Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования Самарский государственный технический университет

На правах рукописи

НОЖКИНА ОЛЬГА ВЛАДИМИРОВНА

РАЗРАБОТКА БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ РАССОЛОВ ДЛЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН В ЗОНАХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Специальность 25.00.15

Технология бурения и освоения скважин

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель – кандидат
технических наук, доцент
Живаева Вера Викторовна

Самара - 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

За последние годы ситуация с нефтедобычей в России коренным образом изменилась. Крупные месторождения большей частью выработаны, а новые структуры представлены в основном месторождениями с малодебитными, низкопроницаемыми коллекторами. Во многих случаях извлечение нефти без применения новых технологий становится весьма проблематичным.

Наиболее перспективными, в этом случае, представляются технологии, основанные на горизонтальном бурении, а также технологии, использующие скважины старого фонда путём реконструкции методом забуривания боковых стволов (ЗБС). Эти направления за последние годы развиваются особенно бурно, так что число скважин, пробуренных по этим технологиям, ежегодно удваивается, в связи с чем, проблемы повышения качества проводки горизонтальных скважин становится все более актуальной.

Одной из важных проблем при этом является проблема совместимости давлений, как АВПД (аномально высокими пластовыми давлениями), так и АНПД (аномально низкими пластовыми давлениями), что ставит особые задачи в части устойчивости стволов. Проводка скважин в зонах АВПД обозначает проблемы, связанные с подбором бурового раствора с минимальным количеством твёрдой фазы, во избежание её выпадения с образованием пробок в стволе. Также существенным является выбор реагентов-стабилизаторов, устойчивых в высокоминерализованных, в том числе кальциевых буровых растворах.

Степень разработанности темы

Большой вклад в понимание особенностей процессов промывки горизонтальных скважин, теоретические обоснования выбора режимов промывки и свойств раствора на сегодняшний день внесён трудами как зарубежных специалистов: Р. Бленд, Г. Г. Ялсма, Л. Грейс, И. Джамус, Р.К. Кларк, Х. Г. Ларр, В. Р. Клементс, М. Мартин, А. Джинес, Р. Сенжи, Б.Г. Чессер, В. К. Браунинг, М. Е. Ченеверт, Г. П. Клиндерин, М. Шехенлт, так

и отечественных учёных: В. Д. Городнов, А. И. Острягин, М. И. Липкес, А. И. Булатов, Ю. М. Просёлков, И. В. Ченикова, В. И. Рябченко, Б. А. Андресон, Р. И. Федосов, А. И. Пеньков, С. Н. Шишков, С. А. Рябоконь, В. С. Новиков, Б.А. Никитин, В. Н. Кошелев, Л. П. Вахрушев, Ю. Е. Алексеев, Е. В. Беленко.

Однако, несмотря на определенные успехи в области буровых растворов и технологии промывки горизонтальных скважин, совершенствование и разработка новых буровых растворов, в полной мере отвечающих жестким требованиям горизонтального бурения, остаётся одной из актуальных задач сегодняшнего дня.

Цель работы

Повышение эффективности проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин, в том числе по технологии забуривания боковых стволов путём разработки нового высокоминерализованного термостойкого утяжелённого бурового раствора с низкими фильтрационными и реологическими свойствами.

Задачи исследования

1. Обозначение требований к буровым растворам для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин в условиях АВПД.

2. Испытание и промышленное освоение в рамках создания высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора нового высокоэффективного, термосолестойкого реагента гидролизованного цианэтилированного поливинилового спирта с оксиэтилцеллюлозой (ЦЭПС-С), позволяющего реализовать обозначенные требования к буровому раствору.

3. Оптимизация рецептуры разработанного бурового раствора и исследование его свойств для различных геолого-технические условий.

4. Проведение опытно - промышленных испытаний разработанного бурового раствора.

5. Определение влияния разработок на технико-экономические показатели бурения.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались при выполнении следующих этапов исследования: информационно-аналитический, экспериментальный, опытно-промышленный. В процессе исследования использованы как стандартные, так и специальные методы физической и аналитической химии, а также общепринятые в исследовании буровых растворов методики. Соответственно поставленные задачи решались в лабораторных, а также в полевых условиях при проведении опытно промышленных испытаний.

Научная новизна

1. Создано новое полимерное соединение обеспечивающее низкие фильтрационные и реологические свойства высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов при повышенных температурах до 100 ºС из гидролизованного цианэтилированного поливинилового спирта и оксиэтилцеллюлозы, входящее в состав разработанного бурового раствора.

2.Теоретически обоснована и разработана рецептура бурового раствора, эффективная в диапазоне плотностей от 1300 до 1560 кг/м^3 с низкими реологическими и фильтрационными свойствами, на основе полимерного соединения термостойкого гидролизованного цианэтилированного поливинилового спирта с солестойкой оксиэтилцеллюлозой.

Основные защищаемые положения

1. Термосолестойкий высокоминерализованный утяжелённый буровой раствор имеет фильтрацию в диапазоне от 2,9 до 3,6 см^3/30мин при реологических характеристиках $\eta_{пл}$ = 23 ÷ 27 мПа·с и τ_0 = 140 ÷ 165 дПа.

2. Высокоминерализованный утяжелённый буровой раствор без добавления твёрдой фазы в качестве утяжелителя создан для применения в пределах температур от -35 до 100 ºС и эффективен в диапазоне плотностей от 1300 до 1560 кг/м^3.

Достоверность результатов

Достоверность результатов подтверждена экспериментальными данными, соответствующими поставленным целям и задачам. Основные положения,

выводы подкреплены фактическими результатами исследований, проведёнными в аккредитованной лаборатории и наглядно представленными в приведенных таблицах, рисунках; полученными патентами РФ на разработки и промышленной апробацией разработок на месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз». Главный критерий достоверности научных результатов – определяется их воспроизводимостью в любой лаборатории мира.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретически показана и практически реализована возможность создания полимерного соединения, обеспечивающего требуемый набор функциональных характеристик бурового раствора, а именно повышения термостойкости и снижения реологических свойств высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора.

1. Создан новый термосолестойкий реагент – понизитель фильтрации высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов на водной основе (ЦЭПС-С). Состав признан изобретением и защищён патентом РФ № 2525537.

2. Разработан и реализован промышленный регламент производства термосолестойкого реагента на заводе «Оргсинтез ОКА», г. Дзержинск.

3. Разработан высокоминерализованный утяжелённый буровой раствор на основе полиминеральных рассолов. Состав признан изобретением и защищён патентом РФ № 2530097.

4. Проведены промышленные испытания разработанного бурового раствора на 2-х скважинах Малобалыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Подтверждена эффективность разработок и возможность повторного многократного применения бурового раствора.

5. Созданные разработки показали возможность эффективной, безаварийной проводки скважин в условиях, осложнённых АВПД. Достигнутая механическая скорость превысила базовую технологию на 26 % и составила 4,4 м/час.

6. Установлено, что новое полимерное соединение обладает термостойкостью до 100ºС и обеспечивает фильтрацию

высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов в диапазоне от 2,9 до 3,6 $см^3$/30мин при реологических характеристиках $\eta_{пл}$ = 23 ÷ 27 мПа·с и τ_0 = 140 ÷ 165 дПа.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы обсуждались на:

- Всероссийской научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии», 22-25 мая 2012 года в г. Уфа;
- XVIII Международной научно-практической конференции «реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. экологические аспекты нефтегазового комплекса» 3-6 июня 2014 г. в г. Суздаль;
- Российской нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче, 14-16 октября 2014 г. в г. Москве;
- XIX Международной научно-практической конференции «реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса» 2-5 июня 2015 г. в г. Суздаль;
- На юбилейной научно-технической конференции ООО «Химпром», 15-17 ноября, 2015г. в г. Пермь;
- На международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» в 2014, 2015, 2016, 2017 гг.

Публикации

Основное содержание диссертации опубликовано в 14 печатных работах, в том числе № 11 2014 г. Нефтяное хозяйство, № 5 2016 г. Бурение и нефть, № 10 2017 г. Нефть. Газ. Новации – в журналах, включенных в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, выпускаемых в Российской Федерации в соответствии с рекомендациями ВАК Министерства образования и науки РФ.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы из 107 источников, содержит 133 страницы машинописного текста, 20 рисунков и 50 таблиц.

1 ПРОМЫВКА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АВПД

1.1 Роль промывочных жидкостей при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин

В настоящее время бурение вертикальных и «субвертикальных» скважин уже достаточно эксклюзивно [3]. Вынужденное изменение профилей скважин привнесло существенное ужесточение требований как к бурению в целом, так, в частности и к промывке скважин. Большая часть возникающих осложнений, так или иначе, связана с применяемыми буровыми растворами, причем во всех случаях важнейшими условиями качественной промывки ствола являются:

– транспортирующая и удерживающая способность [4],

– смазочные характеристики раствора [5],

– «загрязняющие» коллектор свойства раствора, определяемые физико-химическим взаимодействием фильтрата промывочной жидкости с компонентами коллектора [6].

Ни один буровой раствор не является идеальным для сильно искривленных скважин. Выбирая раствор для такой скважины, прежде всего, имеют ввиду наличие зон, осложненных глинистыми сланцами, стоимость бурения, природоохранные требования, а также температуру на забое. Кроме того, раствор должен быть легко модифицируемым во избежание осложнений, связанных с другими технологическими операциями [7].

Одна из самых серьезных проблем в сильно искривленных скважинах, где осаждение идет гораздо быстрее, нежели в вертикальных стволах – оседание шлама за счет эффекта Бойкотта [8, 9, 10, 11].

При этом с оползанием осадка результирующий градиент плотности раствора по поперечному сечению вызывает нарушение равновесия давлений, что приводит к образованию конвекционных потоков жидкости, выталкивающих более легкую жидкость вверх, а частицы шлама вниз, тем самым ускоряя осаждение шлама. Во многих случаях циркуляция раствора усиливает эффект Бойкотта [10]. В результате шлам осаждается гораздо

быстрее в динамических условиях. При этом увеличение скорости циркуляции, вязкости и прочности геля может уменьшить, но не устранить усиленное динамическими условиями осаждение Бойкотта [7].

Интервалы набора кривизны, как правило, сложены глинистыми сланцами и, естественно, под действием раствора и боковых нагрузок изменяется конфигурация ствола скважины, вследствие образования каверн, выработки желобов [12, 13, 14, 15]. Кавернозность ствола скважины затрудняет вынос шлама, скапливающегося в «мертвых зонах» и способствующего прихватам инструмента [16].

Рекомендуемый многими операторами турбулентный режим промывки в затрубном пространстве может усугубить проблему устойчивости стенок скважины [17, 18, 19, 20]. Некоторые породы разрушаются при турбулентном режиме промывки. Возрастающая кавернозность в свою очередь увеличивает опасность прихватов.

В целом, следует отметить, что требования к буровому раствору при горизонтальном бурении, не отличаясь, по сути, от традиционных, имеют определенную специфику [21, 22, 23, 24, 25]. Так, обеспечивая высокую скорость бурения и эффективную работу долот следует не переходить ограничения режима промывки (по преимуществу обеспечивая ламинарный поток), поскольку эрозия стенок наклонно направленной скважины вызывает не только усиленное кавернообразование, но и, меняя характер выноса, негативно влияет на траекторию ствола за счет образования «дюн» [26].

Важнейшей проблемой остается сохранение устойчивости глинистых пород, слагающих стенки скважин, особенно в интервалах набора кривизны или горизонтальных участках ствола, поскольку при больших углах залегания период устойчивого состояния глинистой породы уменьшается [27]. Наиболее прогрессивным направлением для предотвращения возможных осложнений является использование различных типов «ингибированных» буровых растворов [28]. Наиболее эффективное ингибирование достигается в так называемых «калий плюс» системах растворов [29]. Считается, что достигается

это за счет катионов K^+, размер которых в гидратированном состоянии равен 0,76 нм (негидратированный катион K^+ – 0,266 нм). Проникая в межплоскостное пространство монтморилонита (0,96 нм), катион калия встраивается в гексагональное кольцо минерала (0,28 нм) и связывает элементарные слои монтморилонита, предотвращая его межплоскостную гидратацию и диспергирование.

В качестве полимерной основы таких буровых систем неприемлемым оказывается использование полиакриламида, поскольку последний не обеспечивает требуемые реологические параметры, а также загрязняет коллекторы, особенно в карбонатных толщах [30]. Наиболее эффективным представляется использование безглинистых растворов, где в качестве структурирующей основы используют гуаровые смолы и биополимеры, а в качестве регулятора фильтрации – различные производные полисахаридов, например, КМЦ, декстрин. Подобные системы буровых растворов представляются наиболее подходящими для горизонтальных скважин, что и подтверждает промысловый опыт их применения [31, 32, 33].

Биополимеры выгодно отличаются от других полимеров, применяемых в бурении. Они характеризуются высокой загущающей способностью, а их растворы – ярко выраженными псевдопластичными свойствами при малой концентрации полимера и сохраняют свои свойства в присутствии солей и органических кислот [34].

1.2 Используемые в практике бурения полимерные растворы

В мировой практике бурения в последнее время наметилась тенденция к широкому использованию малоглинистых и безглинистых буровых растворов на водной основе. Такие растворы имеют низкий показатель фильтрации, что выгодно отличает их от обычных рассолов или воды, но повышение скорости бурения достигается такое же, как и при промывке, водой [35]. Любые дополнительные расходы на полимерные буровые растворы с низким содержанием твердой фазы неощутимы, поскольку применение этих растворов

позволяет существенно экономить средства за счет сокращения времени бурения и расхода долот [31].

Как уже сказано выше, максимально реализовать подвод гидравлической мощности к долоту, очистку забоя от обломков породы, разупрочнение скелета забоя за счет мгновенной фильтрации, исключение оседания шлама и, более того, качественный вынос его на поверхность даже при ламинарном режиме течения удается с помощью структурированных безглинистых буровых растворов [4, 36, 37, 39, 40].

Учитывая геолого-технические условия использования таких систем, природу структурирующих компонентов и технологические особенности их применения, рассмотрим основные требования к ним.

1.2.1 Полимерные растворы, обеспечивающие устойчивость стенок скважины

Практика бурения показывает, что при проходке глинисто-аргиллитовых толщ наиболее распространенными и труднопреодолимыми являются осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола – осыпи, обвалы, ползучесть и пр. Несмотря на значительное количество исследований, посвященных изучению данной проблемы, до настоящего времени среди ученых нет единого мнения о причинах возникновения указанных осложнений и методах их предупреждения. Это обусловлено зависимостью осложнений от целого ряда факторов (механических, физико-химических, минералогических и др.). Преобладающее влияние того или иного фактора можно установить только в результате специального изучения их для каждого отдельного региона [41].

Однако во всех случаях исследователи приходят к выводу о необходимости компенсации напряжений при вскрытии пород, находящихся под действием горного давления, и исключении негативного влияния контактирующих с породой флюидов промывочной жидкости [42, 43].

При этом все большее количество исследователей сходятся на определяющем влиянии на устойчивость физико-химических факторов, т. е. состава фильтрата промывочной жидкости [41, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52].

Следует заметить, что практически все исследования в данной области являются развитием и продолжением основополагающих представлений Ребиндера П. А. [53] и Дерягина Б. В. [54] об адсорбционных взаимодействиях фильтратов буровых растворов с твердой поверхностью горных пород. При этом в процессе массообмена играют роль и осмотические силы, и поверхностная гидратация, и диффузия, и капиллярная пропитка [49, 51, 52]. При этом как репрессия, так и депрессия на проходимые пласты существенно влияет не только на напряженность скелета горных пород, но и на массообменные процессы.

Начиная с 50-х годов в СССР и гораздо ранее за рубежом (1942 г.), при разбуривании отложений пластичных глин и водонеустойчивых сланцев стали применять буровые растворы с ингибирующими добавками. Последние представляют собой электролиты, снижающие скорость гидратации глинистых минералов и сохраняющие их устойчивость в течение большего периода времени. Наибольшее применение получили кальциевые и калиевые растворы. Механизм ингибирования, в конечном счете, заключается в максимальном блокировании адсорбции воды, исключения осмотических перетоков и сохранения естественной увлажненности горных пород. Вода, проникающая в микротрещины, создает сильное расклинивающее давление [23, 53, 54], резко уменьшая прочность горной выработки.

Различными исследователями предложен целый ряд критериев устойчивости в зависимости от природы и количества ингибиторов, но все они, как правило, носят чисто качественный характер [45, 48, 50, 53, 56, 57, 58, 60, 63, 64]. Впервые количественная характеристика степени ингибирования была предложена А. И. Пеньковым [49, 59, 60, 59]. Алгоритм расчета времени устойчивого состояния глинистых пород с учетом этого критерия приведен в работе [61]. Настоящий показатель получил распространение при проектировании скважин, поскольку дает достаточно точный прогноз. В работах, последовавших позднее, приведенная Пеньковым А. И. формула скорректирована с учетом минимизации репрессии, либо бурения с депрессией

на забой, а также с учетом различных углов залегания пород, что особенно важно для горизонтального бурения [27, 62]. В качестве регулирующих параметров степени ингибирования приводятся величины репрессии (депрессии) на проходимые пласты и показатель степени увлажнения глинистых пород [$П_0$] – комплексно учитывающий и фильтрационные, и адсорбционные и осмотические процессы. При этом одинаковые значения $П_0$ обеспечивают растворы различного состава и природы [65,66].

В случае безглинистых растворов важным является устойчивость структурирующей полимерной основы к действию минеральных солей, обеспечивающих эффект ингибирования, а также антифильтрационные свойства, образующейся на стенке скважины полупроницаемой полимерной мембраны [67,68,69].

Однако, несмотря на очевидные преимущества гидрогелевых промывочных жидкостей, они все еще довольно дороги (за счет стоимости биополимера). «Второе дыхание» такие растворы получили в последнее время в связи с «бумом» горизонтального бурения, где их особые реологические, смазывающие свойства, толерантность к солям, совместимость с различными ПАВ практически безальтернативны.

Таким образом, структурированные полимерные буровые растворы, которые могут легко утяжеляться (как мелом, так баритом, гематитом), позволяют в широком диапазоне регулировать фильтрационные и гидравлические характеристики, обеспечивают высокую степень ингибирования (при любой природе минерализаторов), что, в конечном счете гарантирует устойчивое состояние ствола скважины в самых сложных геолого-технических условиях, при температурах до 100 – 110 °С.

1.2.2 Полимерные растворы для улучшения транспортировки шлама на дневную поверхность

В начале 60-х годов фирмой «Эссо Продакшен Рисеч» (США) были начаты исследования по разработке «идеального» раствора, обладающего всеми преимуществами недиспергирующих растворов с малым содержанием твердой

фазы, но превосходил бы их по «специфическим» свойствам, главным образом, транспортирующим. В ходе лабораторных исследований было установлено, что указанным требованиям удовлетворяет биополимер, известный под наименованием «Дуовис», продуцентом которого являются фитопатогенные бактерии Xanthomonas campestris (ХС-полимер). Молекулярная масса его около 2,4 млн. [63,64]. Растворы биополимеров отличаются ярко выраженной псевдопластикой, т. е. реологическая модель их течения описывается степенным уравнением Освальда де-Ваале. Такие растворы при низких скоростях сдвига, соответствующих обычно скорости течения в затрубном пространстве, обладают высокими вязкостью и структурой геля, разжижаясь при возрастании скорости течения, т. е. при прохождении через насадки долота имеют вязкость близкую к воде и полностью разрушенную структуру, что способствует снижению гидравлических потерь, разрушению породы, выносу шлама из-под долота и дальнейшему его транспорту на поверхность [4, 18, 37, 7272, 73, 74, 75, 76, 77].

Считается, что оптимальным условием выноса шлама является турбулизация выносящего потока [18, 15], однако это может усугубить проблему устойчивости стенок скважины [19].

При ламинарном потоке для удаления шлама необходимо повышать вязкость бурового раствора и прочность геля при низких скоростях сдвига. Эмпирически установлено, что значения этих свойств (по системе API) должны приближаться к величине диаметра скважины [78].

1.2.3 Полимерные растворы улучшенной смазочной способности

Накопленные экспериментальные данные в области изучения процессов трения и смазочных добавок для бурения показывают, что эффективность смазочного материала определяется свойствами граничных пленок, которые образуются из смазочного материала на трущихся металлических поверхностях за счет адсорбции. Причем плотность покрытия поверхности зависит от пространственной структуры молекул и положения полярной группы. Так эффективность снижения трения слоями адсорбированных молекул с

одинаковой длиной цепи уменьшается в ряду: жирные кислоты; эфиры жирных кислот, спирты, углеводороды. Пленки, образовавшиеся в результате хемосорбции молекул смазки с кислотными группами, например карбоксильными, представляют собой органометаллические мыла и характеризуются более высокой устойчивостью к сдвигу и меньшей чувствительностью к термическому воздействию, чем пленки из соответствующих адсорбированных молекул, не содержащих подобных функциональных групп [22-24].

Рассматривая с таких позиций пару трения фильтрационная корка – поверхность колонны труб, можно полагать, что одним из условий проявления и устойчивого сохранения смазочного эффекта в зоне их контакта является использование в качестве смазочных добавок органических веществ, способных к хемосорбционному закреплению на металлической поверхности с образованием устойчивых граничных пленок.

Вместе с тем в работе [25] показано, что при взаимодействии твердого гидрофобного тела с гидрофильным проявляется «эффект проскальзывания» жидкости относительно твердого тела, облегчающий это взаимодействие в четыре раза по сравнению с двумя гидрофильными телами.

Поскольку формирующаяся в среде водного бурового раствора фильтрационная корка на стенках скважины гидрофильна, следует ожидать, учитывая «эффект проскальзывания», улучшения смазочных свойств при увеличении гидрофобности внешнего слоя граничных пленок, образуемых хемосорбированными смазочными добавками на поверхности труб. Этого, по всей видимости, можно достичь, используя в качестве смазочных добавок функционально содержащие органические вещества с большой гидрофобной частью.

Авторами работы [24] показано, что материальным носителем смазывающей способности являются ориентированные слои, образующиеся у поверхности твердого тела, и величина коэффициента трения снижается тем сильнее, чем совершеннее ориентация молекул поверхностного слоя. При этом

нейтрализация кислотной компоненты жирной кислоты, например, алкилсиликонатом натрия существенно повышает смазочную способность этих продуктов за счет, как полагают авторы, создания в граничном слое своеобразных гидрофобных экранов – плоскостей скольжения.

Если ранее традиционно считалось, что смазочные добавки, как правило, не влияют на основные свойства бурового раствора, выполняя чисто механическую функцию, то в последнее время эти воззрения претерпевают существенные изменения. Так, например, широкое применение в практике бурения в Западной Сибири нашёл буровой раствор на основе таллового масла и ГКЖ-10, основные свойства которой определяются именно этими компонентами, а понизители фильтрации и структураторы выполняют в основном вспомогательные функции [57, 79].

Несмотря на многочисленность исследований в области смазывающих добавок до сегодняшнего дня нет простых и удобных критериев оценки качества смазки и расходных показателей, а большая часть исследований носит эмпирический, либо, более того, описательный характер. Связано это с невозможностью корректно дифференцировать причины внутрискважинных сопротивлений из-за обилия влияющих факторов и большого диапазона количественных характеристик.

Поэтому смазочную способность раствора оценивают по традиционно сложившимся параметрам коэффициента трения и прочности смазочной пленки [27], а эффективность смазочного действия материала полагают на основании этих показателей по месту смазки, занимаемой в ряду известных ранее.

1.2.4 Полимерные растворы в области загрязнения коллекторских свойств продуктивного пласта

Технология горизонтального бурения включает в себя больше, чем только изменение в буровой технологии: она также включает изменения в технологии заканчивания, технологии стимуляции и практики эксплуатации.

Когда выбирают раствор для вскрытия горизонтального интервала, важно представлять полный процесс бурения, заканчивания, интенсификации и

эксплуатации.

Незагрязняющие растворы для вскрытия должны удовлетворять следующим критериям:

1. Способность бурить породы и обеспечивать свойства, подходящие для горизонтального бурения. Это включает в себя все: очистку ствола, стабильность стенок скважины, снижение сил трения и другие факторы, с которыми сталкиваются операторы по бурению;

2. Не загрязнять и не снижать проницаемость пластов;

3. Совместимость с методами заканчивания. Методы заканчивания для ГС часто отличаются от типовых, применяемых в вертикальных скважинах. Вертикальные скважины обычно заканчиваются перфорацией предварительно зацементированной обсадной колонны, ГС цементируются гораздо реже.

4. Отзывчивость к методам очистки или обработки стимуляторами. Поскольку интервалы изоляции являются обычно редкими в ГС, важным является выбор раствора для вскрытия пласта, отзывчивого к мерам очистки.

