А. Рябоконт, В.И. Рябченко, И.Н. Резниченко // Тр. ВНИИБТ, 1973. Вып. 7. – С. 112 – 118.

130. Рябоконт С.А. Технологические жидкости на основе тяжелых рассолов для заканчивания и ремонта скважин за рубежом / С.А. Рябоконт, С.М. Гамзатов, А.Б. Сурков и др. // Обзорная информ. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 53 с.
131. Самойлов О.Я. Структура водных растворов электролитов и гидратации ионов. – М.: АН СССР, 1957. – 230 с.
132. Семенко Н.Ф. Утяжелители на базе неглинистых материалов для бурения скважин. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
133. Сеид-Рза М.К. Устойчивость стенок скважины / М.К. Сеид – Рза, Ш.И. Исмаилов, Л.М. Орман. – М.: Недра, 1981. – 191 с.
134. Синицкий А.И. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Прикаспийской впадины и предуральского прогиба.: Дис. на соиск. уч. степ. канд. Геолого-минералогических наук. – Москва, 2008. – 137 с.
135. Скрипов В.П., Каверда В.П. Спонтанная кристаллизация переохлажденных жидкостей. – М.: Наука, 1984. – 240 с.
136. Структурообразование в минеральных дисперсиях / Коллектив авторов (ответственный редактор член-корр. АН УзССР Х.Р. Рустамов) – Ташкент: ФАН, 1979. – 152с.
137. Супрамолекулярная химия. Пер. с англ.: в 2 т. / Джонатан В. Сид, Джерри Л. Этвуд. – М.: ИКЦ «Академкнига», Т.1. – 2007. – 480с.
138. Супрамолекулярная химия. Пер. с англ.: в 2 т. / Джонатан В. Сид, Джерри Л. Этвуд. – М.: ИКЦ «Академкнига», Т.2. – 2007. – 416с.
139. Тарасевич Ю.И., Овчаренко Ф.Д. Адсорбция на глинистых минералах. – Киев: Наукова думка, 1975. – 186 с.
140. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2004. – 711 с.

141. Токунов В.И., Хейфец И.Б. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы. – М.: Недра, 1983, 167с.
142. Токунов В.И. Опыт применения раствора на основе промысловых нефтей при бурении скважин на Украине и Белоруссии / В.И. Токунов, Э.С. Сенкевич, А.Н. Яров и др. // Тр. УкрНИИПНД, 1971. – Вып. 10. – С. 137 – 143.
143. Тριάский В.М., Леонов Е.Г. Определение скорости сужения стенок скважины, сложенных сжимаемыми вязкопластичными породами // Горный журнал. – 1980. – № 5. – С. 50 – 53.
144. Турапов М.К., Шарипов А.С. Опыт промышленного применения малоглинистых и безглинистых растворов на основе водорастворимого полимерного реагента К-4 // В кн. Некоторые вопросы строительства скважин в осложненных условиях Узбекистана. – Ташкент: ФАН, 1972. – Вып. 6. – С. 86 – 91.
145. Трофимов В.Т. Грунтоведение. 6-е изд., перераб. и доп. / В.Т. Трофимов, В. А. Королёв, Е. А. Вознесенский и др. – М.: МГУ, 2005. – 1024 с
146. Технология проводки подсолевых скважин в Прикаспийской впадине / Под ред.: У.С. Карабалина, М.А. Танкибаева. – М.: Недра, 1989. – 180 с.
147. Филиппов А.Г., Токман А.К., Потапов А.Г., Мирошниченко М.Г., Изюмченко Д.В., Нифантов В.И., Шрафутдинов З.З., Жирнов Р.А., Лященко А.В., Сутырина А.В. / Эксплуатация скважин Астраханского газоконденсатного месторождения. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 171с.
148. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии. – М.: Химия, 1982. – 400 с.
149. Хуан Вэянь, Се Биньцян, Цю Чжэнсун, Цзян Линь Термостойкий буровой раствор на водной основе без бентонита для бурения глубоких скважин // химия и технология топлив и масел – 2015, - №6, - С. 10-15
150. Хуршудов В.А., Хуршудов Д.В. Характерные особенности борьбы с осложнениями в солевых отложениях верхней Юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях восточного предкавказья (К истории

вопроса) / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море– 2010. - №1 – С.35-45