ГС намного более чувствительны к загрязнению, чем вертикальные в тех же условиях, по следующим причинам:

– ствол ГС имеет более продолжительное время контакта с буровым раствором (недели) по сравнению с вертикальной скважиной (часы, сутки);

– большинство ГС в интервале продуктивного пласта не цементируется и не перфорируется, а заканчиваются открытым стволом или фильтром. Поэтому проникновение твердой фазы бурового раствора и тонкодисперсных частиц выбуренной породы в пласт является главной причиной снижения продуктивности ГС. В вертикальных же скважинах поверхностное проникновение твердой фазы легко преодолевается перфорацией [6, 7, 8080];

– в ГС трудно достигается равномерная депрессия из-за большой протяженности ствола в зоне пласта. Кроме того, она может быть не достаточна, чтобы очистить загрязненный пласт;

– методы химического стимулирования пласта в ГС могут быть дорогостоящими и не эффективными;

– физико-механика притока в ГС имеет достаточно обоснованные различия с вертикальной скважиной потому, что вертикальная и горизонтальная проницаемость в большинстве пород неодинаковы.

Если загрязнение сильное, эксплуатация может быть не экономичной.

В конечном итоге указанные выше отличия вызывают более сильное снижение продуктивности в горизонтальных скважинах, чем в вертикальных.

Экспериментальные исследования показывают, что при прочих равных условиях коэффициент восстановления проницаемости продуктивного пласта в ГС на 17-20 % меньше, чем в вертикальной.

Вопросы качественного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами требуют особого подхода, тщательного их изучения и создания специальных материалов и систем буровых растворов.

1.3 Утяжелённые буровые растворы

Проводка боковых наклонно направленных и горизонтальных стволов в условиях АВПД и повышенных температур осложняется рядом негативных моментов, влияющих на безаварийность и успешность строительства скважины при использовании утяжеленными твердой фазой буровыми растворами.

Во-первых, ввиду потери биополимерными растворами несущей способности при повышенных температурах происходит процесс ускоренной седиментации твердой фазы (барита и выбуренной породы) из утяжеленных биополимерных растворов и образование в стволе скважины «шламовых пробок». Это приводит к проработкам ствола скважины или может вызвать прихват инструмента при сползании шлама в зонах углов более 30 градусов.

Во-вторых, в условиях проводки ствола в проницаемых зонах на растворе с большим количеством твердой фазы на стенке образуется достаточно толстая фильтрационная корка, которая способствует усилению прихватоопасности процесса бурения и увеличивает необходимое усилие для ликвидации прихвата бурового инструмента. Повышенное содержание твердой фазы в растворе предполагает и повышенный расход смазочных добавок, для обеспечения

требуемого уровня коэффициента трения между колонной труб и стенками скважины.

В-третьих, для минимизации высокотемпературной фильтрации, определяющей проникновение водного фильтрата в пласт, в растворах с высоким содержанием твердой фазы необходимо применение большего количества реагентов стабилизаторов.

В-четвертых, при проводке протяжённых стволов в неустойчивых породах необходимо применение минерализаторов для придания раствору ингибирующих свойств, что приводит к увеличению числа компонентов в растворе и требует использования достаточно сложного процесса поддержания его свойств.

В-пятых, при разбавлении полимерного раствора с большим содержанием твердой фазы минерализованной водой возможно резкое падение структурно-механических свойств раствора и быстрое выпадение твердой фазы из раствора с последующим снижением противодавления на пласт и усилением процесса проявления пластового флюида.

Для ведения работ в условиях АВПД традиционно используют глинистые буровые растворы, содержащие в качестве добавок баритовый, железистый и другие утяжелители. Эти системы отличают относительно невысокая стоимость, широкий спектр обрабатывающих реагентов и большой опыт применения. Однако использование таких растворов приводит к необратимой кольматации продуктивных пластов (особенно низкопроницаемых, трещиноватых и трещино-поровых коллекторов) и требует дополнительных дорогостоящих операций по восстановлению проницаемости пласта. Снижение проницаемости призабойной зоны коллектора после первичного вскрытия составляет от 30 до 70%.

Степень негативного воздействия буровых растворов на продуктивный пласт определяется интенсивностью процессов самокольматации и принудительной кольматации, возникающих при внедрении жидкостей в поровую среду продуктивного пласта, а сам вид кольматации (принудительная

или самокольматация) зависит, в основном, от выбора типа применяемого технологической жидкости на водной основе.

Основным недостатком использования жидкости глушения, содержащей твердую фазу, является принудительная кольматация пор продуктивного пласта; применение технологической жидкости без твердой фазы, без учета состава флюидов, насыщающих продуктивный горизонт может повлечь за собой самокольматацию пор нефтяного коллектора.

Принудительная кольматация происходит при поступлении в поровые каналы твердых частиц, присутствующих в составе технологической жидкости. Это могут быть частицы глинистых минералов, утяжелители, примеси в материалах, из которых приготавливают жидкости, окалина и продукты коррозии с поверхности труб, технического оборудования, отдельные химические реагенты, наполнители. Проникновение твердой фазы буровых растворов, которые иногда выполняют роль перфорационной среды или жидкости для глушения скважин, в поры коллектора происходит при любых значениях его абсолютной проницаемости, однако большая степень кольматации соответствует большей исходной проницаемости пласта. Твердая фаза проникает вглубь пористой среды на глубину до 40 мм, проникновение в трещины пород может достигать нескольких десятков сантиметров. Процесс кольматации пор наиболее интенсивен впервые 3-5 минут и практически заканчивается в течение первого часа контакта бурового раствора с породой.

Наиболее интенсивная кольматация наблюдается при проницаемости пород выше 0,1 мкм^2, что объясняется зависимостью степени кольматации и соотношения размеров пор и твердых частиц. Степень кольматации также зависит от состояний поверхности поровых каналов нефтенасыщенных горных пород, в отличие от водонасыщенных, закупоривающее действие глинистых растворов минимально.

Установлено, что утяжелители неглубоко проникают в породу, однако вызывают ее закупорку на 75 – 100 %, одновременно ускоряя процесс кольматации. Исключительно важным моментом является то, что твердая фаза

буровых растворов обуславливает необратимую кольматацию коллектора. Наибольшее негативное влияние в этом случае оказывает барит, поскольку его удаление из пор химическим путем чрезвычайно затруднено. За счет некоторого размыва фильтрационной корки и зоны кольматации потоком флюида из пласта проницаемость может быть частично восстановлена, однако она всегда будет значительно меньше естественной проницаемости коллектора.

Некоторые химические реагенты и добавки в буровом растворе, жидкостях для перфорации и глушения скважин также влияют на проницаемость призабойной зоны продуктивных пластов. Реагенты сольватируют, укрупняют или диспергируют частицы твердой фазы, образуют гели и суспензии, обеспечивают молекулярно-глобулярную (в слабопроницаемых породах), полидисперсную или объемную кольматацию.

Процессы самокольматации в поровом пространстве продуктивного пласта происходят при нарушении термобарического и химического равновесия при поступлении жидкой фазы технологической жидкости. Они обусловлены выделением осадка неорганических солей, увеличением толщины пленки связанной воды на поверхности поровых каналов, набуханием глинистых минералов, застыванием парафина и другими явлениями [81].

Отрицательное влияние твердой фазы технологической жидкости на проницаемость кернов доказано многочисленными лабораторными исследованиями. В частности, была выяснена прямая зависимость между содержанием твердой фазы и жидкости и ухудшением фильтрационных свойств кипрского песчаника проницаемостью 0,459 мкм^2. Так, в процессе прокачки жидкости с содержанием твердой фазы 14 мг/л проницаемость керна была снижена на 80 %. После проведения обратной промывки и кислотной обработки восстановить удалось только 50 % исходной проницаемости.

Повышение водонасыщенности призабойной зоны – одна из причин снижения ее проницаемости по нефти в $2-3$ раза. После проведения капитального ремонта скважин в среде глинистого раствора на месторождениях Среднего Приобья дебит скважин снижается в $5-7$ раз именно за счет

воздействия фильтрата раствора на пласт. В случае применения в качестве технологических жидкостей водных растворов минеральных солей (рассолов), ввиду отсутствия фильтрационной корки на поверхности фильтра скважины или рыхлой ее структуры, глубина и объем проникновения в пласт жидкости будет значительно большей. Количественная оценка снижения проницаемости коллектора при закачке в него пластовой воды показала, что средняя проницаемость пласта снизилась более чем в два раза, а призабойной зоны – в 4,5 раза.

Самокольматация за счет блокирующего действия жидкой фазы обусловлена капиллярными и поверхностными явлениями. Относительная проницаемость по нефти или воде зависит от насыщенности порового пространства каждой из фаз в отдельности и характера смачиваемости породы. Преимущественная гидрофильность коллекторов большинства нефтяных месторождений и наличие в нефти естественных гидрофобизаторов обуславливает вытеснение воды нефтью из более крупных пор, после чего ухудшаются условия ее вытеснения из мелких пор. Это приводит к снижению нефтепроницаемости пород и уменьшению производительности скважин. При этом действие капиллярных сил направлено от стенки скважины вглубь пласта.

Одним из основных процессов, вызывающих самокольматацию коллектора, является набухание глинистых минералов, содержащихся в породе продуктивного пласта в качестве цементирующих веществ и примесей. При контакте с пресной водой происходит гидратация глин, что сопровождается разрастанием полимолекулярных слоев и ослаблением внутриструктурных связей, происходит набухание глин. Степень набухания глин зависит от их состава, количества и распределения в породе; химического состава, pH и минерализации жидкости. Наихудшие условия набухания глин возникают при попадании в пласт пресной или слабоминерализованной воды. Водные растворы с высокой степенью минерализации в значительной степени предупреждают дезагрегацию глинистых минералов пласта.

Другим важным фактором самокольматации коллектора является

образование нерастворимых осадков в процессе химического взаимодействия технологической жидкости или ее фильтрата с пластовыми флюидами. Нерастворимые в воде осадки возникают в случаях, когда в контактирующих жидкостях имеются такие сочетания ионов, которые в определенных термобарических условиях образуют сульфаты, карбонаты, гидроокиси металлов. Наличие в пластовых водах сероводорода при его контакте с жидкостью, содержащей растворенный кислород, может привести к выпадению в осадок кристаллической серы. Если в скважине происходит смешение технологических жидкостей, которые представлены близкими к насыщению растворами различных солей, возможно выпадение в осадок соли, обладающей меньшей растворимостью.

Снижение проницаемости коллектора может произойти за счет «высаливания» некоторых химических реагентов, растворенных в технологической жидкости, и ее контакте с минерализованными пластовыми водами.

Итак, анализируя выше изложенные причины снижения фильтрационных свойств продуктивных горизонтов, можно предложить следующую классификацию видов загрязнения (кольматации) пласта в зависимости от типа применяемого бурового раствора. Все виды нарушений естественных фильтрационных свойств коллекторов условно можно разделить на обратимую (устранимую) и необратимую (неустранимую) кольматации. Как видно необратимый характер имеет кольматация (принудительная кольматация) при использовании технологических жидкостей с содержанием твердой фазы: глинистые растворы, утяжеленные растворы и т.п.

Отсюда наиболее выгодным и перспективным направлением предупреждения снижения проницаемости коллектора при проводке скважин является применение жидкостей без содержания твердой фазы, некольматирующих поры пласта. Отсутствие твердой фазы, способной необратимо загрязнить призабойную зону пласта (ПЗП), а также высокая концентрация солей, необходимая для достижения высокой плотности,

сводящая к минимуму гидратацию глинистых минералов пласта, объясняют успешное применение этих растворов.

В общем виде к технологическим жидкостям для бурения и заканчивания скважин должны предъявляться следующие требования:

– достаточная для обеспечения необходимого противодавления на пласт плотность;

– максимальная сохранность коллекторских свойств продуктивного пласта;

– технологичность в приготовлении и использовании;

– коррозионная инертность по отношению к внутрискважинному оборудованию;

– стабильность в конкретных условиях ее применения;

– регулируемость технологических свойств в широких пределах;

– экономичность и недефицитность.

Безглинистые буровые растворы, плотность которых регулируется концентрацией водорастворимых солей и кислоторастворимых утяжелителей, имеют принципиальное преимущество перед глинистыми при заканчивании скважин за счет исключения из состава кольматанта, трудноудаляемого из ПЗП при освоении. Дополнительным преимуществом таких буровых растворов является более высокое качество крепления скважин.

В настоящее время для бурения наклонных и горизонтальных скважин часто используют буровые растворы на основе концентрированных растворов неорганических солей (рассолы) не содержащие твердой фазы, что позволяет максимально снизить затраты, сохранить коллекторские свойства продуктивных пластов и оборудование.

На сегодня разработана достаточно широкая гамма утяжеленных безглинистых буровых растворов плотностью до 1600 кг/м^3 на основе растворов неорганических солей (хлориды натрия, калия, кальция, магния) и карбоната кальция в качестве кольматанта для фильтрационного экрана. Оптимизация реологических и фильтрационных свойств этих растворов производится комплексом полисахаридных реагентов [82-94].

Буровые растворы плотностью 1600 – 2200 кг/м^3 на основе бромидов кальция, цинка или их смесей обеспечивают относительно высокое качество вскрытия продуктивного пласта и возможность почти полного восстановления проницаемости ПЗП (до 70 – 90%), но область их применения ограничивается низкой термобарической устойчивостью и экологической опасностью [85].

Высокую плотность растворов могут обеспечивать не только неорганические соли, но и органические, в частности, формиаты щелочных металлов. Формиаты обладают рядом преимуществ по сравнению с тяжелыми неорганическими солями, и в частности, экологической безопасностью, высокой ингибирующей способностью по отношению к глинистым сланцам, повышением термостабильности полисахаридных реагентов, низкой коррозионной активностью, совместимостью с пластовыми флюидами, снижением коэффициента трения буровых растворов [87,94].

Разработаны буровые растворы на основе формиатов, которые содержат комплекс полисахаридных реагентов для регулирования фильтрационных, реологических, псевдопластичных и капсулирующих свойств и мраморную крошку для временной кольматации ПЗП.

Буровые растворы на основе формиатов сохраняют термостабильность при температурах до 200 °С, имеют низкие значения показателя фильтрации (0,5 – 3,5 см^3 при Δ Р = 0,7 МПа), регулируемые в широких пределах значения пластической вязкости ($\eta_{пл}$ = 15 – 95 мПа·с) и динамического напряжения сдвига (τ_0 = 60 – 200 дПа), при этом буровые растворы имеют низкие гидравлические сопротивления (коэффициент консистенции К = 0,008 – 0,227 при скорости сдвига 511/1022 с$^{-1}$), низкие значения коэффициента трения ($К_{тр}$ = = 0,09 – 0,207), фильтрат раствора имеет низкое поверхностное натяжение на границе с углеводородной жидкостью (σ = 0,0083 – 0,013 Н/м).

Однако выше перечисленные соли либо очень дороги, либо труднодоступны, так как не производятся в РФ, что существенно ограничивает возможности их использования в промышленных масштабах.

Более доступны буровые растворы на основе солей кальция (хлориды,

нитраты, бромиды), но имеющийся ассортимент реагентов – стабилизаторов ограничивает возможности использования этих растворов при высоких температурах, особенно в скважинах малого диаметра [95-101].

Таким образом, обозначилась потребность в создании высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора на основе доступных солевых композиций без добавления твёрдой фазы в качестве утяжелителя, технологически эффективной в диапазоне плотностей от 1300 до 1560 кг/м^3.

2 ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИК ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО УТЯЖЕЛЁННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

Для решения одной из важнейших задач настоящей работы, такой как подбор компонентов высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора, а также определения их оптимальных концентраций, обеспечивающих усиление положительных технологических свойств раствора, необходимо исследование эксплуатационных характеристик раствора.

2.1 Технологические параметры буровых растворов

Основными технологическими операциями, связанными с буровыми растворами, являются: приготовление раствора, циркуляция его в скважине, очистка и обработка. Необходимость выполнения буровым раствором большого количества функций, неизбежно приводят к созданию многокомпонентной гетерогенной полидисперсной системы. В настоящее время для контроля технологических параметров используют два стандарта: отечественный и Американского Института Нефти (API). Использование стандарта API обусловлено его широким использованием практически во всех странах, но также практически повсеместным переходом на применение лабораторного оборудования, изготовленного по этому стандарту. Коэффициенты для перевода из одного стандарта в другой представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Единицы измерения параметров бурового раствора по стандарту API и перевод их в метрическую систему

Параметры раствора	Обозначение	Единица измерения		
		API	переводной коэффициент	метрическая система
Плотность	ρ	фунт/галлон	× 0,12 × 119	г/см³ кг/м³
Пластическая вязкость	$\eta_{пл}$ (PV)	мПа·с; спз	× 1	мПа·с; спз
Динамическое напряжение сдвига	τ_0 (YP)	фунт/100 фут²	× 4,80	дПа
Прочность геля	Gel, СНС	фунт/100 фут²	× 4,80	дПа
Фильтрация*	Ф (WL)	см³/30 мин.	× 1	см³/30 мин.
Содержание твердой фазы или других компонентов	с	фунт/баррель	× 2,853	кг/м³
Показатель консистенции	К	фунт·с^n/100 фут²	× 479	мПа·с^n/см²
Температура	t	°F	$t_C = \frac{t_F - 32}{1,8}$	°C
Другие показатели				
Глубина	H	фунт	× 0,3048	м
Давление	P	psi	× 0,0703	кг/см²
Диаметр	D	дюйм	× 25,4	мм
Объем	V	баррель	× 0,159	м³

* Фильтрация по API измеряется при давлении 10 psi (0,7 МПа), по ГОСТ Р 8.563-96 измерение этого параметра производится при 0,1 МПа. Пересчётные коэффициенты зависят кроме того от площади фильтровальной перегородки приборов.

2.2 Технические средства и методы определения параметров бурового раствора

2.2.1 Определение плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора ρ, кг/м³ – отношение массы бурового раствора к его объему. Различают кажущуюся и истинную плотность. Первая характеризует раствор, содержащий газообразную фазу, вторая – раствор без газовой фазы.

Для измерения плотности использованы весы рычажные – плотномер ВРП-1.

Принцип работы ВРП-1 основан на уравновешивании моментов левой и правой сторон подвижной части весов относительно опоры.

Истинная плотность бурового раствора, содержащего газообразные компоненты, рассчитываются по формуле:

$$\rho_{ист} = \frac{\rho}{1 - \frac{V_г}{100}}, \quad (2.1)$$

где $\rho_{ист}$ – истинная плотность, кг/м³; ρ – кажущаяся плотность, кг/м³; $V_г$ – объем газов, %.

2.2.2 Определение условной вязкости

Условная вязкость УВ, с – величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки определенного объема бурового раствора. Условная вязкость косвенно характеризует гидравлическое сопротивление течению, т.е. подвижность бурового раствора.

Для измерения условной вязкости используется вискозиметр ВБР-1, который состоит из мерной кружки и воронки.

2.2.3 Определение показателя фильтрации

2.2.3.1 При нормальной температуре

Показатель фильтрации Ф, см³ – величина, определяемая объемом дисперсионной среды, отфильтрованной за определенное время при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади. Показатель фильтрации косвенно характеризуют способность бурового раствора отфильтроваться через стенки ствола скважины.

Для измерения показателя фильтрации использован прибор Фильтр-пресс LTLP, стандарт API

Единицы измерения – мл/30 мин.

Принцип работы этого прибора основан на способности дисперсионной среды отфильтровываться под давлением из бурового раствора.

Оборудование:

– фильтр-пресс;

– фильтровальная бумага;

– реле времени с интервалом 30 минут;

– мерная мензурка, 25 или 50 мл.

Порядок действий:

1. Отобрать пробу раствора.

2. Собрать ячейку, положив на место фильтровальную бумагу.

3. Влить пробу в ячейку, не долив примерно один дюйм (13 мм) до верха.

4. Установить ячейку в рамку; закрыть и уплотнить крышку на ячейке.

5. Поставить под дренажную трубку сухую мерную мензурку.

6. Закрыть клапан сброса давления и настройте регулятор так, чтобы через 30 секунд или менее приложить давление 100 ± 5 psi (690 ± 35 кПа).

7. Держать давление 100 ± 5 psi (690 ± 35 кПа) в течение 30 минут.

8. Перекрыть расход через регулятор давления и осторожно открыть клапан сброса давления.

9. В отчете указать объем фильтрата с точностью до мл.

10. Стравить давление, проверить, чтобы давление было стравлено полностью, а затем снять ячейку с рамки.

11. Разобрать ячейку и слить буровой раствор.

12. Оставить фильтрационную корку на бумаге и слегка обмыть жидкостью основы раствора для удаления излишков бурового раствора.

13. Измерить и сообщить в отчете толщину фильтрационной корки с точностью до 1/32 дюйма (1,0 мм).

2.2.3.2 При повышенной температуре

Фильтр-пресс HTHP

Единицы измерения – мл/30 мин.

Оборудование:

– фильтр-пресс HTHP на 175 или 500 мл;

– фильтровальная бумага;

– реле времени с интервалом 30 минут;

– термометр до 500 °F (260 °C);

– мерная мензурка 25 мл или 50 мл;

– высокоскоростной смеситель;

– линия подачи газа (CO_2 или азот).

Порядок действий:

1. Отобрать пробу раствора.

2. Предварительно нагреть нагревательную рубашку до температуры, превышающей необходимую для испытания температуру на 10 °F (6 °C).

3. Закрыть шток нижнего клапана на ячейке фильтра и влить в ячейку размешанную пробу раствора.

Примечание: Оставить достаточно пустого пространства на расширение раствора.

При температуре °F (°C)...	Пустое пространство, дюймов (см)...
до 300 (149)	1 (2,5)
300 – 350 (149 – 177)	1,5 (3,8)
400 – 500 (204 – 260)	2,5 – 3,0 (6,3 – 7,5)

4. Поместить в ячейку фильтровальную бумагу.

5. Закрыть ячейку колпачком, затянуть все зажимные винты и закрыть шток клапана на колпачке.

6. Поместить ячейку в нагревательную рубашку, надев на дно ячейки колпачок. Вращать ячейку до тех пор, пока она не защелкнется.

7. Поставить термометр в термокарман ячейки.

8. Подсоедините установку подачи давления к штоку верхнего клапана и зафиксируйте ее.

9. Подсоединить ресивер давления к штоку нижнего клапана и защелкнуть его на месте.

10. Приложить давление 200 psi (1380 кПа) сверху и 100 psi (690 кПа) снизу.

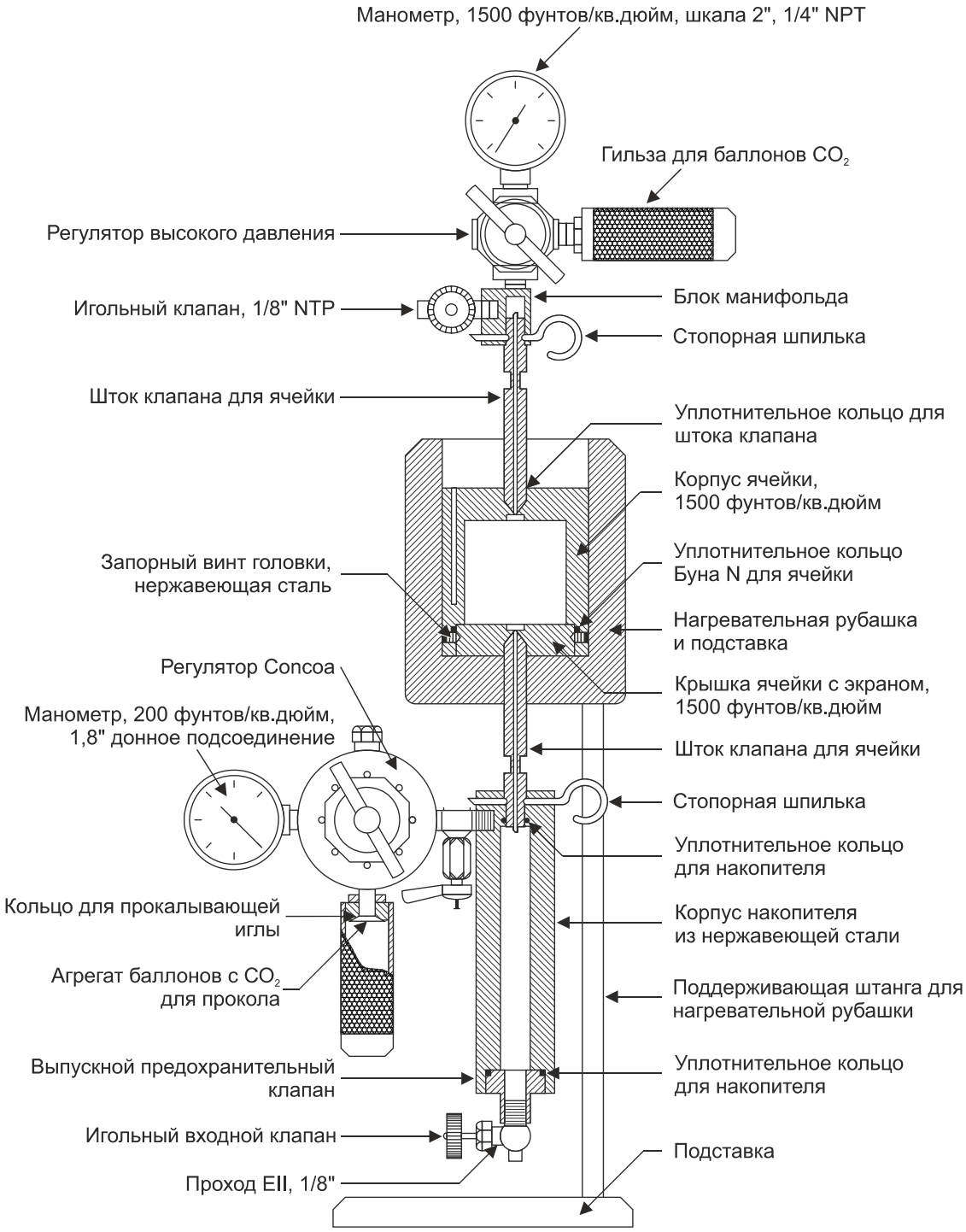


Рисунок 2.1 – Схема фильтр-пресса HTHP фирмы OFITE

11. Открыть шток верхнего клапана и держать это давление вплоть до достижения необходимой для испытания температуры.