151. Хуршудов В.А., Хуршудов Д.В. Характерные особенности борьбы с осложнениями в солевых отложениях верхней Юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях восточного предкавказья (Борьба с пластическим течением солей) / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море– 2009. - №12 – С.16-20

152. Хуршудов В.А., Хуршудов Д.В. Характерные особенности борьбы с осложнениями в солевых отложениях верхней Юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях восточного предкавказья (Борьба с проявлениями рапы) / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море– 2010. - №1 – С.11-14

153. Хуршудов В.А., Хуршудов Д.В. Характерные особенности борьбы с осложнениями в солевых отложениях верхней Юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях восточного предкавказья (Эксперименты. Сквозь ИБР) / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море– 2010. - №2 – С.13-17

154. Хуршудов В.А., Хуршудов Д.В. Характерные особенности борьбы с осложнениями в солевых отложениях верхней Юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях восточного предкавказья (Итоги.Технология) / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море– 2010. - №2 – С.13-17

155. Хаган М. Клатратные соединения включения: пер. с англ. – М.: Мир, 1966. – 166 с.

156. Химия: Справ. Изд./ В. Шретер, К.-Х. Лаутеншлегер, Х. Бибрак и др.: Пер. с нем. – М.: Химия, 1989. – Пер. изд.: ГДР, - 648 с

157. Шандин С.Н. Химические реагенты для обработки буровых растворов / С.Н. Шандин, В.И. Рябченко, А.И. Пеньков и др. // Обзорная информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 68 с.

158. Шерстнев, Н.М. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении /Н.М. Шерстнев, Я.М. Расизаде, С.Я. Ширинзаде.-М.:Недра, 1979.- 297 стр
159. Шарафутдинов З.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика : Справ. / З.З. Шарафутдинов, Ф.А. Чегодаев, Р.З. Шарафутдинова. – СПб.: НПО “Профессионал”, 2007. – 416 с.
160. Шарафутдинов З.З. Управление технологическими параметрами буровых и тампонажных растворов изменением структурного состояния дисперсионной среды: Дис. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. – Санкт-Петербург: 2006. – 369 с.
161. Щербанин А.А. Применение физико-химического способа очистки бурового раствора // РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – № 6. – С. 11 – 12.
162. Щукин Е.Д. Коллоидная химия / Е.Д. Щукин, А.В. Перцов, Е.А. Амелина. – М.: МГУ, 1982. – 352 с.
163. Эрдеи – Груз Явление переноса водных растворов. – М.: Мир, 1976. – 403 с.
164. Ятров С.Н. Промывочные жидкости в бурении скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 312 с.
165. Baroid Drilling Fluids Water Base Mud & Completion Fluids Seminar. Baroid drilling Fluids, Inc./Career Development Center, 1991, 93 p.
166. Chenevert M.E. Shale mud inhibition defined with rig – site methods / M.E. Chenevert, S.O. Osisanya // SPE Drilling Engineering. – 1987. – IX. – Vol. 4. – № 3. – P. 261–268.
167. Cheng-Fa Lu. A new technique for evaluation of shale stability in the presence of polymeric drilling fluid / Lu. Cheng-Fa // SPE Production Engineering. – 1988. – Vol. 3. – № 3. – P. 366–374.
168. Drilling Fluids New Developments Seminar. Baroid drilling Fluids, Inc./Career Development Center, 1993, 68 p

169. Drilling Fluids New Developments Seminar. Baroid drilling Fluids, Inc./Career Development Center, 1993, 68 p
170. Forsans T.M. Capillary forces: the neglected factor in shale instability studies? / T.M. Forsans, L. Schmitt // EUROCK'94. – Balkema, Rotterdam, 1994. – P. 71.
171. Kelly J. Drilling problems shale / J. Kelly // Oil and Gaz Journal. – 1968. – № 23. – P. 67–70; 94–112.
172. Wilcox R.D. Filtration method characterizes dispersive properties of shales / R.D. Wilcox // SPE Drilling Engineering. – 1987. – Vol. 2. – P. 149–158.
173. Zamora M. Innovate devices for screening shale swelling inhibition / M. Zamora, D.T. Lai, A.K. Dzialowski // SPE 17240: Annual SPE Conf. – Dallas, 1988.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

АКТ

проведения промысловых испытаний поликатионного раствора плотностью 2,40-2,45 г/см³ для глушения рапы на скважине № 632 АГКМ

Эксплуатационная скважина №632 заложена с целью эксплуатации газоконденсатной залежи башкирского яруса АГКМ.