12. По достижении необходимой для испытания температуры открыть нижний клапан.

13. Сразу же отрегулировать давление на верхнем и нижнем регуляторе,

согласно следующим указаниям.

При температуре °F (°C)...	Установить верхний регулятор на (psi)...	Установить нижний регулятор на (psi)...
до 300 (149)	600	100
300 – 400 (149 – 204)	700	200
400 – 500 (204 – 260)	800	300

14. Фильтровать в течение 30 минут при постоянной температуре испытания ± 5 °F (± 3 °C) и постоянном заданном давлении.

15. Закрыть штоки верхнего и нижнего клапана.

16. Сбросить давление из верхнего регулятор и отсоединить установку подачи давления.

17. Отвинтить винт-барашек на нижнем регуляторе.

18. Осторожно слить фильтрат из ресивера в мерную мензурку.

19. Подождать несколько секунд, чтобы дать фильтрату стечь на дно ресивера.

20. Медленно затянуть винт-барашек, чтобы смыть остатки фильтрата из ресивера в мерную мензурку.

21. Сбросить давление из нижнего регулятора и отсоединить систему подачи давления.

22. Вынуть ячейку из нагревательной рубашки и дождаться пока ячейка остынет.

23. Держа ячейку фильтра колпачком вниз, ослабить шток клапана ячейки фильтра для сброса давления.

24. Когда давление окончательно упадет, закрыть шток клапана.

25. Держа ячейку фильтра колпачком вверх, ослабить шток клапана.

26. Ослабить зажимные винты и снять колпачок.

27. Вынуть и измерить фильтрационную корку с точностью до 1/32 дюйма (1,0 мм).

28. Записать объем фильтрата HTHP как величину, вдвое большую, чем объем собранного фильтрата.

2.2.3.3 Определение толщины фильтрационной корки

Толщина фильтрационной корки измеряется линейкой.

Порядок работы:

– после определения показателя фильтрации вынуть из прибора фильтр с коркой, смыть с нее верхнюю рыхлую часть слабой струей воды и поместить корку на ровную пластину;

– измерить линейкой толщину фильтрационной корки.

2.2.4 Анализ фильтрата бурового раствора и минерализации пластовой воды

2.2.4.1 Определение кальция и магния

Для определения концентрации ионов Ca^{++} и Mg^{++} применяют комплексометрический метод.

Комплексометрическое определение кальция основано на способности трилона Б извлекать кальций из его растворимого окрашенного комплекса с мурексидом, вследствие чего розовая окраска раствора изменяется на фиолетовую.

Необходимые реактивы:

– кали едкое 5 н раствор;

– 280 г безводного КОН или 460 г $KOH \cdot 2H_2O$ растворить в воде, довести объем до 1 литра и перемешать;

– комплексон III (трилон Б, двунатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты, хелатон, ЭДТА и др.) 0,01 н раствор;

– 1,8612 г х/ч реактива растворитель в 200 – 300 мл дистиллированной воды при небольшом нагревании, отфильтровать и после охлаждения разбавить в мерной колбе до 1 л; установить нормальность комплексона по титрованному раствору $MgSO_4 \cdot 7H_2O$;

– индикатор мурексид;

– смешать 1 массовую часть мурексида и 99 массовых частей KCl, смесь тщательно растереть до тонкого порошка и хранить в сухом виде; можно также

использовать индикатор флурексон (метод приготовления аналогичен мурексиду);

– солянокислый гидроксиламин NH_2OHCl кристаллический.

Порядок проведения анализа:

– 1-2 мл фильтрата пипеткой перенести в коническую колбу вместимостью 250 мл, разбавить водой до 100 мл, добавить 5 мл н. раствора КОН, 10 мг кристаллического гидроксиламина и 10-25 мг сухого индикатора мурексида, раствор при этом окрашивается в красный цвет;

– титровать трилоном при энергичном перемешивании до появления устойчивой (не исчезающей в течение 3-5 минут) фиолетовой окраски, от прибавления избытка трилона окраска не должна изменяться;

– в качестве свидетеля взять перетитрованную пробу;

– если в качестве индикатора применяется флоуурексон, то титрование вести от окраски желтого цвета с интенсивно зеленой флуоресценцией до оранжево-розового цвета.

Обработка результатов анализа.

Концентрация ионов кальция рассчитывается по формулам:

$$X_{Ca^{2+}} = \frac{V \cdot H \cdot 1000}{\alpha}, \quad (2.2)$$

$$Y_{Ca^{2+}} = X_{Ca^{2+}} \cdot Э, \quad (2.3)$$

где $X_{Ca^{2+}}\left(Y_{Ca^{2+}}\right)$ – концентрация ионов кальция, мг-экв/л (мг/л); V – объем раствора трилона Б, израсходованного в титрование, мл; Н – нормальность раствора трилона Б; α – объем исследуемой пробы фильтрата, взятой для определения, мл.

2.2.4.2 Определение магния

Необходимые реактивы:

– комплексон III (трилон Б), 0,05 и 0,01 н. раствор;

– гидроксиламин солянокислый;

– буферный раствор, pH = 11;

– 20 г хлористого аммония NH_4Cl растворить в 500 мл дистиллированной воды, добавить 10 г КОН и 1 г NaOH, затем прилить 400 мл 25 %-ного NH_4OH и дистиллированной водой довести объем до 1 л;

– индикатор хромоген черный, сухая смесь с KCl в соотношении 1 : 99.

Порядок проведения анализа:

– 1-2 мл фильтрата (такое же количество, как и для определения кальция) разбавить дистиллированной водой до 50-100 мл;

– ввести 5 мл буферной жидкости, 10-25 мг индикаторной смеси хромогена черного (щепотку) и гидроксиламина солянокислого-10-15 мг; титрование провести при энергичном перемешивании раствором комплексона до перехода окраски от вишнево-красной до сине-зеленоватой;

– при больших содержаниях магния титрование вести 0,1 или 0,05 н., а при малых – 0,01 н. раствором комплексона; если в качестве индикатора применяется берилон, то окраска изменяется от синей до сиреневой.

Концентрация ионов магния определяется по формулам:

$$X_{Mg^{2+}} = \frac{(V_1 - V) \cdot H \cdot 1000}{\alpha}, \quad (2.4)$$

$$Y_{Mg^{2+}} = X_{Mg^{2+}} \cdot Э, \quad (2.5)$$

где $X_{Mg^{2+}}\left(Y_{Mg^{2+}}\right)$ – концентрация ионов магния, мг-экв/л (мГ/л); V_1 – объем раствора комплексона, израсходованного на титрование Ca^{2+} + Mg^{2+} мл; V – объем раствора комплексона, израсходованного на титрование Са2+, мл; Н – нормальность раствора трилона Б; α – объем пробы, взятой для анализа, мл.

2.2.4.3 Определение хлор-иона

Определение хлор-иона производится аргентометрическим и меркуриметрическим методами.

Аргентометрический метод основан на взаимодействии хлор-ионов с онами серебра в присутствии хромат-ионов.

Необходимые реактивы:

– азотнокислое серебро, 0,1 и 0,01 н титрованный раствор;

– для приготовления 0,1 н. раствора 17 г $AgNO_3$ поместить в мерную колбу вместимостью 1000 мл и довести до метки дистиллированной водой; нормальность и титр раствора установить по хлористому натрию, для чего взять определенные объемы титрованного раствора NaCl и титровать приготовленным раствором $AgNO_3$ с индикатором хромовокислым калием до

появления неисчезающей кирпично-красной окраски;

– нормальность раствора вычислить по формуле:

$$H_{AgNO_3} = \frac{V_{NaCl} \cdot H_{NaCl}}{V_{AgNO_3}}, \quad (2.6)$$

где H_{AgNO_3} – нормальность раствора $AgNO_3$; H_{NaCl} – нормальность раствора NaCl; V_{AgNO_3} – объем титрованного раствора $AgNO_3$, мл; V_{NaCl} – объем титрованного раствора NaCl, мл;

– индикатор – хромовокислый натрий 10 %-ной концентрации H_2SO_4 – 0,1 н раствор.

Порядок проведения анализа:

– в зависимости от результатов приближенного определения хлор-иона (качественная реакция) отобрать пипеткой 1-10 мл фильтрата бурового раствора;

– добавить 50 мл дистиллированной воды;

– оттитровать карбонат и гидрокарбонат ионы, как описано выше;

– добавить 1 мл 10%-ного раствора хромовокислого калия;

– титровать 0,1 или 0,01 н раствора $AgNO_3$ при постоянном перемешивании до перехода желтой окраски раствора в красновато-бурую;

– для определения она хлора можно использовать также фильтрат, в котором оттитрована общая щелочность.

Концентрация хлор-иона определяется по формулам:

$$X_{Cl^-} = \frac{V \cdot H \cdot 1000}{\alpha}, \quad (2.7)$$

$$Y_{Cl^-} = X_{Cl^-} \cdot Э, \quad (2.8)$$

где $X_{Cl^-}\left(Y_{Cl^-}\right)$ – содержание хлор-иона, мг-экв/л (мг/л); V – объем раствора $AgNO_3$, израсходованного на титрование, мл; H – нормальность раствора $AgNO_3$; α – объем фильтрата, взятого для анализа, мл; Э – эквивалент хлор-иона, равный 35,5.

2.2.4.4 Определение суммы щелочных металлов

Прямое определение ионов щелочных металлов химическими методами занимает много времени, поэтому практически удобнее определять сумму натрия и калия по разности анионов и катионов. Вычисление проводят следующим образом:

– просуммировать мг-эквивалентный состав катиона (Ca^{2+} и Mg^{2+}) в исследуемом фильтрате;

– просуммировать мг-эквивалентный состав аниона (CO_3^{2-}, HCO_3^{2-}, HCO_3^-, Cl^-, SO_4^{2-});

– из суммы мг-эквивалентов анионов вычесть сумму мг-эквивалентов катионов; найденная разность равна сумме щелочных металлов ($Na^+ + K^+$) в фильтрате.

2.2.5 Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов (РД 39-2-813-82)

Общие положения

1.1. Количественная оценка ингибирующих свойств буровых растворов производится для решения следующих задач:

– классификации буровых растворов по ингибирующей способности;

– научно обоснованного выбора типа бурового раствора при бурении в неустойчивых глинистых отложениях;

– контроля ингибирующей способности бурового раствора в процессе бурения;

– определения путей развития и совершенствования систем буровых растворов.

1.2. Целевое назначение методики – установление порядка подготовки образцов проведения экспериментов и определения показателя, увлажняющей способности буровых растворов.

1.3. Показатель увлажняющей способности раствора не зависит от состава образца глинистой породы, используемого в эксперименте.

1.4. Буровые растворы сравниваются между собой по величине показателя увлажняющей способности ($П_0$) – чем меньше этот показатель, тем выше ингибирующая способность бурового раствора.

Методика подготовки образцов и проведения экспериментов

2.1. Для определения увлажнения глин буровыми растворами

используются образцы (принятые за эталон) прессованного саригюхского бентонита диаметром 20 мм и высотой 32 мм.

2.1.1. Перед прессованием образец глины необходимо размолоть и просеять через сито с диаметром отверстий не более 0,25 мм.

2.1.2. Определить влажность глинопорошка ОСТ 39-203-02-86.

2.1.3. Определить коэффициент коллоидальности глинопорошка (К).

Определение коэффициента коллоидальности

Навеска 0,02 г глины высушенной при 105 °С и пропущенной через сито в отверстием 1 мм помещают в колбу на 250 мм. Добавляют 15 мл H_2O_2 (3 %-ную) и 0,5 мл 5 н H_2SO_4. Тщательно перемешивают и кипятят 4 мин. в колбе с обратным холодильником. После охлаждения добавляют 35 мл H_2O (дистил.) и титруют метиленовой синью (0,45 %-ной). После добавки каждого мл сини раствор тщательно перемешивают, палочкой из колбы отбирают каплю и наносят на фильтровальную бумагу.

При недостаточности метиленовой сини на фильтре от капли получается темный круг с резко очерченной границей. Титрование ведут пока не появится за темным кругом голубой ореол. После этого через 2 мин. берут повторную каплю, и если не исчез ореол, титрование считается законченным. Если ореол исчезает, то титрование продолжается до одинакового результата.

Коллоидальность в % рассчитывается по формуле:

$$K = A\frac{V}{a}, \qquad (2.9)$$

где V – объем метиленовой сини, пошедшей на титрование, мл; а – навеска сухой глины, г; А = 1,923 – коэф. адсорбции метиленовой сини на бентоните.

2.1.4. Увлажнить просеянный глинопорошок по содержанию влаги в нем

$$W = 33{,}3\ К, \%. \qquad (2.10)$$

2.1.5. Увлажнение глинопорошка проводить дистиллированной водой при тщательном разбрызгивании и перемешивании.

2.1.6. Определить влажность увлажненного глинопорошка в соответствии с п. 2.1.2.

2.1.7. Навеску увлажненного глинопорошка в количестве 20 г засыпать в

пресс-форму, предварительно смазав внутреннюю часть цилиндра небольшим количеством солидола.

2.1.8. Прессование производить при давлении 40,0 МПа в течение 5 минут. Время набора рабочего давления с момента движения поршня пресс-формы должно составлять 30-40 сек.

2.1.9. Выпрессовать образец из пресс-формы и запарафинить его торцы, окунув их в расплавленный парафин на глубину 2 мм.

2.2. Приготовить 1000 см³ водного раствора химических реагентов, аналогичных химической обработке растворов. Если контроль ведется в процессе бурения, то исследуется непосредственно глинистый раствор. Проба раствора или композиции реагентов используется для одной серии опытов.

2.2.1. Взвесить образцы и опустить в кристаллизатор.

2.2.2. Залить в кристаллизатор приготовленную среду так, чтобы ее уровень был выше верхнего торца образцов.

2.3. Серия экспериментов проводится на пяти параллельных образцах.

2.4. Время выдержки в исследуемых средах равно четырем часам.

2.4.1. По истечении времени, указанного в п. 2.4. образцы вынуть из среды, убрать капли раствора фильтровальной бумагой и взвесить с точностью до 0,1 г.

2.4.2. При испытании бурового раствора образцы, выдержанные среде, дополнительно освобождаются от налипшей корки, а затем проводится работа в соответствии с п. 2.4.1.

2.5. Температура при проведении экспериментов не должна превышать 30 °С.

Определение показателя увлажняющей способности

3.1. Показатель увлажняющей способности для любого раствора рассчитывается по формуле:

$$П_0 = V_t e^{(0,85-K)\ln \tau}, \qquad (2.11)$$

где V_t – текущая скорость увлажнения, см/час.; $П_0$ – показатель увлажняющей способности, см/час.; τ – время увлажнения образцов, час.; К – коэффициент коллоидальности глины,

определяемый по метиленовой сини.

Текущая скорость увлажнения рассчитывается по формуле:

$$V_t = \frac{(P_2 - P_1)K^1}{P_1\tau} \cdot 100 \text{ см/час}, \quad (2.12)$$

где P_2 – вес увлажненного образца, г; P_1 – вес исходного образца, г; τ – время испытания, час; K^1 – коэффициент, имеющий размерность, см (равен 1).

2.2.6 Замер реологических параметров с использованием вискозиметра ротационного типа Fann модели 35-SA

Ротационный вискозиметр типа Fann Viscometer модели 35-SA предназначен для определения реологических свойств ньютоновских и неньютоновских жидкостей при атмосферном давлении и температуре до 90°С.

В основном используются три скорости: для измерения пластической вязкости $\eta_{пл}$ и предельного динамического напряжения сдвига τ_0 наружный цилиндр вращается со скоростью 600 об/мин. и 300 об/мин. Для измерения предельного статического напряжения сдвига используется минимальная скорость – 3 об/мин. (переключение скоростей указано на схеме, изображенной на верхней части прибора и при помощи тумблера, расположенного на нижней плите справа).

Принцип действия прибора основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой жидкости, расположенной между вращающимся цилиндром и измерительным цилиндром, связанным с цилиндрической пружиной кручения.

Основной особенностью прибора типа Fann VG-35 является то, что указанные на шкале прямые отсчеты углов закручивания внутреннего цилиндра (балансира) при различных скоростях вращения наружного цилиндра легко преобразовать в реологические показатели, не используя для этого каких-либо коэффициентов и констант прибора.

Искомые величины $\eta_{пл}$ и τ_0 определяют по приведенным ниже формулам:

$$\eta_{пл} = П_{600} - П_{300} \text{ мПа·с,} \quad (2.13)$$

$$\tau_0 = П_{300} - \eta_{пл} \text{ фунт/100 кв. футов; } \times 4{,}8 = \tau_0 \text{ дПа.} \quad (2.14)$$

Для измерения предельного статического напряжения сдвига, исследуемый раствор подвергается тщательному перемешиванию при скорости вращения 600 об/мин (в течение 1 мин.). Затем, переключив скорость вращения на 3 об/мин (путем поднятия красного шарика из нулевого положения на 3 см вверх), выключают электромотор, оставляют раствор в покое на нужное время (10 мин и 10 с) тиксотропного упрочнения, после чего включают мотор и снимают показания шкалы в момент разрыва геля (максимальное значение, предшествующее разрушению структуры). Прочность геля (СНС) измеряется в фунт/100 кв. футов. Буровые растворы в диапазоне скоростей сдвигов, развиваемых в скважине являются псевдопластичными и подчиняются степенному реологическому закону (модель Оствальда-де Ваале):

$$\tau = K\gamma^n, \quad (2.15)$$

где τ – напряжение сдвига; γ – скорость сдвига; К – показатель консистенции, характеризующий степень разжиженности материала. Чем выше «К», тем более вязкой является жидкость; n – параметр, характеризующий отклонение физических свойств материала от поведения ньютоновской жидкости. Чем «n» меньше единицы ($n < 1$), тем более псевдопластична жидкость.

Для оценки реологических свойств с помощью степенного закона, на основании реометрических показателей строится график $\tau = f(\gamma)$ в двойных логарифмических координатах.

Величина «n» на графике есть угол наклона фигуративной линии к оси напряжения, а «К» есть отрезок, отсекаемый этой линией на оси напряжений.

Конструкция вискозиметров, используемых в бурении такова, что позволяет делать расчеты «К» и «n» по простейшим формулам

$$n = 3{,}32 \cdot \lg \frac{\tau_2}{\tau_1} \text{ и } K = \frac{0{,}511\tau_1}{(1{,}7N_1)^n}\left[\frac{\text{дины} \cdot \text{сек}^n}{\text{см}^2}\right], \quad (2.16)$$

где τ_1 и τ_2 показатели реометра (Фанн), причем τ_2 взято при числе об/мин в 2 раза больше, чем для τ_1, N_1 – число оборотов.

Так если = 300 об/мин и = 600 об/мин, то

$$n = 3{,}32 \cdot \lg \frac{\tau_{600}}{\tau_{300}}, \tag{2.17}$$

$$K = \frac{0{,}511 \cdot \tau_{300}}{511^n} \left[\frac{\text{дины} \cdot \text{сек}^n}{\text{см}^2} \right] = \frac{\tau_{600}}{1022^n} \left[\frac{\text{фунт}}{100\ \text{фут}^2} \right]. \tag{2.18}$$

2.2.7 Определение коэффициента трения по стандарту АНИ

Используемое оборудование

Аппаратура: машина трения фирмы Бароид (США).

Весы лабораторные ГОСТ 24104-88.

Стакан стеклянный вместимость 250 см³ ГОСТ 23932-90.

Реактивы: вода дистиллированная ГОСТ 6709-72.

Проведение испытаний

2,5 г смазочной добавки растворяют в 247,5 г дистиллированной воды. Определение коэффициента трения производят на машине трения фирмы Бароид по стандарту Американского нефтяного института (АНИ) при нагрузке 150 фунт/кв. дюйм и скорости вращения 60 об/мин.

Расчет показателей

Коэффициент трения определяется как

$$K_{тр} = \frac{F}{W}, \tag{2.19}$$

где F – сила трения, W – нагрузка, или сила, необходимая для скольжения поверхности блока и кольца относительно друг друга.

Снижение коэффициента трения 1%-ного водного раствора смазочной добавки вычисляют по формуле:

$$K_{тр} = \frac{M - M_1}{M} \cdot 100\ \%, \tag{2.20}$$

где M – коэффициент трения дистиллированной воды (стандартное поверочное для машины трения значение коэффициента в пределах 0,32-0,34); M_1 – коэффициент трения 1%-ного водного раствора смазочной добавки.

Определение коэффициента трения реального бурового раствора производят путем замера показаний прибора в среде этого раствора при разных нагрузках до момента получения значения крутящего момента более 50.

2.2.8 Упрощенная методика определения качества бактерицидов и биоустойчивости реагентов

Для оценки высокомолекулярных полимерных реагентов готовится 1 %-ный водный раствор и замеряется эффективная вязкость при 200 об/мин на приборе FANN.

Замер вязкости проводится через 1, 3, 4, …, 10 суток, либо до момента окончательной потери вязкости.

Для лучшей жизнедеятельности микроорганизмов 1 раз в сутки раствор перемешивается в течении 15-ти минут. Температура поддерживается в пределах 20 – 35 °С.

Скорость биодеструкции зависит от начальной зараженности продукта.

2.2.9 Экспериментальное определение молекулярной диффузии

2.2.9.1 Диффузия газа

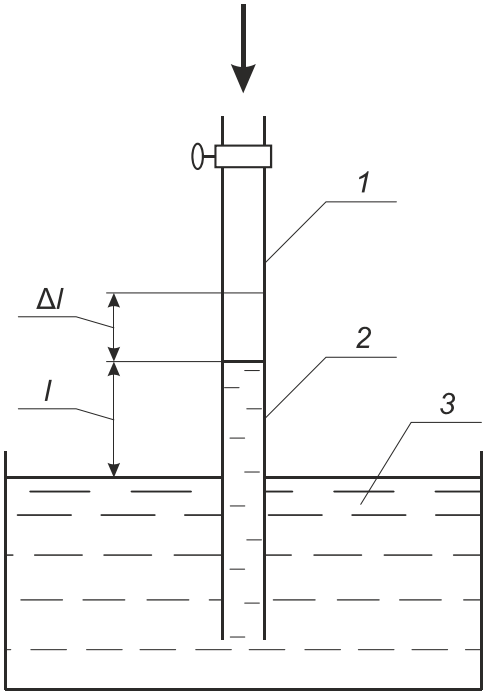
Механизм прохождения газа через жидкость при разных давлениях будет отличаться. В случае нормальных давлений это явление называется «барботажем» и определяется, главным образом, поверхностными силами на границе раздела фаз. Методы очистки жидкости от газа достаточно хорошо изучены и широко используются, например, в практике бурения. Это и химические методы и механическая дегазация буровых растворов.

При повышенных давлениях, когда газы не могут агломерироваться в пузырьки, речь идёт о молекулярной диффузии газов в жидкость и величина её определяется во многом растворимостью газов в жидкости.

Установка для исследования диффузии газов представлена на рисунке 2.2. Для проведения эксперимента капилляр 1 продувается исследуемым газом и помещается в емкость с исследуемой жидкостью 3. Капиллярный эффект проявляется в перемещении столбика жидкости 2 до уровня l. Диффузия газа приводит к перемещению столбика жидкости в сторону газовой фазы на Δl.

В общем случае под молекулярной диффузией понимается перемещение молекул в результате их теплового движения. Причиной диффузии является

неравновесность между какими-либо областями системы, а движущей силой – разность химических потенциалов. Как известно химический потенциал определяется концентрацией взаимодействующих молекул и силовыми полями вокруг каждой молекулы. На силовые поля, в свою очередь, влияет состав диффундирующих веществ, температура и давление. Диффузия, возникающая под действием градиента концентраций, носит название обычной или молекулярной диффузии, под действием градиента температуры – термодиффузии, а возникающая под действием давления – бародиффузией.



1 – капиллярная трубка; 2 – перемещающийся столбик жидкости; 3 – бачок с исследуемой жидкостью

Рисунок 2.2 – Принципиальная схема ячейки Стефана

Для описания одномерной диффузии в бинарной смеси, т. е. состоящей из диффундирующего вещества А и растворителя В, пользуются первым законом Фика:

$$M_A = -D_{AB} F \tau \frac{\partial C_A}{\partial n} \%, \qquad (2.21)$$

где M_A – количество вещества, переносимого молекулярной диффузией за время τ через поверхность F, установленную нормально к направлению диффузии; $\frac{\partial C_A}{\partial n}$ – градиент концентрации (частная производная функции берется потому что она кроме зависимости от

расстояния также зависит от времени); D_{AB} – коэффициент молекулярной диффузии.

Коэффициент молекулярной диффузии D_{AB} позволяет численно оценить способность молекул одного вещества перемещаться в другом при данном градиенте концентраций, температуре и давлении. Знак минуса в формуле 2.21 указывает, что диффузия протекает в направлении снижения концентрации диффундирующего вещества. Если величина $\frac{\partial C_A}{\partial n}$ не изменяется во времени, то молекулярная диффузия является стационарной, в противном случае процесс диффузии описывается вторым законом Фика:

$$\frac{\partial C_A}{\partial \tau} = D_{AB} \frac{\partial^2 C_A}{\partial n^2} \qquad (2.22)$$

при условии, что не зависит от концентрации .

Объем растворившегося газа в ячейке Стефана определяется путем произведения перемещения столбика жидкости в капилляре Δl на площадь поверхности контакта фаз, которая находится через известный диаметр капилляра. Тогда коэффициент молекулярной диффузии рассчитывается по формуле

$$D_{AB} = \frac{\pi(\Delta l)^2}{4(c^*)^2 \tau}, \qquad (2.23)$$

где c^* – растворимость газа при данных P и T, τ – время процесса диффузии.

Величину термодиффузии и бародиффузии определяли опосредованно, прогревая безбаритовый буровой раствор в специальных «ячейках старения» под атмосферой соответствующего газа при температуре 100 °C в течение 16 и 48 часов, контролируя изменение плотности бурового раствора после прогрева.

2.2.9.2 Диффузия пластовых вод

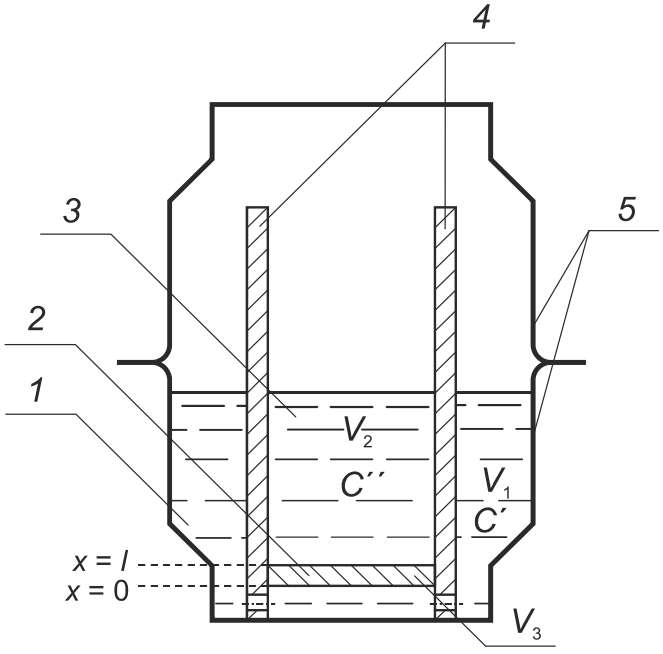
Разбавление бурового раствора пластовыми флюидами может происходить, как при непосредственном смешении с пластовой жидкостью (например, при «свабировании» во время СПО, либо при нескомпенсированности пластового давления при бурении), так и при контакте раствора с пластовыми флюидами за счёт диффузионных и осмотических перетоков. Варианты разбавления безбаритовых рассолов пластовыми водами,

рассмотрим ниже. Однако, учитывая высокую минерализацию рассола, составляющих основу бурового раствора, необходимо изучить также возможность молекулярной диффузии воды в рассол.

Основным отличием диффузии жидкостей, от рассмотренной выше диффузии газов, является возрастание влияния концентрации образуемого раствора на величину D_{AB}. В этом случае второй закон Фика приобретает вид

$$\frac{\partial C_A}{\partial \tau} = D_{AB}\frac{\partial^2 C_A}{\partial n^2} + \frac{\partial D_{AB}}{\partial C_A}\left(\frac{\partial C_A}{\partial n}\right)^2. \qquad (2.24)$$

Определение коэффициента молекулярной диффузии в лабораторных условиях проводят при незначительном изменении концентрации диффундирующего вещества А в растворителе В, т. о. получается фиксирование диапазона концентраций. В этом случае коэффициент молекулярной диффузии называется интегральным D^i_{AB}.



1 – растворитель, 2 – пористая диафрагма, 3 – диффундирующее вещество, 4 – ячейка, 5 – кювета

Рисунок 2.3 – Схема ячейки для исследования диффузии в капиллярах пористой диафрагмы

Установка, с помощью которой определялась молекулярная диффузия воды в безбаритовом растворе, представлена на рисунке 2.3. Основным ее элементом является пористая диафрагма 2, в качестве которой была использована фильтровальная бумага. Более тяжелый раствор 3 помещается над диафрагмой. В

результате диффузии концентрация раствора в ячейке 4 понижается, а в нижней кювете 5 – возрастает. Вместе с этим меняется плотность растворов, вязкость, содержание солей и т. д.

Приведем вывод уравнения для расчета интегрального коэффициента диффузии.

Обозначим концентрацию раствора в ячейке 4 в начале и конце временного интервала τ через $C''_н$ и $C''_к$, в кювете 5 – через $C'_н$ и $C'_к$. Объемы ячейки, кюветы и диафрагмы, соответственно V_1, V_2 и V_3. Изменение концентрации C' и C'' в объемах V_1 и V_2 в течении времени τ можно описать формулами

$$\frac{dC'}{d\tau} = -I_{(\tau)} \frac{F_э}{V_1}, \tag{2.25}$$

$$\frac{dC''}{d\tau} = -I_{(\tau)} \frac{F_э}{V_2}, \tag{2.26}$$

где $F_э$ – полное эффективное сечение пор в диафрагме, $I_{(\tau)}$ – величина потока вещества, переносимого через диафрагму. Индекс τ подчеркивает постепенное уменьшение потока со временем.

Вычитая из (2.26) уравнение (2.25) получим

$$\frac{d\left(C'' - C'\right)}{d\tau} = -I_{(\tau)} F_э \left(\frac{1}{V_1} + \frac{1}{V_2} \right). \tag{2.27}$$

Обозначим усредненный коэффициент диффузии при изменении концентрации от C' до C'' как $\bar{D}_{AB}^{(\tau)}$, где индекс (τ) указывает на зависимость $\bar{D}_{AB}$ от времени. Тогда учитывая постоянство потока через любые два сечения диафрагмы, параллельные ее поверхности, $I_{(\tau)} = \text{const}$ получим

$$\begin{aligned} \bar{D}_{AB}^{(\tau)} &= \frac{1}{C'' - C'} \int_{C'}^{C''} D_{AB} dC = \\ &= \frac{1}{C'' - C'} \int_{x=0}^{l} D_{AB} \left(\frac{dC}{dx} \right) dx = \frac{l_э I_{(\tau)}}{C' - C''}, \end{aligned} \tag{2.28}$$

где x – расстояние данного сечения от нижней поверхности диафрагмы.

Объединяя (2.27) и (2.28), получаем

$$-\frac{d\ln\left(C'' - C'\right)}{d\tau} = \frac{F_э}{l_э} \left(\frac{1}{V_1} + \frac{1}{V_2} \right) \bar{D}_{AB}^{(\tau)}, \tag{2.29}$$

где $l_э$ – средняя эффективная длина пор диафрагмы вдоль направления диффузии.

Интегрируя по времени от 0 до τ имеем

$$\ln\frac{C'_н - C''_н}{C'_к - C''_к} = \frac{F_э}{l_э}\left(\frac{1}{V_1}+\frac{1}{V_2}\right)\int_{\tau=0}^{\tau}\bar{D}_{AB}^{(\tau)}d\tau\,. \qquad (2.30)$$

Введем обозначение

$$\bar{D}_{AB} = \frac{1}{\tau}\int_0^{\tau}\bar{D}_{AB}^{(\tau)}d\tau\,. \qquad (2.31)$$

Таким образом, выразив постоянную ячейки через β, получаем выражение

$$D_{AB}^{i} = \frac{1}{\beta\tau}\ln\frac{C'_н - C''_н}{C'_к - C''_к}\,. \qquad (2.32)$$

Следовательно, интегральный коэффициент диффузии D_{AB}^{i} есть результат двойного усреднения (по координате x и по времени τ).

Постоянную ячейки β, входящую в уравнение (2.32), можно определить только опытным путем, калибруя ячейку раствором с точно известным коэффициентом диффузии. Для используемой в опытах установки, постоянная ячейки определялась путем измерения скорости диффузии 0,1 н раствора KCl в воде.

2.3 Исследование эксплуатационных свойств высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора

2.3.1 Исследование коррозионной активности (по стальному и алюминиевому инструменту) высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора плотностью не менее 1560 кг/м³

Коррозионная активность определяется стандартным гравиметрическим методом по ГОСТ 9.502-89.

3 РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО УТЯЖЕЛЁНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

3.1 Оценка работоспособности различных реагентов, в среде минерализованной водной фазы

Поскольку буровой раствор на основе рассола солей высокой плотности изначально предполагается использовать как зоне АВПД, так и при вскрытии нефтенасыщенного коллектора, то есть, априори, создавая существенную репрессию на продуктивный пласт, то основными требованиями к разрабатываемой системе раствора должны быть следующие [3, 6, 37]:

– обеспечение минимально возможных вязкостных и реологических показателей для минимизации продавочных давлений в стволах малого диаметра и возможностей последующего оттеснения фильтрата из коллектора при освоении скважины;

– обеспечение минимальных фильтрационных характеристик бурового раствора, для минимизации зоны обводнения коллектора;

– обеспечение максимально возможных ингибирующих свойств раствора, для исключения гидратации «глинистого цемента» в порах пласта с целью сохранности фильтрационно-ёмкостных характеристик последнего;

– обеспечение низкого межфазного натяжения и смачиваемости поверхности коллектора, а также исключение образования нерастворимых осадков.

Кроме того, раствор должен сохранять функциональную работоспособность в диапазоне температур от отрицательных (до – 35 °С) до повышенных (100°С), сохранять стабильность при пластовой агрессии, а также не оказывать агрессивного воздействия на буровой инструмент и оборудование циркуляционной системы и, конечно же, окружающую среду.

Значение этапа первичного вскрытия возрастает при бурении скважин со значительной кривизной и горизонтальных, когда важнейшими условиями качественной промывки ствола становятся: реология раствора, его смазочные

характеристики и степень «загрязнения» коллектора буровым раствором и фильтратом. Практика показывает, что при одинаковом уровне загрязнения призабойной зоны пласта в горизонтальных и вертикальных скважинах абсолютные потери дебита в горизонтальных скважинах существенно выше, чем в вертикальных [3].

Традиционные глинистые растворы не рекомендуется использовать для вскрытия продуктивных пластов при заканчивании высокопроницаемых коллекторов открытым забоем, из-за наличия в них значительного количества коллоидной фазы и возможной кольматации коллектора мелкими частицами. Кроме того, в случае стабилизации растворов синтетическими полимерами, например, акрилового ряда, требуются дополнительные обработки для последующего удаления полимера из скважины и продуктивного пласта [4, 5].

Для минимизации загрязнения продуктивного коллектора зачастую предлагаются рассолы с кольматирующей твердой фазой в виде гранулированных водо- и кислоторастворимых солей, стабилизированных полимерами. Однако подобные системы можно применять в тех случаях, когда к реологическим свойствам растворов не предъявляется особых требований.

Как отмечалось [6], безглинистые буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов в горизонтальных скважинах должны обладать особыми свойствами, а именно: обеспечивать высокую выносящую и транспортирующую способность, высокую удерживающую способность, длительную устойчивость горных пород, исключение прихватов и сохранение коллекторских характеристик пласта без вторичного воздействия.

3.2 Результаты исследований биополимерных структурообразователей

Создание незагрязняющих буровых растворов, отвечающих всем этим требованиям, стало возможным на базе полисахаридных гидрогелей. Главнейшей и наиболее сложной задачей при проектировании безглинистых буровых растворов и растворов для заканчивания является создание в жидкостях лабильных структурных сеток, обеспечивающих псевдопластичные

свойства [4, 5]. Подобные сетки могут иметь различную природу: органическую, органоминеральную и неорганическую. Образование сеток органической природы обеспечивается только разветвленными полисахаридами. Так, в качестве компонентов безглинистых растворов для строительства ремонта скважин рекомендованы производные гуаровой смолы, образующиеся при её реакции с окисями этилена и пропилена. Лучшими структурообразователями для безглинистых буровых растворов являются биополимеры. Растворы биополимеров отличаются ярко выраженной псевдопластичностью, реологическая модель их течения описывается степенным уравнением Освальда де Ваале. Такие растворы при низких скоростях сдвига (соответствующих обычно скорости течения в затрубном пространстве) обладают высокой вязкостью и структурой геля. Они разжижаются при возрастании скорости течения, вследствие чего при прохождении через насадки долота имеют вязкость, близкую к вязкости воды. Полное разрушение структуры способствует снижению гидравлических потерь, эффективному разрушению породы, лучшему выносу шлама из-под долота [7].

Биополимеры успешно используются в рецептурах растворов на пресной, морской и высокоминерализованной (KCl, NaCl) воде и являются идеальными для горизонтального бурения, а также в качестве основы для незагрязняющих растворов, применяемых при вскрытии продуктивных пластов. Фильтраты биополимерных растворов отличаются значительной вязкостью и тиксотропностью, поэтому их проникновение в пласт в процессе бурения значительно затруднено, особенно при бурении на равновесии или при минимальной репрессии.

Главными и, практически, единственными крупнотоннажными структурообразователями для водных систем являются ксантановые биополимеры – водорастворимые полисахариды, получаемые в результате воздействия фитопатогенных бактерий Xanthomonas campestris, X. phaseoli, X. juglandis на углеводы [7].

В качестве компонента буровых растворов ксантан повышает вязкость как

пресной воды, так и солевых растворов. При этом растворы ксантана демонстрируют исключительную способность к сдвиговому разжижению. Условная вязкость при скорости сдвига 30 тыс. $с^{-1}$ заметно ниже, чем при 1000 $с^{-1}$. Вязкость раствора значительно повышается при введении в него иона хрома, образующего поперечные связи. Повышение pH с 7 до 11 оказывает очень слабое влияние на вязкость. Разложение полимера при кратковременном нагревании до 120 °C незначительно [6].

Подойти к созданию необходимых рецептур невозможно без знания основных закономерностей, обусловливающих изменения технологических показателей раствора под действием различных внешних факторов.

В этой связи первоначально были проведены базовые исследования по оценке различных биополимеров, их устойчивости в среде минерализованных растворов и способности обеспечивать псевдопластичные свойства раствора. Были проверены биополимеры различных фирм и производителей: XP San, Biosin, Ксантан Gum GLO 1000, Ксантановая камедь, DUO Vis, XG Polimer. Результаты экспериментов приведены в таблицах 3.1 – 3.5.

По результатам этих исследований видно, что близкими свойствами обладают реагенты XP San, Biosin, DUO Vis, XG Polimer.

Как видно, в ингибированных по NaCl водных растворах биополимеры обеспечивает достижение высоких структурных свойств. Об этом свидетельствуют значения статического напряжения сдвига (СНС), которые закономерно растут с повышением концентрации биополимера в каждом диапазоне плотности.

Аналогичным образом идет снижение фильтрации. Изменение значений показателей псевдопластичности «n» и «K» не так однозначно, но их уровень свидетельствует о наличии псевдопластичного характера течения таких водно-солевых биополимерных систем.

Таблица 3.1 – Исследование биополимеров XP San

№ п/п	Реагенты	Содержание, %	Реология (Fann)											pH
			об/мин							$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	n	K	
			600	300	200	100	6	3	СНС 1/10					
1	б/п XP San	0,25	27	19	15	11	4	3	3/4	8	52,8	0,51	0,41	8
2	б/п XP San	0,33	39	28	23	18	7	6	6/8	11	81,6	0,48	0,73	8
3	б/п XP San	0,5	65	51	45	35	17/5	15	16/17	14	178	0,35	2,94	8
Соленасыщенный														
4	б/п XP San	0,7	106	80	65	50	20	18	20/29	26	259	0,41	3,25	7

Таблица 3.2 – Исследование биополимера Biosin

№ п/п	Реагенты	Содержание, %	Реология (Fann)										
			об/мин							$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	n	K
			600	300	200	100	6	3	СНС 1/10				
1	б/п Biosin	0,25	26	19	16	11	5	4	4/5	7	57,6	0,45	0,58
2	б/п Biosin	0,33	32	24	21	16	7	6	7/9	8	76,8	0,41	0,92
3	б/п Biosin	0,5	46	36	32	26	14	12	13/16	10	125	0,35	2,03
Соленасыщенный													
4	б/п Biosin	0,7	70	51	43	33	15	13	14/30	19	154	0,46	1,51

Таблица 3.3 – Исследование биополимера Ксантан Gum GLO 1000 (Индия)

№ п/п	Реагенты	Содержание, %	Реология (Fann)											pH
			об/мин							$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	n	K	
			600	300	200	100	6	3	СНС 1/10					
1	Gum GLO 1000	0,25	15	11	9	6	2	2	2/2	4	33,6	0,45	0,35	8
2	Gum GLO 1000	0,33	19	14	12	9	4	3	3/6	5	43,2	0,44	0,46	8
3	Gum GLO 1000	0,5	29	23	20	16	8	7	8/10	6	81,6	0,33	1,46	8
Соленасыщенный														
4	Gum GLO 1000	0,7	60	44	35	28	13	11	12/19	16	134,4	0,45	1,38	7,1

Таблица 3.4 – Исследование биополимера Ксантановая камедь и DUO Vis

№ п/п	Реагенты	Содержание, %	Реология (Fann)										
			об/мин							$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	n	K
			600	300	200	100	6	3	СНС 1/10				
1	Ксантановая камедь	0,25	18	14	12	9	4	3	4/5	4	48	0,36	0,75
2	Ксантановая камедь	0,33	25	19	17	13	6	5	6/8	6	62,4	0,4	0,82
3	Ксантановая камедь	0,5	41	34	30	25	14/4	13	14/17	7	129,6	0,27	3,23
4	б/п DUO-VIS	0,25	26	18	15	11	4	4	4/4	8	48	0,53	0,34
5	б/п DUO-VIS	0,33	28	22	17	13	6	6	6/7	6	76,8	0,35	1,29
6	б/п DUO-VIS	0,5	36	29	26	21	13/4	12	14/15	7	105,6	0,31	2,12
Соленасыщенный													
7	Ксантановая камедь	0,7	67	50	41	32	15	13	15/29	17	158,4	0,42	1,84
8	б/п DUO-VIS	0,7	63	47	40	31	16	14	16/20	16	148,8	0,42	1,72

Таблица 3.5 – Исследование биополимера XG Polimer

№ п/п	Реагенты	Содержание, %	Реология (Fann)											pH
			об/мин.							$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	n	K	
			600	300	200	100	6	3	СНС 1/10					
1	XG Polimer	0,25	16	12	10	8	4	3	5/5	4	38,4	0,41	0,46	7,8
2	XG Polimer	0,33	21	15	14	10	4	3	5/5	6	43,2	0,49	0,37	7,8
3	XG Polimer	0,5	33	27	24	20	12	11	12/16	6	100,8	0,29	2,27	7,8
4	XG Polimer	0,6	40	34	30	26	17	15	17/24	6	134,4	0,23	4,03	7,8
5	XG Polimer	0,7	50	42	38	33	21	20	21/24	8	163,2	0,25	4,47	7,8
Соленасыщенный														
6	XG Polimer	0,7	67	50	41	32	15	13	17/23	17	158,4	0,53	1,13	7
7	Кем-Х	0,7	63	45	38	30	14	10	10/23	18	133	0,45	1,22	7
8	Rhodopol 23P	0,7	57	42	33	21	13	9	12/21	15	130	0,44	1,21	7
9	Flo-Vis	0,7	58	43	35	22	15	10	12/219	15	129	0,48	1,43	7

В табл. 3.6 показаны экспериментальные данные по оценке микробиологической устойчивости различных биополимеров во времени.

Таблица 3.6 – Влияние времени выдержки на биодеградацию водных растворов биополимерных реагентов

№ п/п	Водные растворы реагентов, концентрация, %				Сохранение вязкости во времени, %						
	Биополимер				Время выдержки, сутки						
	Flo-Vis	KEM-X	Rhodopol 23P	XG Polimer	0	1	3	5	10	15	20
Пресная вода											
1	0,5	–	–	–	100	61,2	50,6	43,6	43,6	41,2	41,2
2	–	0,5	–	–	100	95,3	93	93	90,7	88,4	74,4
3	–	–	0,5	–	100	100	97,3	88,9	69,5	52,8	38,9
4	–	–	–	0,5	100	100	100	100	90,3	88,1	72,4
Рассол NaCl, ρ = 1,10 кг/м^3											
5	0,5	–	–	–	100	100	100	100	100	100	100
6	–	0,5	–	–	100	100	100	100	100	100	100
7	–	–	0,5	–	100	100	100	100	100	100	100
8				0,5	100	100	100	100	100	100	100

Биополимерные реагенты, как реагенты полисахаридной природы, подвержены воздействию микробиологического разложения. В зависимости от чистоты, молекулярной массы продуктов и внешних воздействия устойчивость продуктов меняется.

По микробиологической устойчивости в пресной среде явное преимущество показали продукты КЕМ Х и XG Polimer. В минерализованной среде все биополимеры имеют одинаковую 100% устойчивость. Для дальнейших исследований использовался реагент XG polimer, имеющий большую устойчивость к биодеструкции в пресной воде. Во время приготовления раствора, при взаимодействии реагента с внешней средой, последний фактор может иметь существенное значение.

3.3 Реагенты стабилизаторы для высокоминерализованных биополимерных систем

Основным требованием к буровым растворам при проводке наклонных и горизонтальных скважин малого диаметра является обеспечение высоких выносящих и удерживающих свойств растворов. Действительно, максимальное

снижение вязкости и турбулизация потока бурового раствора в поддолотной области в результате ориентации макромолекулярных ассоциатов полимерных реагентов в направлении сдвигового градиента обеспечивает высокую степень очистки забоя от полидисперсного шлама, обладающего высокой абразивностью при вторичном размалывании. Кроме того, отсутствие толстых фильтрационных корок на стенках скважины делает безглинистые водополимерные растворы весьма эффективными при бурении скважин малого диаметра в результате минимизации твердофазной кольматации продуктивных коллекторов. Таким образом, полимерная присадка должна обеспечивать псевдопластичный характер течения бурового раствора, высокие ингибирующие и фильтрационные характеристики, позволяющие эффективно контролировать содержание твердой фазы в дисперсионной среде центрифугированием по замкнутому контуру.

При создании эффективных буровых растворов обычно рассматривают структурно-механические характеристики разбавленных полимерных гелей, образующихся в результате предельного набухания макромолекулярных полисахаридных матриц. Основными факторами, определяющими свойства набухшей матрицы, являются степень полимеризации полимера, молекулярная масса, а также степень замещения полимерных гидроксилов на способные к диссоциации функциональные группы. Растворимость и степень набухания полимера зависят также от гибкости макромолекулярной цепи. Наибольшей гибкостью обладают неионогенные полимеры, в то время как при введении полярных групп жесткость молекулярных конформаций значительно возрастает. Для большинства полианионных реагентов набухание и растворимость увеличиваются с повышением pH, так как при этом макромолекулы приобретают заряд, что сопровождается взаимным отталкиванием одноименно заряженных функциональных групп. Наконец, введение в раствор неорганических нейтральных солей приводит к значительному снижению набухания полиэлектролитов и ограничению растворимости полимеров, особенно неионогенных. Однако, рассмотренные

особенности поведения полимеров в водных растворах не учитывают влияния степени симметричности макромолекулярных структур, заключающейся в регулярном чередовании блоков структурных звеньев, несущих однотипные функциональные группы [96,97].

Среди полимеров, используемых для регулирования технологических свойств растворов, особое место занимают водорастворимые простые эфиры целлюлозы. Это связано с тем, что возможности целлюлозы, как полимерной матрицы, позволяют получать на её основе различные по функциям производные.

Однако наличие в составе КМЦ и ПАЦ карбоксиметильных групп делает их чувствительными к присутствию в воде ионов кальция, магния, солей железа и других металлов, что снижает их эффективность. Более эффективны в полиминеральных рассолах КМОЭЦ и особенно ОЭЦ, индифферентные практически к любым видам минеральных солей, что делает их наиболее эффективными понизителями фильтрации высокоминерализованных биополимерных растворов.

КМОЭЦ, являющаяся смешанным эфиром целлюлозы, содержащим как карбоксиметильные, так и гидроксиэтильные группы представляет собой универсальный реагент для буровых, тампонажных растворов и технологических жидкостей. В буровых растворах продукт эффективен при кальциевой агрессии не более 3%.

ОЭЦ используется в буровых растворах уже более 30 лет. Этот реагент обеспечивает в полиминеральных рассолах любой минерализации хорошие фильтрационные реологические свойства (табл. 3.7).