Проектная глубина – 4000 м

Фактическая глубина – 3855 м

Проектный горизонт – С₂b

Фактический горизонт – P_{1s}-ar

Начата бурением – 06.10.2020г.

1. Стратиграфический разрез

Возраст отложений	Проектная глубина, м		Фактическая глубина, м	
Четвертичные+неогеновые	0	740	0	719
Палеогеновые	-	-	719	771,5
Меловые	740	1500	771,5	1571
Юрские	1500	2010	1571	2060
Пермо-триасовые	2010	2700	2060	2781
Нижнепермские, Кунгурский ярус:	2700	2750	2781	2801
Иреньский горизонт	2750	3750	2801	3795
Филипповский горизонт	3750	3800	3795	3839,5
Сакмаро-артинский ярус	3800	3880	3839,5	3855*
Среднекаменноугольные	3880	4000	-	-

*вскрытая мощность

2. Исходные данные:

1.1. Забой скважины 3855м.

1.2. Искусственный забой (МСЦ 244,5мм) 2462,64м.

1.3. Фактическая конструкция скважины:

- удлиненное направление Ø630x9мм.....30м.

- кондуктор Ø426x11мм.....349м.

- 1-я техническая колонна Ø324x11мм.....2790м.

- 2-я техническая колонна Ø244,5x250,8мм.....3679м.

- открытый ствол Ø295,3мм в интервале 3679-3855м.

1.4. Коэффициент кавернозности открытого ствола 1,1.

1.5. Профиль скважины: вертикальный.

1.6. Филипповский горизонт вскрыт в интервале 3795-3839м.

1.7. Сакмаро-артинский горизонт вскрыт в интервале 3839-3855м.

1.8. Статическая температура на глубине 2640м – 61°С, 3855м – 101°С.

3. Состояние скважины:

Пробка МСЦ 244,5 мм установлена в интервале 2462,64-2461,83м, избыточное давление в трубном пространстве 111 атм, в скважине буровой раствор Катбурр плотностью 1,98г/см³. На устье на обсадной трубе Ø244,5мм накручена цементировочная головка с приваренным фланцем и смонтированной задвижкой 4 1/16 дюйм. Опрессовка сварного соединения совместно с задвижкой на давление 225 атм – герметично.

4. Цель проводимых работ:

Глушение скважины через ГНКТ, путем перевода обсаженного ствола от устья до МСЦ на утяжеленный Катбурр плотностью 2,40-2,45г/см³.

Работы по приготовлению раствора плотностью 2,40-2,45г/см³ и глушению рапы с переводом скважины на утяжеленный Катбурр проведены в полном объеме.

Готовый раствор имел следующие показатели:

- плотность, г/см³.....2,40-2,45
- условная вязкость, с.....180-200;
- пластическая вязкость, мПа*с.....75-90;
- ДНС, Па.....35-45;
- СНС_{1/10}, дПа.....70-80/130-150;
- показатель фильтрации.....2-3;
- водородный показатель.....≈8;
- стабильность, г/см³.....0,00.

Выводы:

Всего было приготовлено 320м³ утяжеленного Катбурр плотностью 2,40-2,45г/см³.

Проведены работы по глушению рапопроявления с применением утяжеленного Катбурр.

После глушения рапы проведены работы ГИС. Доход прибора АКЦ до 3633м, МИД и ПТС до 3640м.

В процессе проведения работ утяжеленный Катбурр проявил исключительную седиментационную устойчивость в условиях скважины под воздействием высокой температуры и на поверхности в емкостях.

Комиссия признаёт результаты промысловых испытаний утяжеленного Катбурр плотностью 2,40-2,45г/см³ при глушении рапопроявления положительными и рекомендует к использованию данную систему в подобных случаях.

Члены комиссии:

От ООО «Газпром добыча Астрахань»:

- главный инженер - заместитель генерального директора, председатель комиссии
- начальник ПО ДГГК
- заместитель начальника ПО ДГГК

Н.Ф. Низамов
И.Г. Поляков
Р.С.Илалов

От ООО «Газпром бурение» филиала «Астрахань бурение»:

- заместитель директора - главный инженер
- главный технолог

Д.Г. Солнышкин
В.М. Хазиев

От ООО «Газпром ВНИИГАЗ»:

- начальник лаборатории
- научный сотрудник
- главный научный сотрудник

А.А.Хуббатов
А.М. Гайдаров
М.М.-Р. Гайдаров

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

АКТ

проведения промысловых испытаний высоковязкого поликатионного бурового раствора на скважинах № 544, 632, 449, 533 АГКМ

Фактическая конструкция скважин до кровли солей:

Наименование колонн	№544	№632	№449	№533
	Ø, мм/L, м	Ø, мм/L, м	Ø, мм/L, м	Ø, мм/L, м
Направление	630/30	630/30	630/30	630/30
Кондуктор	426/349	426/350	426/350	426/350
Промежуточная	324/1552	324/2808	324/3480	324/1174

Цель работы: улучшения очистки ствола скважины, повышение механической скорости бурения, снижения сальников на элементах КНБК и выноса «шламовых пробок» в желоб за счет применения высоковязкой модификации Катбурр.

Скорость восходящего потока бурового раствора в затрубье: в интервале бурения под кондуктор – 0,28м/с, в интервале бурения под 1-ю техническую колонну – 0,48м/с, отсюда, неудовлетворительная очистка ствола скважины и периодический вынос «шламовых пробок».

В связи с этим, для улучшения очистки ствола скважины актуализированы реологические показатели высоковязкого Катбурр:

при бурении под кондуктор:

Интервал бурения, м	Подача насосов, л/с	Скорость восходящего потока в затрубье, м/с	Актуальные реологические показатели при 6 об/мин (10c^{-1})		Допускаемая механическая скорость, м/ч
			ЭВ, мПа*с	НС, Па	
0-350	55	0,28	≥ 700	≥ 10	$\leq 20-22$

Коэффициент нелинейности $n=0,42$, коэффициент консистенции $K=3,7 \text{ Па}\cdot\text{с}^n$

при бурении под 1-ю техническую колонну:

Интервал бурения, м	Подача насосов, л/с	Скорость восходящего потока в затрубье, м/с	Актуальные реологические показатели при 10-20 об/мин ($17-34 \text{c}^{-1}$)		Допускаемая механическая скорость, м/ч
			ЭВ, мПа*с	НС, Па	
350-1930	55	0,48	≥ 500	≥ 10 $\geq 12-14$	$\leq 20-22$ ≤ 30

Коэффициент нелинейности $n=0,53$, коэффициент консистенции $K=2,8 \text{ Па}\cdot\text{с}^n$

Бурение надсолевых глинистых отложений на скважинах № 544, 632, 449, 533 АГКМ производилось на высоковязком Катбурр.

В результате применения поликатионного бурового раствора достигнуто увеличение механической скорости бурения, снижение сальников на элементах КНБК и выноса «шламовых пробок» в желоб за счет эффективной очистки ствола скважины высоковязкой модификацией Катбурр.

Показатели	№544	№632	№449	№533
Интервал бурения, м	349-1552	350-2808	350-3480	350-1174
Механическая скорость бурения, м/ч	12,7	8,8	9,7	10,7
Коэффициент каверзости	1,08	1,29	1,34	1,24

Примечание: усредненная механическая скорость бурения в надсолевых отложениях АГКМ составляет 4,2м/ч

Выводы:

Промывка высоковязким Катбурр улучшает вынос шлама при бурении с большими диаметрами долот 508мм и 393,7мм.

Улучшение очистки ствола скважины обеспечивается за счет высоких актуальных реологических показателей высоковязкого Катбурр.

Промывка высоковязким Катбурр на скважинах № 544, 632, 449, 533 АГКМ обеспечила снижение сальников на элементах КНБК и выноса «шламовых пробок» в желоб.

Применение высоковязкого Катбурр обеспечило увеличение механической скорости бурения на скважинах № 544, 632, 449, 533 АГКМ и составило соответственно 12,7м/ч, 8,8м/ч, 9,7м/ч и 10,7м/ч при средней механической скорости в надсолевых отложениях 4,2 м/ч.

Комиссия признаёт результаты промысловых испытаний поликатионного раствора на скважинах № 544, 632, 449, 533 АГКМ удовлетворительными и рекомендует продолжить испытания с усиленными крепящими свойствами высоковязкого Катбурр.