В России серийно изготавливает низковязкую ОЭЦ (Сульфацелл) ЗАО «ПОЛИЦЕЛЛ». Продукт растворяется в холодной или в горячей воде с образованием однородных растворов различной вязкости, проявляющих псевдопластичные свойства. Благодаря неионному характеру Сульфацелл обладает широким спектром совместимости с другими продуктами. Одним из основных достоинств Сульфацелла является то, что он экологически безвреден,

так как подвергается биологическому разложению, не образуя вредных веществ.

Таблица 3.7 – Исследование 1%-го раствора ОЭЦ и КМОЭЦ

№ п/п	Реагенты	Реология (Fann)			pH	Ф*, $см^3$ / 30 мин
		СНС 10 с / 10 мин, дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа		
1	Раствор Сульфацелл-25	0/0	7	35	10,53	6,8
2	Раствор Сульфацелл-150	7/8	19	227	9,58	5,4
3	Раствор Сульфацелл-2000	32/33	33	643	9,52	4,0
4	Раствор КМОЭЦ (Полицелл-СК)	6/6	25	254	9,6	8,3

*Фильтрация рассола плотностью 1340 кг/$м^3$ состава: 0,5% б/п, 0,5% полимера, 3% мела

Оценить пригодность полимера для приготовления биополимерных высокоминерализованных растворов можно по интенсивности снижения фильтрации при условии сохранения реологических свойств системы в требуемых диапазонах минерализаций и температур использования.

Использование высокоплотных безбаритовых растворов (на основе рассолов) для целей бурения в 2010 г. Инициировало ООО «РН-Юганскнефтегаз». В пилотных промышленных испытаниях выявились недостатки такого раствора, обусловленные именно качеством понизителя фильтрации, в частности ОЭЦ. Низковязкие марки продукта не обеспечивали приемлемые фильтрационные характеристики (особенно при высоких, до 100°С температурах), а высоковязкая ОЭЦ (Сульфацелл) существенно «загущала» рассол, создавая избыточные гидродинамические давления. Естественно, главной задачей создания системы раствора явилась проблема разработки и промышленного производства реагента-понизителя фильтрации, способного обеспечить нужные свойства раствора.

Следует отметить, что существующий ассортимент материалов и реагентов для регулирования фильтрационных свойств растворов на основе тяжёлых солей весьма ограничен. Определяется это тем, что рассолы указанных солей весьма агрессивны. Регулятор структурных характеристик – биополимер

работоспособен в этих рассолах, а спектр применимых понизителей фильтрации ограничен крахмалом, оксиэтилированной целлюлозой (ОЭЦ) и более термостойкими карбоцепными полимерами: тройным сополимером винилсульфоновой кислоты, винилацетамида и акриловой кислоты (Hostadrill 1461, текущая модификация – 4706), в настоящее время выпускаемым фирмой Хёхст, Германия [98] и реагентом ЦЭПС (цианэтилированный поливиниловый спирт) [99]. Последний был разработан в СССР и, хотя принципиально отличался составом, но функционально был аналогичен реагенту Hostadrill-1461. Однако, экспериментальная проверка и Hostadrill-1461, и синтезированного на основании авторского свидетельства ЦЭПСа, стабильных в полиминеральной среде (до 5% Ca^{++}) показала их недостаточную солестойкость при насыщении, например, смесью хлорида и нитрата кальция (табл. 3.8).

Таблица 3.8 – Фильтрационные и реологические показатели бурового раствора со стабилизирующими добавками, вводимыми по отдельности

Добавка, %	Фильтрация при 20 °С, $см^3$ / 30мин	Фильтрация при 100 °С, $см^3$ / 30мин	$\eta_{пл}^{20\,°C}$, мПа·с	$\tau_0^{20\,°C}$, дПа
Сульфацелл-2 марки 400				
0	14,6	32	55	96
0,04 – 0,05	10,5	23	57	104
0,1	8,3	15,0	69	145
0,2	4,6	9,7	75	234
0,4	2,0	6,2	88	>300
0,6	1,2	4,8	102	>300
ЦЭПС*				
0,05	13,3	24	53	96
0,1	7,4	12,7	55	74
0,2	3,1	10,4	57	56
0,4	2,0	7,9	68	53
Hostadrill-1461				
0,1	8,0	13,0	54	70
0,2	3,5	10,1	55	51
0,4	2,8	9,3	64	45

*ЦЭПС – был синтезирован в соответствии с А.С.СССР [99]

Таким образом, обозначилась задача создания термосолестойкого понизителя фильтрации, обеспечивающего минимально возможные

реологические свойства высокоплотного рассола: $\eta_{пл}$ = 23 – 27 мПа·с и τ_0 = 140 – 165 дПа в условиях промывки скважины[100] . Для решения задачи создания нового реагента нами были учтены разработки, А.И. Пенькова в части проектирования состава термосолестойких полимеров [12]. Используя метод аддитивности (т.е. сочетания термостойкости карбоцепного ЦЭПС и солестойкости ОЭЦ, обеспечиваемой, кроме прочего, относительной «жёсткостью» макромолекулы [99,101]) и, конструируя предполагаемые полимерные макромолекулы с использованием моделей Стюарта-Бриглеба предположили возможность создания относительно термостойкого и (за счёт «упорядочения» макромолекулярной структуры) более солестойкого сополимера (смеси полимеров). Повышение термостойкости и минимизация вязкостных и реологических параметров прогнозировались за счёт карбоцепной природы сополимера, а повышение солестойкости за счёт упорядочения структуры макромолекулы, в частности обеспечения фибриллярных конформаций получаемых при введении в состав соединения оксиэтилированного полисахарида. Неионогенные макромолекулы ОЭЦ образуют с карбоксилсодержащими макромолекулами ЦЭПС стохастические интерполимерные комплексы-фибриллы, в конечном счёте, экранирующие карбонильные группы ЦЭПСа. Более того, при введении ОЭЦ в полимерное соединение на стадии нейтрализации цианэтильных групп идёт химическая реакция этерификации, что подтверждается снижением содержания кислотных групп (табл. 3.9). Соответственно вместо стохастической структуры получатся химически связанная полимерная матрица. В результате полученная регулярная макромолекулярная структура обеспечила прогнозируемый эффект, т.е. повышение солестойкости и термостабильности при низких вязкостных и фильтрационных характеристиках.

Сопоставление реологических (пластическая вязкость – $\eta_{пл}$ и динамическое напряжение сдвига τ_0), фильтрационных (Ф при 20°С и Ф при 100°С) показателей и увлажняющей способности глин ($П_0$), полученных полимерных соединений ЦЭПС с ОЭЦ (ЦЭПС-С) в сравнении с ЦЭПС, приведено в таблице 3.10.

Таблица 3.9 – Фильтрационные и реологические показатели бурового раствора с добавками 0,2 % полимерного соединения ЦЭПС-С

Соотношение компонентов в композиции ЦЭПС-С		$Ф_{20\,°C}$, $см^3$ / 30 мин	$Ф_{100\,°C}$, $см^3$ / 30 мин	$\eta_{пл}^{20\,°C}$, мПа·с	$\tau_0^{20\,°C}$, дПа	Концентрация карбоксигрупп в сополимере, %
Сульфацелл-2 марки 400*	ЦЭПС					
0	10	3,1	5,3	57	60	17
1	9	1,9	2,9	45	66	7,2
2	8	1,6	2,3	48	79	4,1
3	7	2,7	5,0	60	106	2,7
5	5	3,0	5,6	78	183	2,0
6	3	3,6	6,9	88	222	0

* ОЭЦ введена на стадии синтеза (гидролиза ЦЭПС).

Таблица 3.10 – Сопоставление показателей бурового раствора, обработанного ЦЭПС и ЦЭПС-С

Наименование	Концентрация реагента в растворе, % мас.	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	СНС 1/10, дПа	$Ф_{20\,°C}$, $см^3$/30мин	$Ф_{100\,°C}$, $см^3$/30мин	$П_0$, см/час
Исходный	-	55	96	12/18	14,6	32	0,013
ЦЭПС	0,2	57	56	14/18	3,0	10,4	0,012
ЦЭПС	0,4	68	53	9/15	1,3	7,9	0,011
ЦЭПС-С*	**0,2**	**48**	**79**	**15/18**	**1,6**	**2,3**	**0,010**
ЦЭПС-С*	**0,4**	**62**	**92**	**18/24**	**1,1**	**1,9**	**0,009**
ЦЭПС+С**	0,2	56	84	15/18	2,4	2,9	0,011
ЦЭПС+С**	0,4	64	126	18/24	0,9	2,5	0,009

* ОЭЦ введена на стадии синтеза (гидролиза ЦЭПС).

** Соединение получено простым смешением компонентов (ЦЭПС и ОЭЦ).

3.4 Подбор и исследование композиций утяжеляющих солевых составов для создания высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора

Технологические жидкости на основе концентрированных растворов неорганических солей не содержащие твердой фазы, являются составной частью новой технологии строительства и эксплуатации скважин. Такая технология позволит максимально снизить затраты и сохранить коллекторские свойства продуктивных пластов и оборудование.

Исследование влияния различных факторов на выбор типа технологической жидкости без твердой фазы позволит создать научную основу, определить основные цели и задачи создания отечественного производства технологических жидкостей плотностью 1100-1560 кг/м³ для использования

при строительстве и ремонте скважин в сложных геолого-технических условиях, связанных с забойными температурами более 100 °С.

3.5 Анализ области эффективного применения технологических жидкостей без твердой фазы

Начиная с семидесятых годов, резко возросло применение не кольматирующих продуктивный пласт жидкостей. На месторождениях с низким пластовым давлением широко применяют пластовую воду плотностью до 1140 кг/м³. Остальная масса технологических жидкостей без содержания твердой фазы представлена искусственно приготовленными насыщенными растворами неорганических солей (рассолов) и композиций на их основе (табл. 3.11).

Таблица 3.11 – Химические соединения, используемые для приготовления рассолов для проводки, заканчивания и ремонта скважин за рубежом, и максимально достигаемая этими жидкостями плотность

Химические соединения	Максимально достигаемая плотность технологических жидкостей, кг/м³
NH_4Cl	1070
KCl	1170
NaCl	1200
$MgCl_2$	1300
KBr	1370
$CaCl_2$	1400
NaBr	1510
K_3CO_3	1550
$CaNO_3$	1489
$CaBr_2$	1820
$ZnBr_2$	2300
$NaCl+Na_2CO_3$	1200-1270
$NaCl+CaCl_2$	1200-1400
NaCl+NaBr	1200-1510
$CaC1_{2+}CaNO_3$	1480-1600
$CaC1_2+CaBr_2$	1400-1810
$CaBr_2+ZnBr_2$	1800-2300
$CaCl_2+CaBr_2+ZnBr_2$	1800-2300

Большая часть рассолов плотностью выше 1400 кг/м³ представлена растворами бромсодержащих солей, причем наиболее широко среди них

используется бромид кальция. В интервале плотностей 1400-1810 кг/м³ чаще всего используют рассолы на основе смеси бромида и хлорида кальция. В состав жидкостей более высокой плотности входит бромид цинка.

Исходя из данных таблицы 3.11 для создания безбаритовых растворов с плотностью до 1600 кг/м³ возможно, на первый взгляд, использование солей с плотностью рассола выше 1500 кг/м³. При этом доутяжеление рассола до нужной плотности возможно провести кислоторастворимым утяжелителем: мелом, мраморной крошкой, молотым известняком и т. п. Однако при проектировании состава раствора необходимо учитывать несколько факторов.

Во-первых, рассол или раствор солевой композиции должен позволять растворяться и выполнять свои функции другим компонентам раствора: стабилизаторам, пеногасителям, смазочным добавкам и т. д.

Во-вторых, концентрированные рассолы солей имеют определенную вязкость, которую необходимо учитывать при формировании композиции полимеров структурообразователей и понизителей фильтрации.

В-третьих, полимеры-стабилизаторы и понизители фильтрации по-разному устойчивы к одновалентным и поливалентным катионам. Поэтому выбор солевой композиции должен рассматриваться и с этих позиций (см. выше).

И, в-четвертых, некоторые ограничения налагает на применение различных рассолов и температура их кристаллизации, определяющая возможность применения тех или иных составов в условиях низких положительных и отрицательных температур. В таблице 3.12 приведены данные по точке кристаллизации различных солевых составов в зависимости от концентрации солей.

В зависимости от соотношения солей в комплексе возможно получение различной температуры кристаллизации рассола и, соответственно, определение ограничения на содержание в составе композиции той или иной соли, что особенно важно для определения работоспособности при отрицательных температурах [102].

Таблица 3.12 – Точки кристаллизации различных солевых составов [101]

Тип раствора	Плотность, кг/м³	Точка кристаллизации
NaCl, NaBr	1000 до 1200	-18 до -0,5°C
	1000 до 1520	-23 до 17°C
NaCl/NaBr	1200 до 1520	-28 до 7°C
	1200 до 1490	-28 до -2°C
$CaCl_2$	1000 до 1390	-49 до 7°C
$CaBr_2$	1320 до 1740	-63 до 2°C
	1710 до 1850	-4 до 31°C
	1680 до 1860	-9 до 27°C
$CaCl_2/CaBr_2$	1400 до 1810	7 до 20°C
	1400 до 1790	7 до 20°C
	1410 до 1790	13 до 16°C
	1400 до 1810	4 до 16°C
$CaCl_2/CaBr_2$	1400 до 1700	-26 до 3,9°C
	1390 до 1740	-1 до 4,0°C
	1410 до 1730	-15 до -9°C
	1280 до 1700	-47 до 18°C
	1320 до 1700	-38 до -9°C
	1730 до 1700	-21 до 0°C
	1390 до 1700	-16 до 10°C
	1400 до 1700	-14 до 13°C
	1280 до 1810	-48 до 20°C
	1400 до 1810	7 до 20°C
$CaCl_2/CaBr_2/ZnBr_2$	1730 до 1810	-21 до 20°C
	1710 до 1870	-12 до 4°C
	1710 до 1870	-12 до -7°C
	1800 до 2300	-22 до -2°C
	1800 до 2300	-16 до 8°C
	1800 до 2300	-7 до 11°C
	1800 до 2300	-36 до -5°C
	1750 до 2300	-9 до 17°C
	1800 до 2300	-9 до 18°C
$CaCl_2/CaNO_3$	1500 до1600	0 до 23°C
	1600 до1640	-5 до 23°C
	1650	-15 до 11°C
	1650 до 1700	-13 до 12°C
	1780	-7 до 26°C

3.6 Исследование солевых составов

Для проведения исследований были отобраны составы солей, широко

применяющиеся для жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин с регламентируемой плотностью до и выше 1600 кг/м³ (табл. 3.13).

Таблица 3.13 – Номенклатура солей

Продукт	Температура кристаллизации при ρ = 1560 кг/м^3 ºС	ТУ
СГС-18-1600	-15	2458-002-84422077-2008
РХП-90Г	-19	2181-003-98482963-08
Триасалт-СТ	-17	2149-051-32496445-2006
ТЖГ-6	-21	2152-020-52257004-2007
Юнисалт	-18	2458-002-60370134-2011
КТЖ-1600	-15	2458-001-41959430-2008
Кальция бромид	-27	Продукты импортных поставок
Формиат калия	-15	Продукты импортных поставок

Исходя из показателей коррозионной активности, для дальнейших исследований использовались следующие композиции: «СГС-18» – смесь хлоридов и бромидов кальция, а также смеси хлоридов и нитратов кальция – «КТЖ-1600» и «Юнисалт-А».

3.6.1 Исследование коррозионной активности (по стальному и алюминиевому инструменту)

Очень важным параметром при выборе жидкостей для заканчивания и ремонта скважин является коррозионная активность. Низкая коррозионная активность жидкостей для заканчивания и ремонта скважин позволяет избегать коррозии наземного и внутрискважинного оборудования. Коррозия, вызываемая рассолами, происходит вследствие электрохимической реакции, которой способствует проводимость растворов. Тип проходящей реакции зависит от содержания в рассоле корродирующего вещества. Рассолы, из выбранных составов, обладают низкой коррозионной активностью, наиболее высокая коррозия наблюдается в рассолах бромистого и хлористого кальция. При этом растворенный кислород вступает в реакцию со сталью:

$$2Fe + 2H_2O + O_2 \rightarrow 2Fe^{2+} + 4OH^-.$$

Металлическое железо окисляется до иона железа, в результате чего получается водород. В концентрированных растворах бромистого цинка кислотная коррозия доминирует над кислородной, так как из-за высоких

концентраций солей в нем растворяется очень мало кислорода.

Полученные результаты исследований влияния солей Юнисалт-А, КТЖ1600, и СГС-18 на скорость коррозии стального и алюминиевого инструмента при 50 и 90 °С представлены в таблицах 3.14 и 3.15.

Таблица 3.14 – Скорость коррозии стального инструмента (Ст. 20)

Соль	Плотность раствора, кг/м^3	Температура, ºС	Скорость коррозии, мм/год		
			6	24	72
Юнисалт-А	1560	50	–	0,02	0,006
		90	0,09	0,04	0,011
	1430	50	–	0,09	0,046
		90	0,3	0,1	0,056
	1300	50	–	0,128	0,074
		90	0,34	0,135	0,084
КТЖ-1600	1560	50	–	0,02	0,005
		90	0,08	0,04	0,009
	1430	50	–	0,08	0,043
		90	0,27	0,09	0,052
	1300	50	–	0,124	0,068
		90	0,31	0.130	0,077
СГС-18	1560	50	0,16	0,05	0,03
		90	0,2	0,06	0,04
	1430	50	0,37	0,17	0,15
		90	0,32	0,15	0,13
	1300	50	0,5	0,25	0,23
		90	0,42	0,22	0,2

Таблица 3.15 – Скорость коррозии алюминиевого инструмента (сплав Д-16Т)

Соль	Плотность раствора, кг/м^3	Температура, ºС	Скорость коррозии, мм/год		
			6	24	72
Юнисалт-А	1560	90	0,12	0,11	0,06
	1430	90	0,11	0,10	0,03
	1300	90	0,09	0,09	0,02
КТЖ-1600	1560	90	0,10	0,09	0,045
	1430	90	0,09	0,08	0,02
	1300	90	0,09	0,08	0,013
СГС-18	1560	90	0,11	0,11	0,08
	1430	90	0,11	0,11	0,07
	1300	90	0,105	0,105	0,06

Анализ таблицы 3.15 показывает, что для растворов на основе соли Юнисалт-А, КТЖ-1600 коррозия стали 20 сопоставима с допустимой. Для растворов на основе соли СГС-18 с увеличением плотности раствора коррозия

при 50 °С возрастает интенсивнее, чем коррозия при 90 °С, выходя за допустимое значение. Из таблицы 3.16 следует, что воздействие исследуемых растворов при 90 °С на сплав Д-16Т остается в пределах допустимого уровня (0,12 мм/год).

Таблица 3.16 – Влияние температуры на фильтрационные и реологические характеристики растворов солей КТЖ-1600

Температура, ºС	Реология			pH	Ф, см³
	$СНС_{1/10}$, дПа	Пластическая вязкость, мПа·с	Дин. напр. сдвига, дПа		
– 5	60/185	50	150	5,4	–
0	45/135	40	140	5,5	–
10	27/63	35	125	5,7	1,1
24	9/14	26	97	5,9	1,6
40	5/14	24	88	5,9	1,6
60	3/10	22	76	5,8	1,7
75	3/10	19	68	5,7	2
85	2/9	18	53	5,7	2,2
100	–	–	–	–	2,6

Повышение температуры усиливает гидролиз и коррозионную активность раствора СГС-18. По этой причине раствор СГС-18 не совместим с кальцитом (твердая фаза буровых растворов) и не может быть ингибирован до уровня 0,12 мм/год. Коррозионная активность СГС-18 в зависимости от типа вод, взятых для его приготовления, составляет 1 – 5 мм/год.

Обычно для защиты от коррозии в рассолах используют три способа. Первый – это добавка ингибиторов коррозии, в результате чего на поверхности стали образуется защитная пленка, которая замедляет или предотвращает проникновение корродирующих агентов на поверхность, где они и вызывают окисление железа.

Второй – введение кислородного поглотителя. В связи с тем, что пленкообразующие ингибиторы не предотвращают кислородной коррозии, с ней надо бороться с помощью поглотителей на основе серы. Поглотитель смешивается с раствором и вступает в реакцию с кислородом до того, как он вступит в реакцию со сталью.

Третий – использование коррозионностойких сплавов, когда ингибиторы и поглотители не обеспечивают достаточной защиты, особенно если в пластовом флюиде присутствуют сероводород или углекислый газ.

Нами в качестве ингибитора коррозии предложен уротропин, снижающий коррозионную агрессивность раствора в 3,1 – 5 раз (см. табл. 3.17).

Таблица 3.17 – Эффективность ингибиторов коррозии в растворах «Юнисалт»

Плотность раствора, кг/м^3	Наименование ингибитора	Дозировка, мг/л	Скорость коррозии, г/м^2 час	Защитное действие, %
1560	Кватрамин 1002	500	0,029	27,5
	Катасол-25-5-1/н	500	0,029	27,5
	ГФ-80	500	0,03	25
	Уротропин	500	0,008	80
	Контроль		0,04	
1450	Кватрамин 1002	500	0,1	-
	Катасол-25-5-1/н	500	0,07	22
	ГФ-80	500	0,1	-
	Уротропин	500	0,029	68
	Контроль		0,09	

Дополнительное ингибирование коррозии для системы КТЖ-1600 не требуется [101]. В этой композиции уже содержится запатентованный высокоэффективный ингибитор, обеспечивающий требуемую минимизацию коррозии металлов.

1. Буровой раствор плотности 1450 и 1560 кг/м^3 при статических испытаниях в течение 24 – 72 часов при температурах 50 – 90 ºС на Сталь 20 оказывает слабоагрессивное действие. В динамических условиях коррозионная агрессивность раствора возрастает в 2,33 – 3,12 раза.

2. Буровой раствор плотности 1450 и 1560 кг/м^3 при статических испытаниях в течение 24 – 72 часов при температурах 50 – 90 ºС на алюминиевый сплав Д-16Т оказывает слабоагрессивное действие. В динамических условиях коррозионная агрессивность раствора возрастает в 2 раза.

3. Введение уротропина в растворы реагента «Юнисалт» эффективно

снижает коррозионную агрессивность раствора в 3,1 – 5 раз при дозировке 500 мг/л. Растворы на основе КТЖ-1600 обладают достаточной коррозионной стойкостью и дополнительное ингибирование системы не требуется.

3.7 Разработка высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора, работоспособного в диапазоне плотностей от 1300 до 1560 кг/м^3 и температурном диапазоне от 0 до 100°С

На основании проведенных исследований утяжеляющих солевых композиций, биополимерных структурообразователей и реагентов-стабилизаторов были выбраны следующие исходные компоненты рецептуры:

– утяжеляющая солевая композиция может содержать: либо КТЖ 1600Х (ТУ 2458-001-41959430-2008), либо Юнисалт-А (ТУ 2458-002-60370134-2011), либо СГС 18 (ТУ 2458-002-84422077-2008), однако в последнем случае необходимо увеличенное содержание ингибитора коррозии;

– биополимерные структурообразователи: XG Polimer, либо Biosin, либо КЕМ-Х - либо Rhodopol 23P;

– в качестве реагента стабилизатора – понизителя фильтрации ЦЭПС -С.

Дополнительные компоненты системы: смазочная добавка, в нашем случае ССД-2М, кремнийорганический пеногаситель Пента 465, бактерицид Flosid, карбонатный утяжелитель-кольматант – мел МТД 1.

При незначительном варьировании компонентов системы возможно получение растворов с близкими технологическими свойствами и плотностью от 1150 до 1600 кг/м³ [103,104,68]. В таблице 3.18 приведены данные по изменению свойств раствора при варьировании содержания минерализатора-утяжелителя.

Определение оптимальной концентрация кольматирующей добавки имеет значение для формирования устойчивой рецептуры раствора. Данные исследования показывают, что повышение содержания кольматирующего материала выше 3 – 5% не приводит к положительному изменению фильтрационных характеристик раствора, а может только привести к

дополнительным затратам времени на приготовление раствора и увеличение его стоимости.

Таблица 3.18 – Рецептура высокоминерализованного утяжелённого раствора

Наименование	кг/м^3
Структурообразователь (XG Polimer)	2,5 ±0,5
Понизитель фильтрации (ЦЭПС-С)	2,5 ±0,5
Смазочная добавка (ССД-2М)	5 ±2,0
Пеногаситель (Пента-465)	0,5 ±0,1
Утяжелитель-минерализатор (соль Юнисалт-А)	1068,7 ±15
Утяжелитель-минерализатор (соль КТЖ-1600)	852 ± 15
Утяжелитель-минерализатор (соль СГС - 18)	869 ± 15
Кольматант (мел)	30 ± 20
Ингибитор коррозии (Уротропин)	0,5 ±0,1

Выводы

1. Создан новый полимерный термосолестойкий реагент – понизитель фильтрации (Цианэтилированный поливиниловый спирт с сульфацеллом – ЦЭПС-С), обеспечивающий низкие фильтрационные и приемлемые реологические характеристики высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов на основе полиминеральных тяжёлых солей: фильтрация от 1,1 до 2,9 см³, $\eta_{пл}$ = 23 – 27 мПа·с, τ_0 = 140 – 165 дПа.

2. Исследована и подобрана оптимальная композиция компонентов для создания высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора, включающая структурообразователь, понизитель фильтрации и солевую основу, а также необходимые для придания необходимых технологических свойств раствору: смазочную добавку, кольматант, пеногаситель и ингибитор коррозии (см. табл.3.18).

3. Проведены лабораторные исследования, на основании которых подобрана оптимальная композиция тяжелых солей, некорродирующая буровой инструмент и оборудование, для создания высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора требуемой плотности.

4. Разработана рецептура высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора плотностью 1560 кг/м^3, проведены исследования свойств,

подтверждающие технологическую эффективность предложенной рецептуры в диапазоне температур от 0 до 100ºС. Низкие фильтрационные характеристики, гарантирующие исключение прихватов, высокие ингибирующие свойства, что обеспечит сохранность коллекторских свойств продуктивных пластов, устойчивость ствола, приемлемые гидравлические и структурно-механические свойства раствора. Коэффициент выноса шлама – 0,84.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ РАЗРАБОТАННОГО ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО УТЯЖЕЛЁННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

4.1 Исследование физико-химических свойств разработанного высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора

На предыдущих этапах исследования был получен и оптимизирован высокоминерализованный утяжелённый буровой раствор. Рецептура разработанного бурового раствора включает структурообразователь XG Polimer, понизитель фильтрации ЦЭПС, смазочную добавку ССД-2М, пеногаситель Пента-465, утяжелитель-минерализатор КТЖ-1600 (Юнисалт А), в качестве кольматанта мел, ингибитор коррозии (для соли Юнисалт А) – Уротропин.

В процессе выполненных исследований определены оптимальные концентрации биополимера для высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора плотностью выше 1560 кг/м³, которая составляет 0,25 % мас. Количество солей для различной плотности раствора прндставлено на рис. 4.1 и в табл. 4.1. [105].

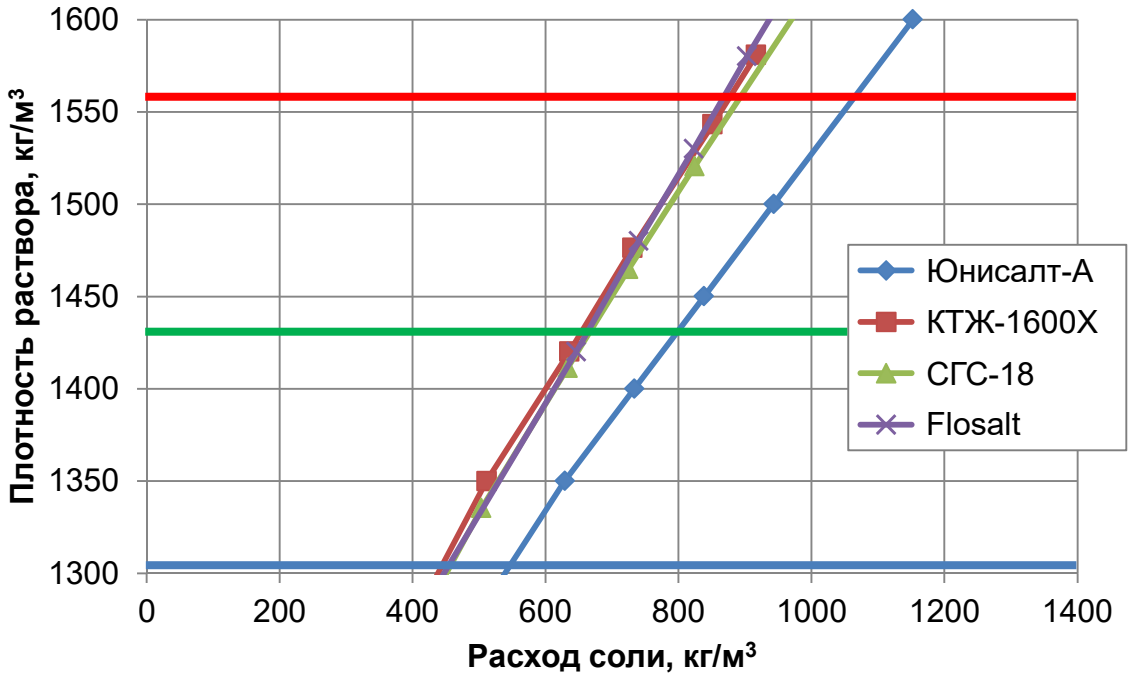


Рисунок 4.1 – Диаграмма регулирования плотности высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов на основе солей Юнисалт-А, КТЖ 1600Х, СГС 18

Таблица 4.1 – Расход воды и соли, требующиеся для приготовления раствора заданной плотности

ρ, кг/м³	Юнисалт-А		КТЖ-1600		СГС-18	
	Расход воды, л/м³	Расход соли, кг/м³	Расход воды, л/м³	Расход соли, кг/м³	Расход воды, л/м³	Расход соли, кг/м³
1050	972	79	988	64	986	65
1100	927	175	959	143	955	145
1150	881	270	930	222	924	226
1200	835	366	900	300	893	306
1250	789	461	871	379	862	387
1300	744	557	841	458	831	467
1350	698	652	812	537	800	547
1400	652	748	782	615	769	628
1450	606	843	753	694	738	708
1500	560	939	723	773	707	789
1550	515	1035	694	852	676	869
1600	469	1130	664	931	645	949

Графические зависимости указанных в таблице 4.1 данных приводятся на рисунках 4.2 – 4.4.

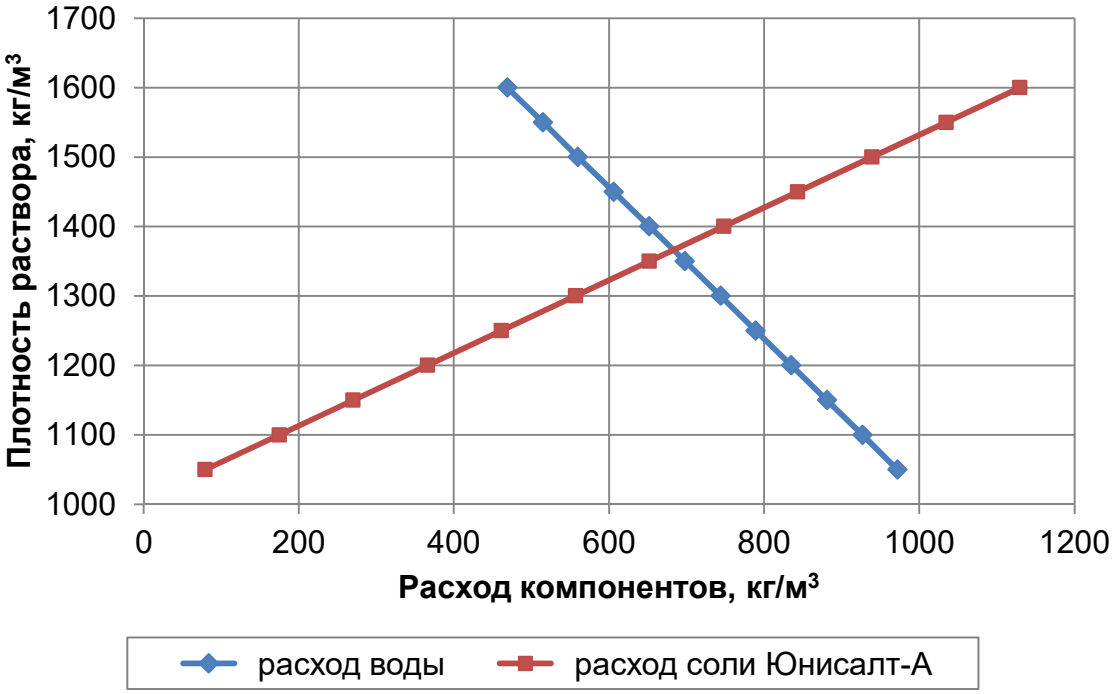


Рисунок 4.2 – Зависимость плотности рассола от содержания композиции Юнисалт-А

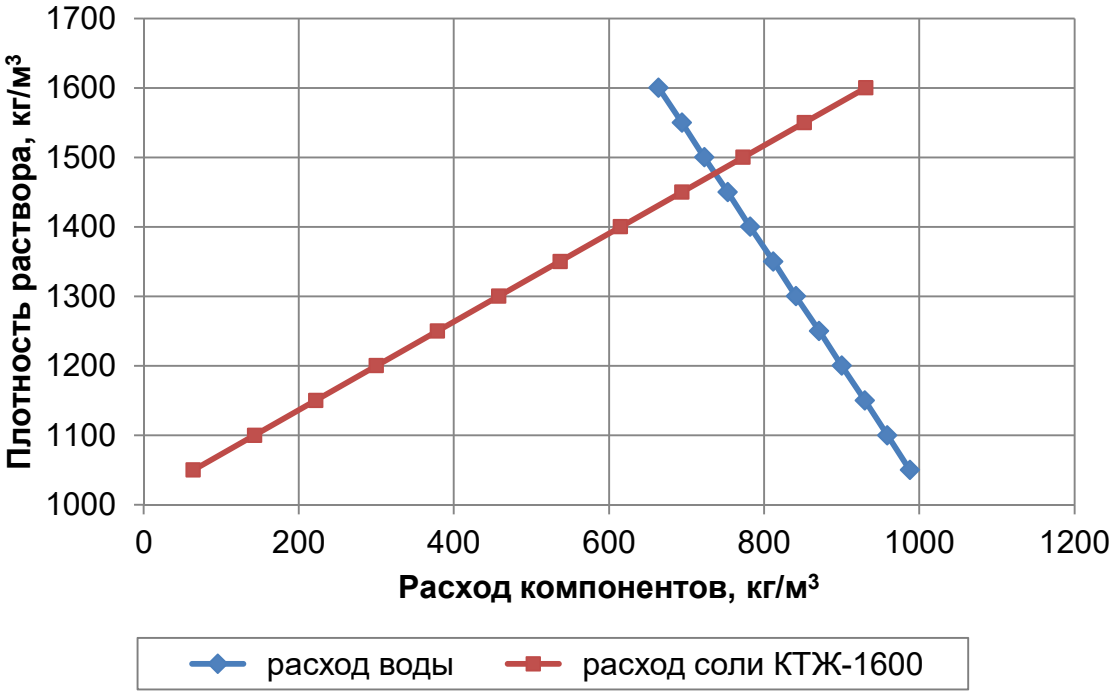


Рисунок 4.3 – Зависимость плотности рассола от содержания композиции КТЖ-1600

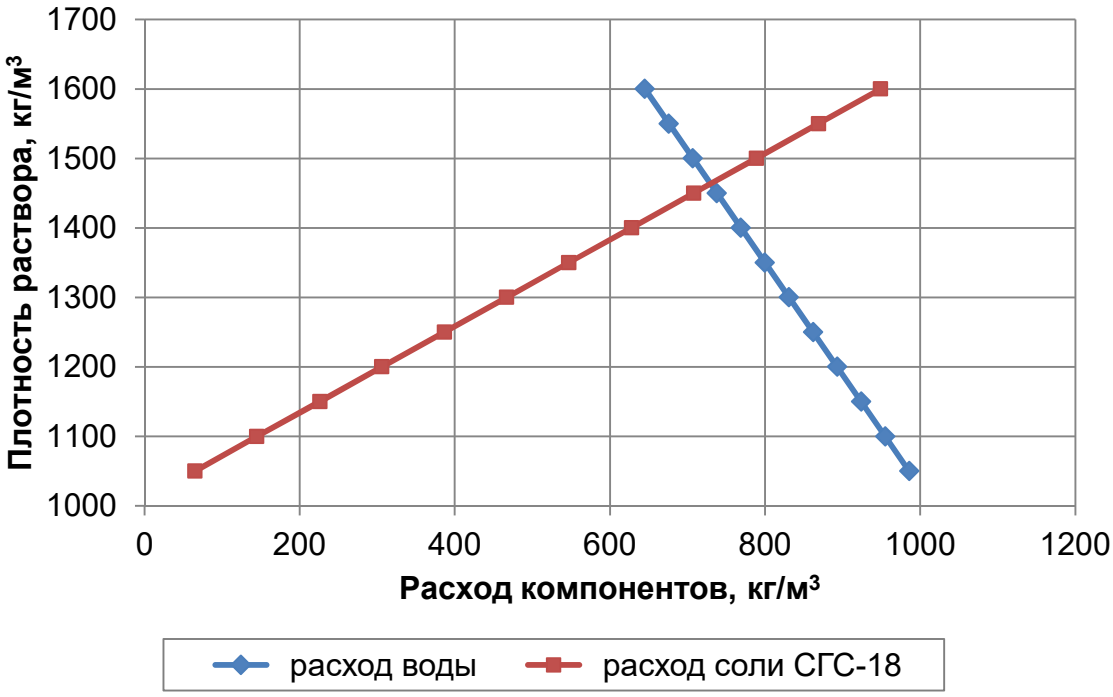


Рисунок 4.4 – Зависимость плотности рассола от содержания композиции СГС-18

Ниже в таблице 4.2 приведены результаты тестовых исследований по подбору рецептуры бурового раствора на основе тяжёлых солей.

Таблица 4.2 – Подбор рецептуры высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора на основе соли КТЖ-1600Х

КТЖ-1600Х, кг/м³	ЦЭПС-С, кг/м³	Мел, кг/м³	ССД-2М, л/м³	ρ, кг/м³	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	СНС, фунт / 100 фут²		$Ф_{20\,°C}$, см³ / 30 мин	$Ф_{100\,°C}$, см³ / 30 мин	$\rho_{100\,°C}$, кг/м³	$\eta_{пл}^{100\,°C}$, мПа·с	$\tau_0^{100\,°C}$, дПа	$СНС_{100\,°C}$, фунт/100 фут²	
							10 с	10 мин						10 с	10 мин
428	2	30	5	1300	8,6	49	5	6	2,5	4,2	1244	4	23	2	3
633	2	30	5	1430	15,1	60,4	5	6	2,5	4,2	1368	7	28	2	3
837	2	30	5	1560	38,7	96,9	5	6	2,5	4,2	1493	17	46	2	3
428	2,5	30	5	1300	8,6	46,9	5	6	1,9	3,6	1244	4	22	2	3
633	2,5	30	5	1430	16,1	57,3	5	6	2	3,6	1368	7	27	2	3
837	2,5	30	5	1560	40,9	92,7	5	6	2	3,6	1493	18	44	2	3
428	3	30	5	1300	8,6	47,9	5	6	1,5	3,1	1244	4	23	2	3
633	3	30	5	1430	16,1	59,4	5	6	1,5	3,1	1368	7	28	2	3
837	3	30	5	1560	40,9	94,8	5	6	1,5	3,1	1493	18	45	2	3
428	4	30	5	1300	10,8	46,9	5	6	0,9	2,4	1244	5	22	2	3
633	4	30	5	1430	19,4	58,3	5	6	1	2,4	1368	9	27	2	3
837	4	30	5	1560	48,4	92,7	5	6	1	2,5	1493	22	44	2	3
837	4	50	5	1561	49,0	95,3	5	6	1	2,2	1497	22	44	2	4
837	4	100	5	1564	52,0	99,1	5	8	1	2,1	1501	23	49	2	6
837	4	50	10	1559	47,0	93,1	5	6	1	2,0	1491	21	42	2	4
837	4	50	15	1553	44,0	90,3	4	5	1	2,0	1487	20	39	2	4

Содержание XG Polimer – 2,5 кг/м³

Аналогичные исследования были проведены для всех выбранных солей (для патентования настоящей системы). Проведённые исследования позволили определить концентрационные диапазоны для всех исследуемых материалов, что легло в основу подготовки материалов к патентованию разработок [65,106].

Биополимерные продукты были нами охарактеризованы на устойчивость к биодеструкции (см. предыдущую главу), поскольку бионеустойчивыми являются именно полисахарады. Однако деструктивные процессы в нашем растворе вызываются не только биологическими факторами, но также механическими и температурными факторами. Поэтому новый раствор был протестирован на устойчивость к высокой температуре и воздействию высоких сдвиговых напряжений (механодеструцкция). Результаты исследований приведены в табл. 4.3, 4.4.

Таблица 4.3 – Исследование влияния температуры на фильтрационные и реологические свойства высокоминерализованного утяжелённого бурового растворова плотностью ρ = 1560 кг/м³ на основе соли Юнисалт-А (прогрев 16 часов)

Температура, ºС	Реология			pH	Ф, см³
	$СНС_{1/10}$, дПа	Пластическая вязкость, мПа·с	Дин. напр. сдвига, дПа		
24	9/14	26	97	5,9	1,6
40	5/14	24	88	5,9	1,6
60	3/10	22	76	5,8	1,7
75	3/10	19	68	5,7	2
85	2/9	18	53	5,7	2,2
100	–	–	–	–	2,6

Как видно из данных таблицы температурное воздействие не приводит к потере технологических свойств бурового раствора, что свидетельствует о достаточной устойчивости полимерных компонентов бурового раствора к процессам гидротермальной деструкции (интегрирующих термальное и химическое воздействие на продукты).

Механическая деструкция – изменение свойств под действием механического воздействия. В нашем случае механическая деструкция, моделируя условия скважины (прохождение бурового раствора через насадки

долота и удар струи раствора о забой) исследовалась по изменению фильтрационных и реологических свойств раствора после перемешивания в течение часа на высокооборотных мешалках Hamilton beech при скорости до 16 000 об/мин (табл. 4.4).

Таблица 4.4 – Влияние скорости перемешивания на технологические характеристики высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора плотностью ρ = 1560 кг/м³ на основе соли КТЖ-1600

Скорость перемешивания, об/мин	Реология			pH	Ф, см³
	СНС$_{1/10}$, дПа	Пластическая вязкость, мПа·с	Дин. напр. сдвига, дПа		
100	9/14	26	97	5,9	1,6
11 000	8/14	25	99	5,9	1,6
13 000	9/13	26	94	5,9	1,6
16 000	8/13	25	102	5,9	1,6

Как видно скорость перемешивания практически не влияет на технологические свойства бурового раствора, что говорит о достаточной устойчивости его к механической деструкции.

Графически результаты исследования влияния температуры на реологические и фильтрационные параметры высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов ρ = 1560 кг/м³ представлены на рисунках 4.5 и 4.6.

Видно, что диапазон изменений, как реологических, так и фильтрационных параметров буровых растворов, приготовленных на рассолах различных солей, остаётся в пределах требуемой работоспособности бурового раствора, обеспечивая, как выносящие, так и антиприхватные его свойства.

Результаты исследования влияния концентрации смазочных добавок на коэффициент трения механической пары высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов ρ = 1560 кг/м³ представлены на рисунке 4.7. Из отечественных продуктов в разработанном буровом растворе только смазочная добавка ССД-2М обеспечивает приемлемые триботехнические характеристики.

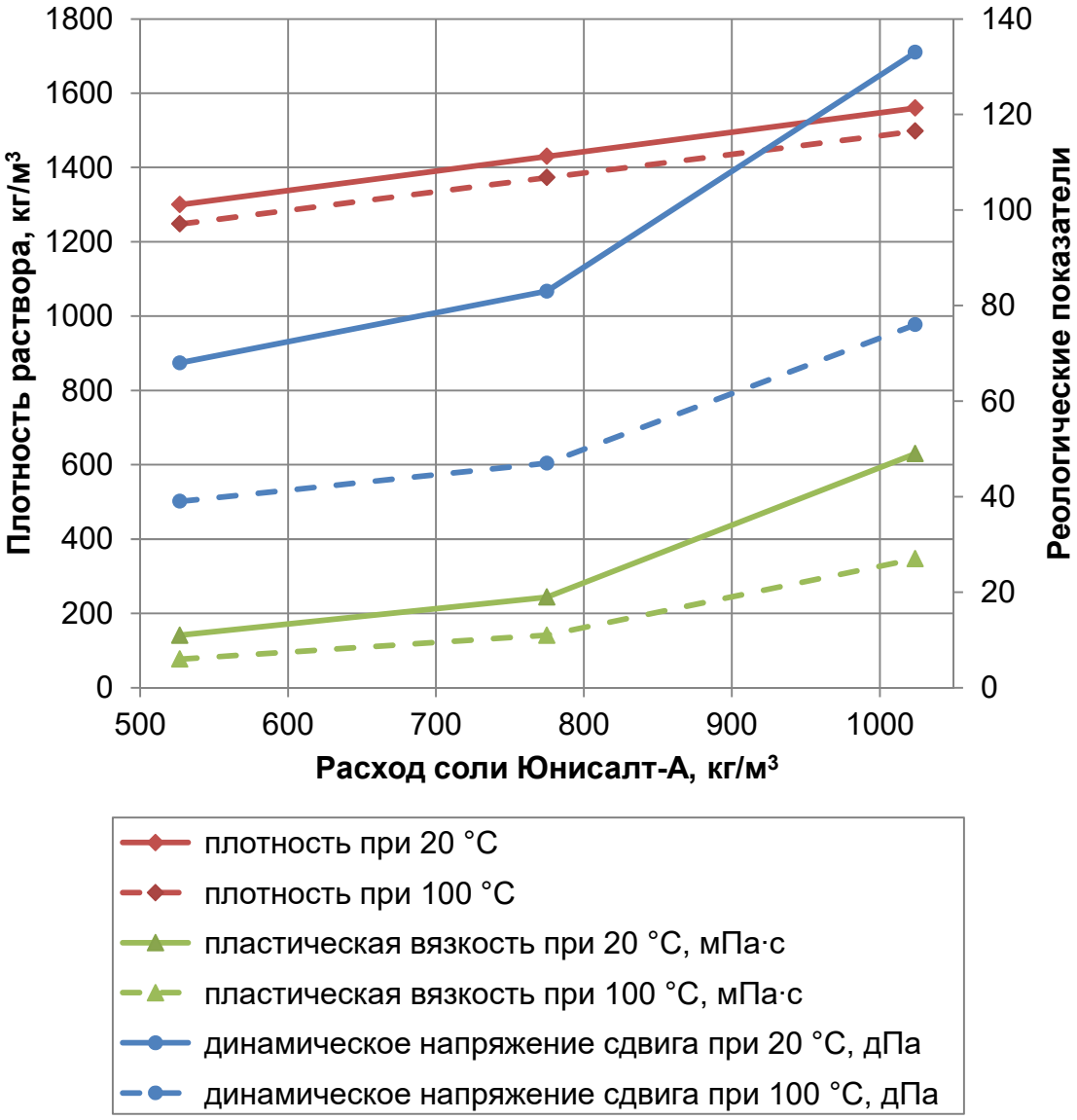


Рисунок 4.5 – Влияние температуры до 100 °С на плотность и реологические параметры высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов ρ = 1560 кг/м³

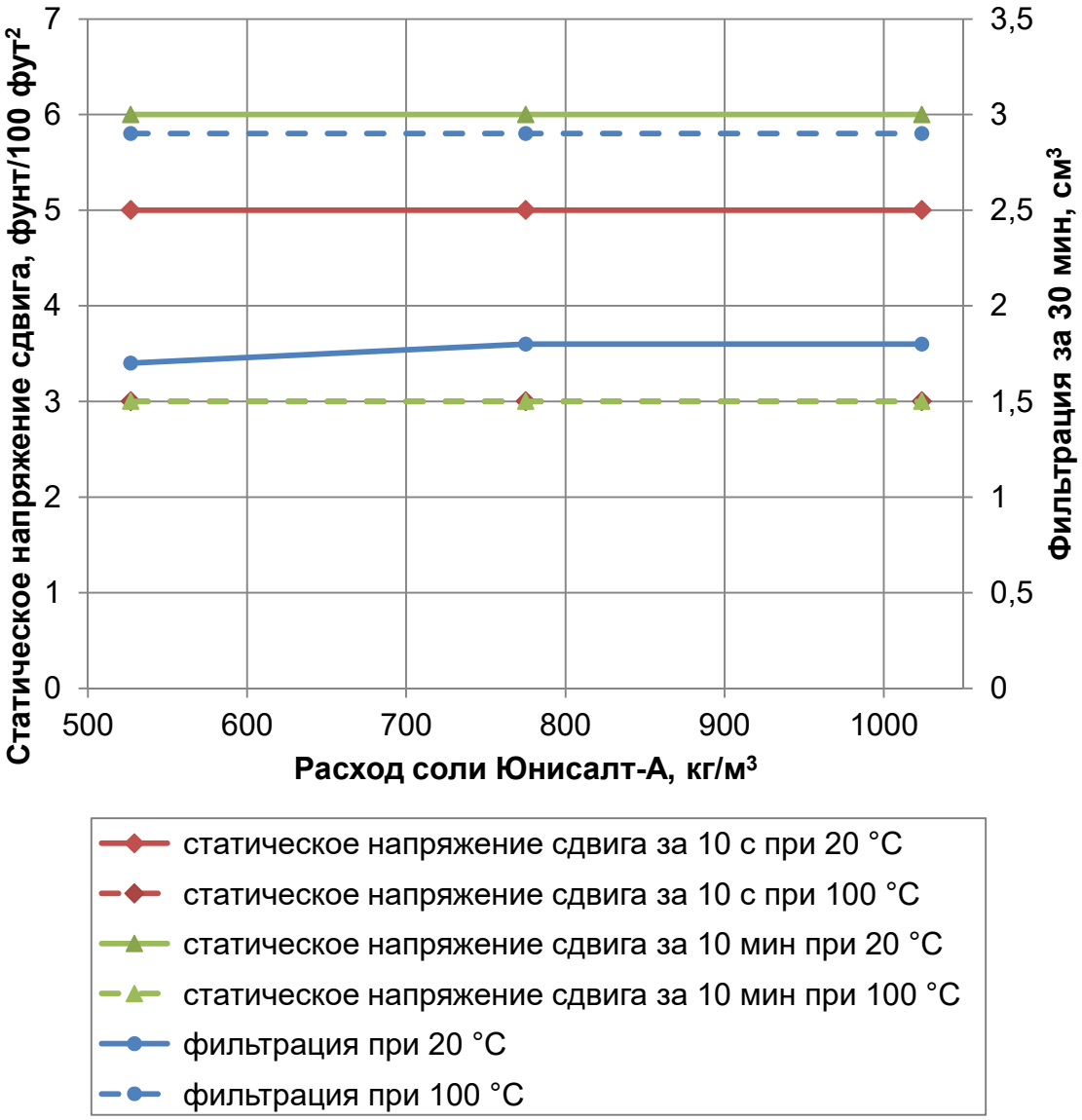


Рисунок 4.6 – Влияние температуры до 100 °С на тиксотропные параметры и фильтрацию высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов ρ = 1560 кг/м³