Члены комиссии:

От ООО «Газпром добыча Астрахань»:

- главный инженер - заместитель генерального директора, председатель комиссии
- начальник ПО ДГГК
- заместитель начальника ПО ДГГК

Н.Ф. Низамов
И.Г. Поляков
Р.С.Илалов

От ООО «Газпром бурение» филиала «Астрахань бурение»:

- заместитель директора - главный инженер
- главный технолог

Д.Г. Солнышкин
В.М. Хазиев

От ООО «Газпром ВНИИГАЗ»:

- начальник лаборатории
- научный сотрудник
- главный научный сотрудник

А.А.Хуббатов
А.М. Гайдаров
М.М.-Р. Гайдаров

ПРИЛОЖЕНИЕ 3



ОАО «ГАЗПРОМ»

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ»

(ООО «Газпром добыча Астрахань»)

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА**Ленина ул., д. 30,
г. Астрахань, Россия, 414000
Тел.: (8512) 31-63-51, факс: (8512) 39-11-33
E-mail: adm@astrakhan.gazprom.ru, www.gazprom.ru
ОКПО 05780913, ОГРН 1023001538460,
ИНН/КПП 3006006420 / 997250001

28.04.2015 № 02-3990

на № _____ от _____

**Заместителю генерального
директора по науке
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»****Г.Н. Рубану***О результатах экспертизы***Уважаемый Георгий Николаевич!**

По результатам экспертизы расчета экономического эффекта от проведения в 2014 году промысловых испытаний предложенного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» усовершенствованного синтетического бурового раствора УСБР на скважине № 939 АГКМ, интервал бурения 932 м, сообщаем, что расчет выполнен в соответствии СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР» и сумма фактического экономического эффекта за 2014 год в размере 14 324,5 тыс. руб. согласована ООО «Газпром добыча Астрахань».

При дальнейшем использовании УСБР на скважинах Астраханского ГКМ (2 скважины АГКМ ежегодно, объем проходки 2000 м в год) прогнозный интегральный экономический эффект за 10 лет, по уточненной оценке ООО «Газпром добыча Астрахань», составит 230 418,2 тыс.руб., вместо 245 459 тыс. руб. Уточненная оценка прогнозного интегрального экономического эффекта за 2015-2024 годы прилагается.

Приложение по тексту на 1 л.

**Главный инженер-
заместитель генерального директора**
Н.Ф. Низамов

Р.С. Илалов (752) 2-64-21

049092

Приложение к письму № 0446-7193 вн от 17.04.17

Экономическая оценка

прогнозного интегрального экономического эффекта от применения усовершенствованного синтетического бурового раствора УСБР для бурения скважины № 939 Астраханского ГКМ в солевых отложениях с межслоевыми пропластками глин и артиллитов за 2014г. и 2015-2024гг.

№	Годы	2014*	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Итого
	Периоды												
1	Затраты на НИР, тыс. руб. (N)	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
2	Число скважин, ед.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-5010
3	Проходка по интервалам, м	932	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
4	Экономия затрат на бурение, тыс. руб./м	19,21	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	
5	Экономия затрат на бурение - всего, тыс. руб	17905,6	46300,0	46300,0	46300,0	46300,0	46300,0	46300,0	46300,0	46300,0	46300,0	46300,0	463000,0
6	Налог на прибыль	-3581,1	-8258,0	-9260,0	-9260,0	-9260,0	-9260,0	-9260,0	-9260,0	-9260,0	-9260,0	-9260,0	-91598,0
7	Чистая прибыль	14324,5	38042,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	371402,0
8	Чистый поток денежных средств, тыс. руб. (стр.1 + стр.7)	14324,5	33032,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	37040,0	366392,0
9	Накопленный чистый поток денежных средств, тыс. руб.	14324,5	33032,0	70072,0	107112,0	144152,0	181192,0	218232,0	255272,0	292312,0	329352,0	366392,0	
10	Норма дисконта		12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	
11	Коэффициент дисконтирования		1	0,893	0,797	0,712	0,636	0,567	0,507	0,452	0,404	0,361	
12	Чистый дисконтированный поток денежных средств, тыс. руб. (стр.8 * стр.11)		33032	33076,7	29520,9	26372,5	23557,4	21001,7	18779,3	16742,1	14964,2	13371,4	230418,2
13	Накопленный дисконтированный чистый поток денежных средств, тыс. руб.		33032	66108,7	95629,6	122002,1	145559,5	166561,2	185340,5	202082,6	217046,7	230418,2	

Примечание: * - результаты промысловых испытаний УСБР на скважине 939 АГКМ

Зам.начальника СЭЭИЦ ООО «Газпром добыча Астрахань»

А.А.Ларионова

Исп. Волгина Н.А.

2-66-28

Волгина

А.А.Ларионова