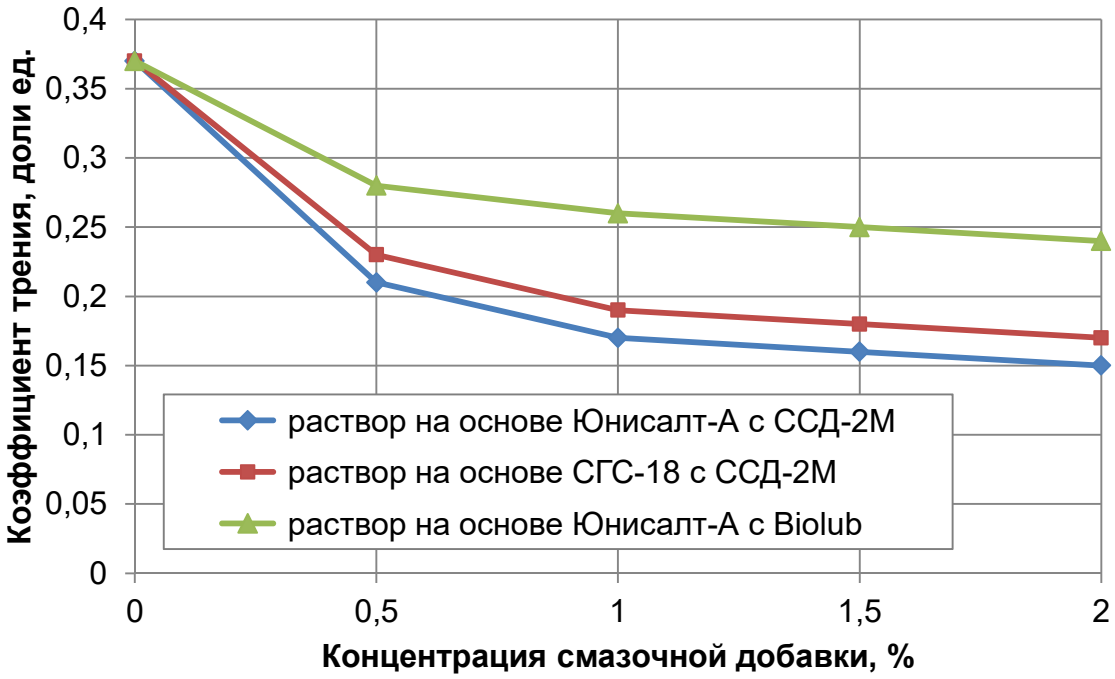


Рисунок 4.7 – Влияние концентрации смазочных добавок на коэффициент трения механической пары высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов

Существенным при применении безглинистых буровых растворов является оценка изменения технологических свойств при проходке глинистых отложений незначительно. Диспергирования высокоактивных глин в растворе практически не происходит, что позволит проводить достаточно протяжённые стволы без дополнительной обработки бурового раствора. При этом легко проводится и очистка раствора от выбуренной породы.

Проверка глиноёмкости высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора показала, что ввод до 5 % бентонита никого влияния на реологические свойства раствора не оказывает. Бентонит в растворе не диспергируется, что подтверждает высокую ингибирующую активность раствора. В таблице 4.5 приведены данные по изменению свойств высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора с плотностью 1500 кг/м³ при вводе глинопорошка марки ПБМА.

Таблица 4.5 – Влияние глинопорошка на технологические свойства высокоминерализованных утяжелённых растворов

№ п/п	Реагенты	Содержа-ние, %	ρ, кг/м^3	Реология					pH	Ф, см^3	$П_0$, см/ч
				СНС$_{1/10}$, дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	n	K			
Исх.	Вода б/п XG Polimer КТЖ-1600	0,25	1460	3/4	28	62,4	0,75	0,19	5,6		0,042
1	Исходный + Мел + Сульфацелл ССД2М	5,0 0,2 1,0		4/5	35	105,6	0,69	0,39	5,6	2,5	0,03
2	№ 1 + КТЖ-1600		1580	6/8					5,5	2,0	0,03
3	№ 2 +10% воды сухой бентонит ПБМА	2,0	1520	2/3	47	100,8	0,76	0,31	5,6	2,0	0,03
4	№ 3 + сухой бентонит	2,0	1520	2/4	42	100,8	0,74	0,33	5,7	1,0	0,03
5	№ 4 + сухой бентонит	3,0	1520	2/4	42	100,8	0,74	0,33	5,8	0,5	0,03

Транспортирующая способность растворов плотностей 1300 – 1600 кг/м³ со стандартной рецептурой высокая. Коэффициент транспорта шлама при скорости бурения 5 м/час на высокоминерализованном утяжелённом буровом растворе плотностью 1400 кг/м³ (пластическая вязкость 27 мПа·с, динамическое напряжение более 100 дПа), для скважины со сложным профилем и углом 80 градусов (диаметр 126 мм и глубина 3000 м) составляет от 0,90 до 0,95 при производительности насосов около 6 л в секунду. При этом давление в конце интервала составит около 17 МПа.

Для увеличенного диаметра (135 мм) коэффициент транспорта шлама составляет от 0,84 до 0,92 при скорости бурения 5 м/час и производительности 6 л в секунду. При этом давление в конце интервала составит около 15 МПа.

Растворы хорошо диспергируют смазочные добавки. Смазочные свойства раствора с добавкой стандартной смазки ССД 2М близки к свойствам не утяжеленного биополимерного раствора, что обеспечивает минимальные сопротивлению движения инструмента в стволе скважины.

Приготовление высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов предусматривается стандартными блоками, используемыми при работе с глинистыми и биополимерными буровыми растворами. Подачу реагентов рекомендуется выполнять с помощью гидроэжекторного смесителя. Приготовление и циркуляция бурового раствора в практике бурения осуществляется механическими и гидравлическими перемешивателями.

4.2 Исследование эксплуатационных свойств разработанного высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора

4.2.1 Экспериментальное определение молекулярной диффузии

4.2.1.1 Диффузия газа

Механизм прохождения газа через жидкость при разных давлениях будет отличаться. В случае нормальных давлений это явление называется «барботажем» и определяется, главным образом, поверхностными силами на границе раздела фаз. Методы очистки жидкости от газа достаточно хорошо

изучены и широко используются, например, в практике бурения. Это и химические методы и механическая дегазация буровых растворов.

При повышенных давлениях, когда газы не могут агломерироваться в пузырьки, речь идёт о молекулярной диффузии газов в жидкость и величина её определяется во многом растворимостью газов в жидкости.

Объем растворившегося газа в ячейке Стефана определяется путем произведения перемещения столбика жидкости в капилляре на площадь поверхности контакта фаз, которая находится через известный диаметр капилляра. Тогда коэффициент молекулярной диффузии рассчитывается по формуле

$$D_{AB} = \frac{\pi(\Delta l)^2}{4(c^*)^2 \tau}, \qquad (4.1)$$

где c^* – растворимость газа при данных P и T, τ – время процесса диффузии.

Величину термодиффузии и бародиффузии определяли опосредованно, прогревая высокоминерализованный утяжелённый буровой раствор в специальных «ячейках старения» под атмосферой соответствующего газа при температуре 100 °C в течение 16 и 48 часов, контролируя изменение плотности бурового раствора после прогрева.

4.2.1.2 Диффузия пластовых вод

Разбавление бурового раствора пластовыми флюидами может происходить, как при непосредственном смешении с пластовой жидкостью (например при «свабировании» во время СПО, либо при нескомпенсированности пластового давления при бурении), так и при контакте раствора с пластовыми флюидами за счёт диффузионных и осмотических перетоков. Варианты разбавления высокоминерализованных утяжелённых рассолов пластовыми водами, рассмотрим ниже. Однако, учитывая высокую минерализацию рассола, составляющих основу бурового раствора, необходимо изучить также возможность молекулярной диффузии воды в рассол.

4.2.2 Исследование разработанного высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора плотностью не менее 1560 кг/м³ на совместимость с пластовыми флюидами

Не менее актуальным является оценка изменения технологических свойств высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов при смешении их с пластовым флюидом в различных соотношениях. Для исследований были отобраны пробы пластовой воды различной минерализации:

1-я проба, Приобское, куст 111, пласт АС-12, скв. №3741, отобрана 30.11.2011;

2-я проба, Приобское, куст 201А, пласт АС-12, скв. №8412, отобрана 25.11.2011;

3-я проба, Приобское, куст 99, пласт АС-12, скв. №1065, отобрана 29.11.2011.

Свойства пластовых вод приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Свойства проб пластовой воды

Наименование	Ед. измерения	Скв. № 3741	Скв. 8412	Скв. 1065
Плотность	кг/м³	1070	1035	1002
pH	–	7,2	6,5	8,0
HCO_3^-	мг/л	6711,1	7931,3	976,2
Cl^-	мг/л	55380,0	35500,0	2911,0
Ca^{++}	мг/л	20741,4	7214,4	190,4
Mg^{++}	мг/л	486,4	243,2	60,8
$Na^+ + K^+$	мг/л	13685,0	17250,0	1920,5
Общая жесткость	мг/экв.	1075	380,0	14,5
Общая минерализация	мг/л	97003,9	68138,9	6058,8

Полученные результаты исследований представлены на рисунках 4.8-4.13.

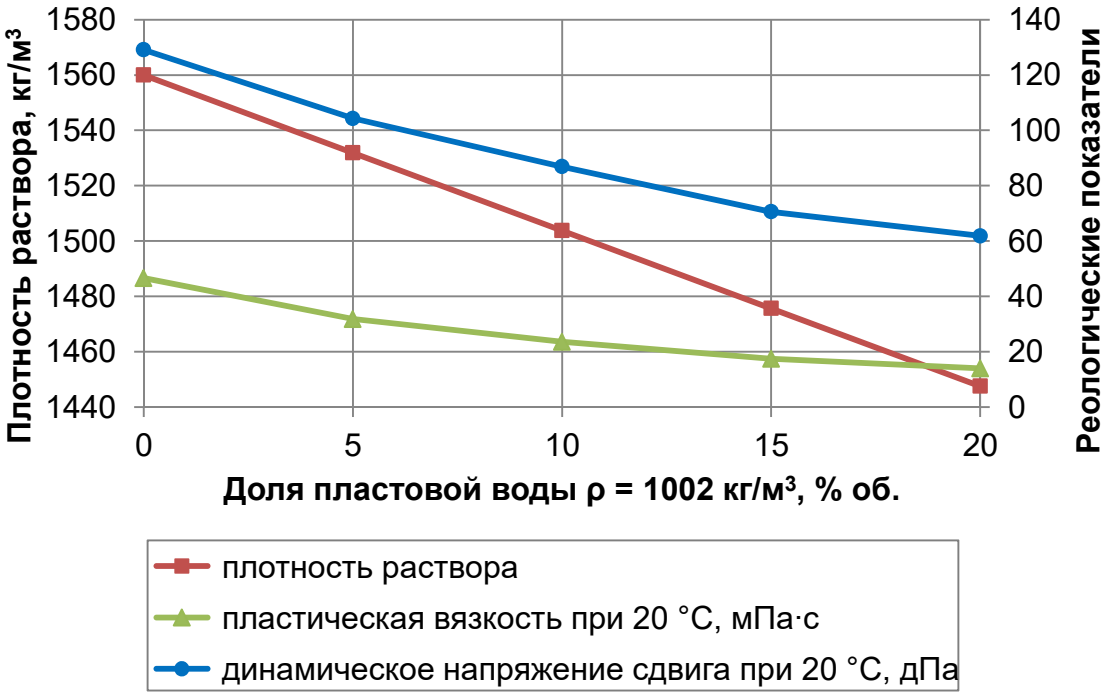


Рисунок 4.8 – Зависимость плотности и реологических показателей высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора ρ = 1560 кг/м³ при разбавлении пластовой водой ρ = 1002 кг/м³

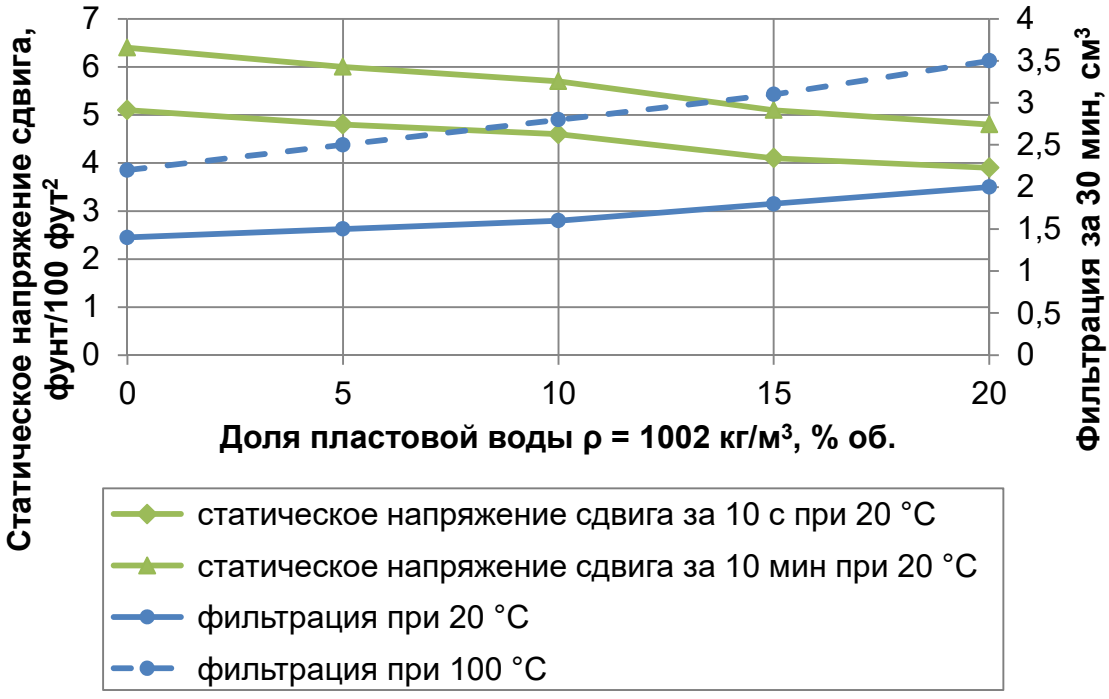


Рисунок 4.9 – Зависимость структурно-механических и фильтрационных параметров высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора ρ = 1560 кг/м³ при разбавлении пластовой водой ρ = 1002 кг/м³

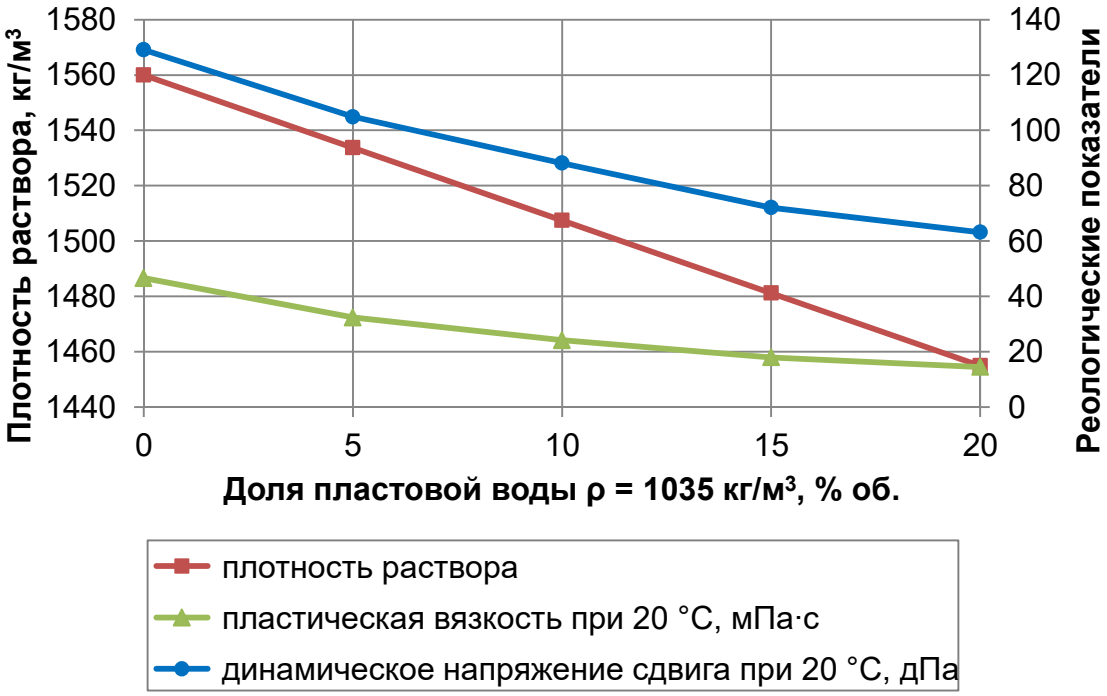


Рисунок 4.10 – Зависимость пластической вязкости и динамического напряжения сдвига высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора ρ = 1560 кг/м³ при разбавлении пластовой водой ρ = 1035 кг/м³

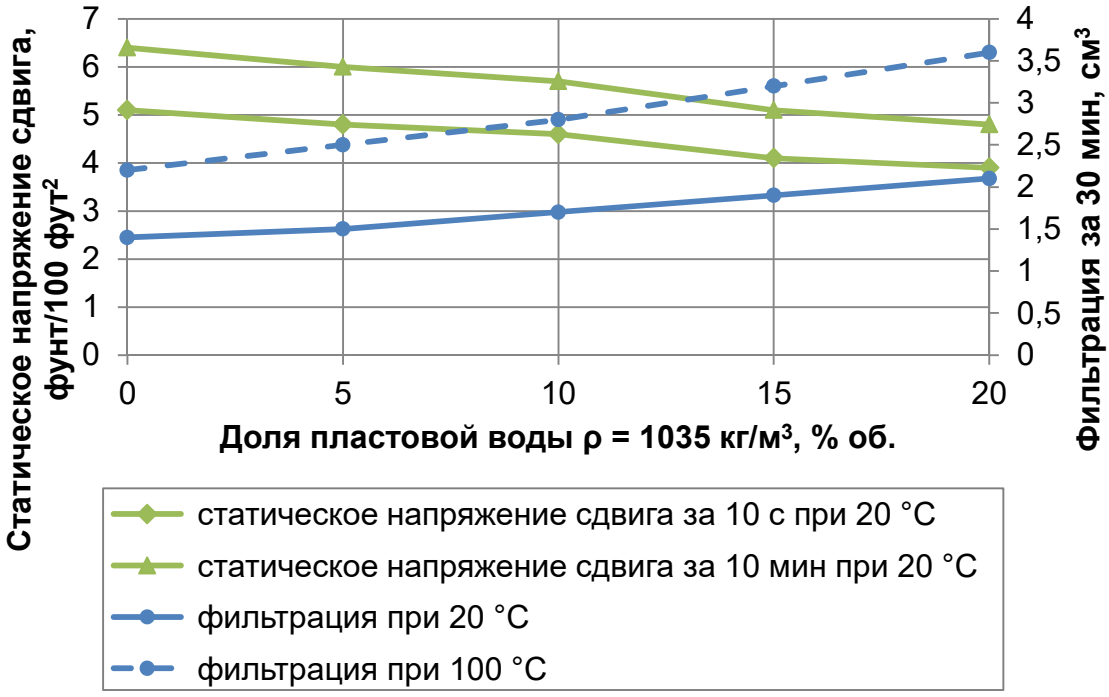


Рисунок 4.11 – Зависимость фильтрации высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора ρ = 1560 кг/м³ при разбавлении пластовой водой ρ = 1035 кг/м³

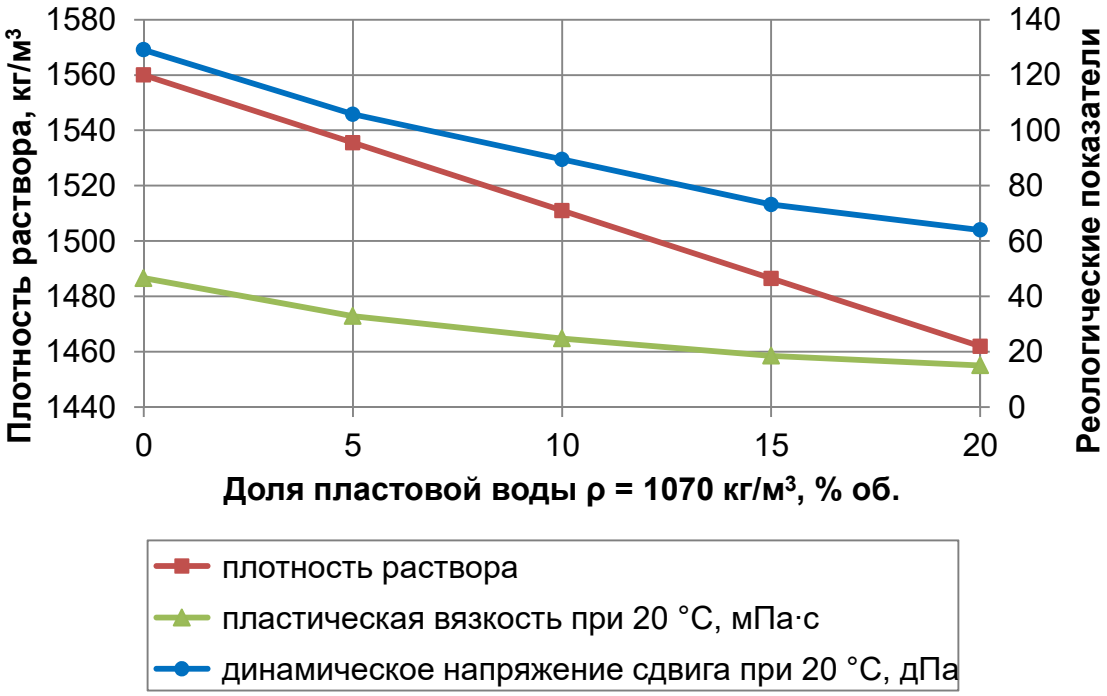


Рисунок 4.12 – Зависимость плотности и реологических показателей высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора ρ = 1560 кг/м³ при разбавлении пластовой водой ρ = 1070 кг/м³

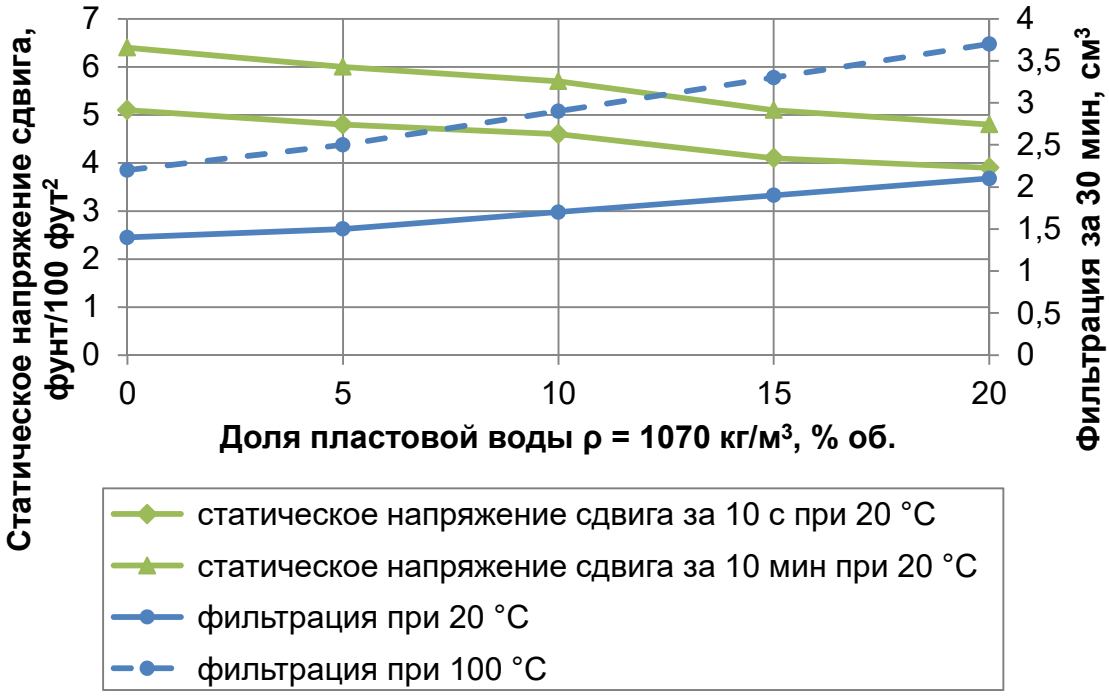


Рисунок 4.13 – Зависимость структурно-механических и фильтрационных высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора ρ = 1560 кг/м³ при разбавлении пластовой водой ρ = 1070 кг/м³

Из приведённых на рисунках 4.8 – 4.13 результатов видно, что разбавление

пластовыми водами разработанного бурового раствора, хотя и влияет на её реологические и фильтрационные характеристики, но кроме плотностных характеристик эти изменения отнюдь не критичны. Очевидно, что возможное попадание водных флюидов реальных условиях (например, при СПО) не может превысить исследованный диапазон добавок. Различная минерализация пластовой воды (от минимальной до максимальной) практически не влияет на изменение реологических и фильтрационных характеристик. Соответственно, можно сделать вывод о достаточно большой «буферности» бурового раствора на рассолах солей, т.е. устойчивости её к предполагаемым внешним воздействиям.

4.2.3 Порядок проведения эксперимента по диффузии пластовых жидкостей

Сначала в кювету наливается жидкость массой 210 г. Затем в жидкость помещается ячейка с установленной пористой диафрагмой 2 (см. рисунок 2.3). Пористая диафрагма в эксперименте состояла из влажной фильтровальной бумаги средней фильтрации (ГОСТ 12026-76) с фильтрационной коркой, образующейся после определения фильтрации по методике API, и двух металлических сеток. После этого ячейка заполняется высокоминерализованным утяжелённым раствором массой 230 г. Приведенная последовательность действий позволяет удалить воздух из области под диафрагмой 2. Следует учесть, что средняя температура в лаборатории при проведении эксперимента была 25 ºС.

Вместо определения концентрации для формулы (2.32) в эксперименте измерялась масса, таким образом

$$D_{AB}^{i} = \frac{1}{507 \cdot 86400} \ln \frac{210 - 230}{210{,}7 - 229{,}3} \approx 1{,}66 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Результаты исследования всех проб пластового флюида представлены в таблице 4.7.

Как видно, абсолютные значения «обратного перетока» флюида незначительны (тысячекратно меньшие, нежели фильтрация под воздействием

перепада давлений) и даже учитывая, термобарические эффекты этими перетоками вполне можно пренебречь.

Таблица 4.7 – Влияние диффузии пластовых жидкостей на показатели высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора при стандартной температуре

Минерализация пластовой воды, г/л	Δρ (за 48 час), кг/м³	$D \cdot 10^{-9}$, м²/с	Переток флюида, мл/час
6	0014	1,66	0,00029
68	0011	1,31	0,00022
97	0009	1,26	0,00017

Проведены исследования разработанного высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора плотностью не менее 1560 кг/м³ на газопроницаемость.

Лабораторные эксперименты проведены с воздухом, CO_2 и смесью бутана и пропана. Результаты измерений перемещения столбика в капилляре показали, что наибольшее изменение уровня происходит в первые минуты. Погружение в раствор одновременно двух капилляров, один из которых сообщается с атмосферой, а другой закрыт – позволяет оценивать относительное изменение уровня. Т. к. раствор в капиллярах был ниже его уровня в емкости, то для измерения капилляры Δl извлекались и прикладывались к линейке. Через 10 мин после начала эксперимента разность уровней в капиллярах составила 0,9 мм, через 1 час – 0,8 мм. Таким образом Δl = 0,1 мм за с. Полученные результаты представлены на рисунках 4.14 – 4.15.

Как видно из экспериментальных данных величина диффузии газов (пропана и CO_2) находится на одном уровне с такими системами, как вода или водная бентонитовая дисперсия (модель глинистого бурового раствора). Отсюда достаточны выводы, что диффузионные процессы оказывают весьма малое влияние на технологические характеристики нового раствора (соизмеримые с известными растворами), по меньшей мере, такие, которыми можно пренебречь в практической деятельности, а опасения о накоплении газа в буровом растворе за счёт его растворения в нем не имеют оснований и накопление газа, хоть сколько влияющее на плотность (не говоря уже о

возможности провоцирования ГНВП) не происходит.

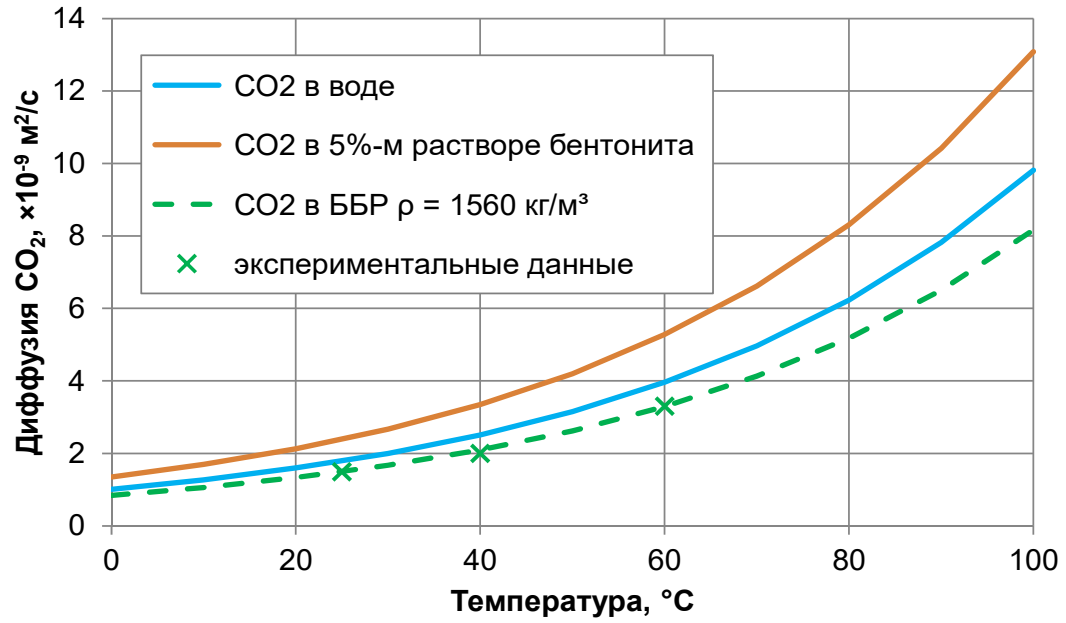


Рисунок 4.14 – Зависимость диффузии CO_2 в различных растворах от нагрева

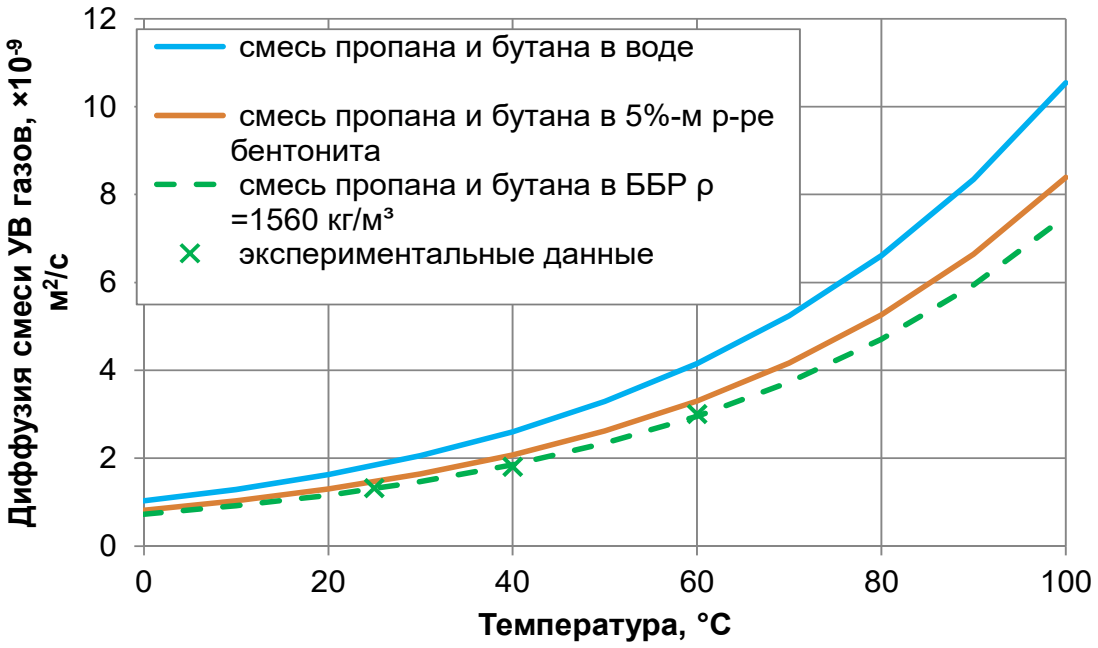


Рисунок 4.15 – Зависимость диффузии смеси пропана и бутана в различных растворах от нагрева

Соответственно нет необходимости в детализации таких исследований, включая эксперименты с привлечением специальной аппаратуры, где можно было бы моделировать термобарические условия пласта. Тем более что исследования реологических свойств настоящего бурового раствора, полученные

при температуре 100 °С, и соответствующем давлении показывают однозначное отсутствие фазовых переходов у предложенного высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора и априори наличие возможности диффундирования газа через жидкофазную систему раствора (равно, как это имеет место с водной системой бентонитовой дисперсии).

Выводы

1. Проведены лабораторные и стендовые исследования физико-химических свойств высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора с расширенным ассортиментом и концентрационным диапазоном рецептур от минимальной до максимальной по всем составляющим при плотностях от 1300 до 1600 кг/м³.

2. Оценены эксплуатационные свойства разработанных растворов (глиноёмкость, гидравлические характеристики, коррозионная активность по стали и алюминиевому сплаву, совместимость с пластовыми флюидами различной минерализации для горно-геологических условий Приобского месторождения, газопроницаемость, молекулярная диффузия газов и жидкостей).

3. Разработана рецептура высокоминерализованнного утяжелённого бурового раствора плотностью 1560 кг/м^3 и проведены исследования ее свойств, подтверждающие технологическую эффективность предложенной рецептуры в диапазоне температур от 0 до 100 ºС (низкие фильтрационные характеристики, гарантирующие исключение прихватов, высокие ингибирующие свойства, что обеспечит сохранность коллекторских свойств продуктивных пластов устойчивость ствола, приемлемые гидравлические и структурно-механические свойства раствора, коэффициент выноса шлама 0,84).

4. Разработана программа опытно-промышленных испытаний и проект регламента на приготовление, и применение высокоминерализованного утяжелённого раствора с плотностью до 1560 кг/м³, включающий рецептуры, технологию приготовления и применения.

5 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО УТЯЖЕЛЁНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»

5.1 Выбор скважин для испытания высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора и организация работ

Проводка боковых наклонно направленных и горизонтальных стволов в условиях АВПД, при использовании содержащих большое количество твердой фазы биополимерных хлоркалиевых буровых растворов с удельным весом более 1480 кг/м^3 (утяжеленных баритом), осложняется рядом негативных моментов, влияющих на аварийность и успешность строительства скважины в целом.

В условиях проводки ствола в проницаемых зонах на растворе с большим количеством твердой фазы, на стенке образуется достаточно толстая фильтрационная корка, которая способствует усилению прихватоопасности в процессе бурения и увеличивает необходимое усилие для ликвидации прихвата бурового инструмента. При этом необходимость ликвидации аварий, связанных с прихватами бурильного инструмента и обсадных колонн увеличивает продолжительность и стоимость работ по бурению. Повышенное содержание твердой фазы в растворе предполагает и повышенный расход смазочных добавок, для обеспечения требуемого уровня коэффициента трения между колонной труб и стенками скважины.

С целью ликвидации указанных явлений нами предложен высокоминерализованный утяжеленный буровой раствор с минимальным содержанием твердой фазы, стабилизированный полимерной композицией для высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов (ЦЭПС-С).

Целью опытно-промышленных испытаний является проверка работоспособности разработанного бурового раствора при осуществлении

буровых работ по реконструкции скважин методом ЗБС.

Выбор скважин для испытания был произведен ООО «РН-Юганскнефтегаз» и согласован с ОАО «НК «Роснефть». При этом во внимание были приняты следующие обстоятельства:

– На месторождении в течение длительного времени функционирует система поддержания пластового давления, результатом чего является наличие зон АВПД в разрезе скважин;

– Малобалыкское месторождение характеризуется наличием осложнений, и аварий при бурении. Так, в течение 2011-2012 гг. при реконструкции 72 скважин, прихваты были отмечены на 7 (все скважины с растворами, утяжелёнными баритом);

– На месторождении имеется опыт применения минерализованных безбаритовых растворов с системой стабилизации полисахаридами (табл. 5.1). Данные растворы проходили испытания в рамках «Системы новых технологий». Они отличаются от разрабатываемых, химическим составом дисперсионной среды и типом стабилизатора, опыт их использования обеспечивает базу сравнения для разработанного бурового раствора.

Таблица 5.1 – Ранжирование систем буровых растворов

Проблемы	Системы растворов			
	Глинистый с баритом	Биополимерный с баритом	Биополимерный безбаритовый ρ=1340 кг/м³ (СЦ-БТ)	Высокоминерализованный утяжелённый ρ=1400-1560 кг/м³
Седиментация тв. ф.	+	+	-	-
Толстая фильтр. кор.	+	+	-	-
Избыточная высокотемпературная фильтрация	-	+	-	-
Восприимчивость к пластовым флюидам	+	+	-	-
Ингиб. св-ва системы	Слабые	Средние	Высокие	Высокие
Продавочные давления	12-15 МПа	10-14 МПа	17-20 МПа, рост до 22 МПа	12-14 МПа
«Загрязнение» продуктивного пласта	+	+	-	-

Работы по реконструкции скважин на месторождениях ООО «РН-

Юганскнефтегаз» осуществляются несколькими буровыми подрядчиками. Основная масса их использует традиционные биополимерные хлоркалиевые буровые растворы на водной основе с применением барита в качестве утяжелителя. Единственным подрядчиком, имеющим опыт работы с высокоминерализованными системами, является ООО «Башнефть-Бурение». Именно поэтому испытания были произведены на скважинах № 7529 куста 553 и № 3332 куста 582 Малобалыкского месторождения, реконструкция которых осуществлялась этим предприятием.

5.2 Описание работ в рамках полевых испытаний

Зарезка окна и забуривание бокового ствола из вырезанного «окна» производилось на технической воде, которая в целях предотвращения замерзания при температуре до минус 40 °С была засолонена солью до плотности 1080 кг/м³. В дальнейшем данный рассол был использован в качестве основы при заготовке высокоминерализованного утяжелённого раствора. Последовательность технологических операций приведена в таблицах 5.2 и 5.3. Распределение времени по операциям при проведении ОПР приведены на рисунках 5.1 и 5.2.

Таблица 5.2 – Технология приготовления исходного испытуемого раствора (скв. 7529)

№№ п/п	Наименование технологической операции	Примечания
1	Очистка технической воды от металлической стружки с помощью вибросит и магнитного металлоуловителя	
2	Контрольный замер жесткости технической воды	Фактическое содержание – 110 мг/л, по программе – не более 200 мг/л
3	Ввод в систему биполимера XG-Polimer с помощью гидроворонки в количестве 2,5 кг/м³	Растворение полимера в течение одного цикла циркуляции
4	Ввод в систему соли КТЖ-1600 до плотности 1150 кг/м³	Растворение соли в течение одного цикла циркуляции
5	Стабилизация раствора путем ввода с помощью гидроворонки ЦЭПС-С в количестве 2,5 кг/м³	Растворение полимера в течение одного цикла циркуляции
6	Последовательный ввод в раствор смазочной добавки ССД-2М в количестве 5 кг/м³	Диспергирование смазочной добавки в течение одного цикла циркуляции

Таблица 5.3 – Технология приготовления бурового раствора, с использованием регенерированного и перевезённого раствора с предыдущей скважины (скв. 3332)

№№ п/п	Наименование технологической операции	Примечания
1	Очистка технической воды от металлической стружки с помощью вибросит и магнитного металлоуловителя.	
2	Разбавление перевезённого бурового раствора плотностью 1350 кг/м³ до плотности 1130 кг/м³, требуемой по ГТН	
3	Постепенное доутяжеление бурового раствора добавкой зарезервированного.	
4	Ввод в систему соли КТЖ-1600 до плотности 1410 кг/м³	Растворение добавляемой соли в течение одного цикла циркуляции
5	Стабилизация раствора путем ввода через гидроворонку ЦЭПС-С в количестве 2,5 кг/м³, биполимера XG-Polimer в количестве 2,5 кг/м³, а также других добавок	Растворение полимеров и затем других добавок в течение одного цикла циркуляции
6	Последовательный ввод в раствор смазочной добавки ССД-2М в количестве 5 кг/м³	Диспергирование смазочной добавки в течение одного цикла циркуляции

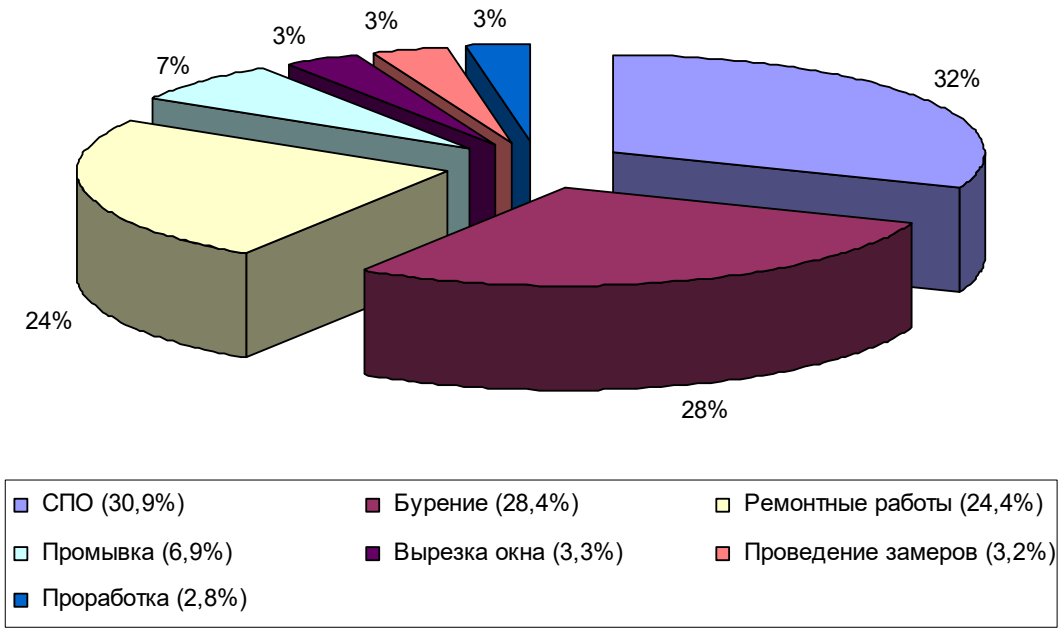


Рисунок 5.1 – Распределение времени по операциям при проведении ОПР на скв.№ 7529 Малобалыкского месторождения

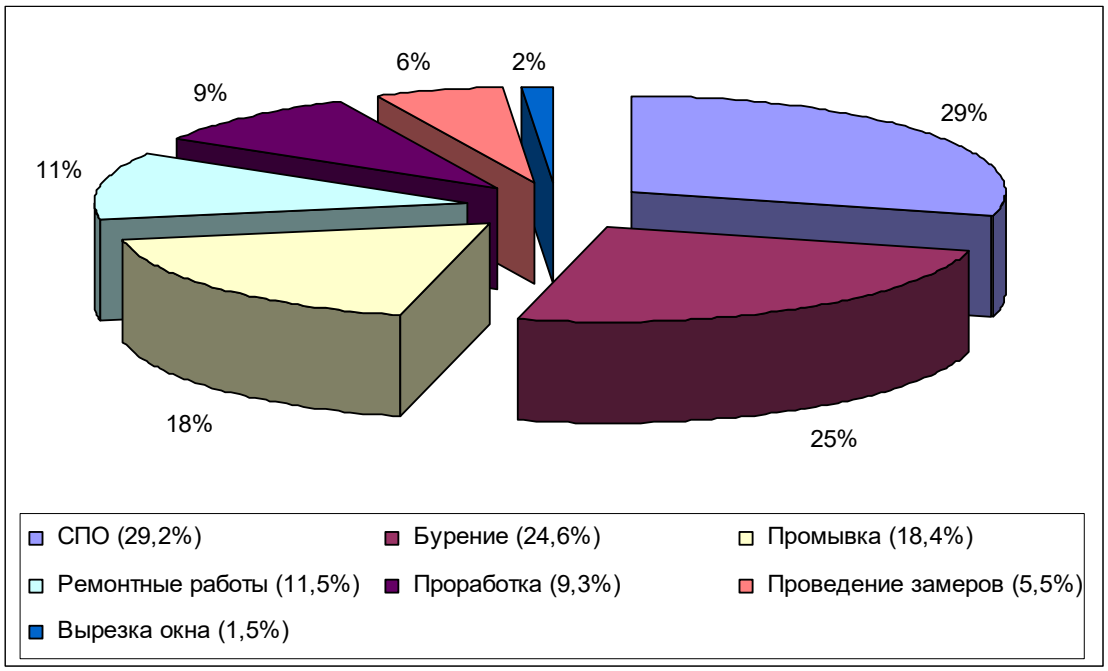


Рисунок 5.2 – Распределение времени по операциям при проведении ОПР на скв. № 3332 Малобалыкского месторождения

В соответствии с выданным геологическим заданием боковой ствол был разбит на несколько интервалов, приведенных в таблице 5.4 и 5.5, отличающихся плотностью раствора.

Таблица 5.4 – Однородные по плотности раствора интервалы при бурении бокового ствола по скв. 7529

№№ интервала	Глубинные отметки, м		Средняя плотность раствора, кг/м³
	от	до	
1	2249	2500	Набор плотности
2	2501	2600	1150±0,01
3	2601	2610	Набор плотности
4	2611	2800	1200±0,01
5	2801	2930	1150…1310 (интервал перехода)
6	2931	3201	1320±0,02

Таблица 5.5 – Однородные по плотности раствора интервалы при бурении бокового ствола по скв. 3332

№№ интервала	Глубинные отметки, м		Средняя плотность раствора, кг/м³
	от	до	
1	1949	2614	1150-1210
2	2614	2714	1210…1410 (интервал перехода)
3	2714	2873	1380-1410

В процессе бурения объем раствора пополнялся для компенсации естественной убыли, параметры раствора поддерживались в заданных пределах

путем ввода необходимых компонентов непосредственно в систему циркуляции. Регулирование реологических и фильтрационных свойств раствора осуществлялось с использованием биополимера и ЦЭПС-С (как по отдельности, так и совместно).

Во избежание отрицательного влияния гидродинамического воздействия на проходимые породы, а также предотвращения их обводнения при проводке бокового ствола осуществлялся контроль следующих параметров раствора (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Контроль параметров бурового раствора в процессе бурения*

Наименование показателя	Периодичность замеров
Плотность	1 раз в 1 час
Условная вязкость	1 раз в 1 час
Пластическая вязкость	4 раза в сутки
Динамическое напряжение сдвига	4 раза в сутки
Статическое напряжение сдвига 10 с/10 мин	4 раза в сутки
Водоотдача	4 раза в сутки
Толщина корки	4 раза в сутки
pH	2 раза в сутки
Содержание песка	2 раза в сутки
Температура выходящего раствора	2 раза в сутки
МВТ	1 раз в интервале равной плотности раствора

* Измерения параметров раствора производились по методике API с пересчетом показателей в метрическую систему.

5.3 Анализ результатов полевых испытаний

В период с 07.11.2012 по 20.12.2012 года, в соответствии с программой полевых испытаний осуществлено бурение и спуск хвостовика на скважине № 7529 куста 553 Малобалыкского месторождения. Приготовление бурового раствора, его тестирование (включая отборы проб и тестирование их в стационарной лаборатории) осуществлялись в соответствии с программой и методикой проведения испытаний (ежедневные сводки ИТС, акты тестирования реагента ЦЭПС-С и буровых растворов на его основе прилагаются).

В процессе бурения отмечался рост плотности бурового раствора, связанный с увеличением содержания твердой фазы. Произведенный в

стационарных условиях МВТ-анализ показал, что твердая фаза бурового раствора представлена, главным образом, глинистыми частицами. Активность этих частиц невысока, поскольку их поверхность блокирована полимером.

Расход реагентов (стабилизатора и биополимера) превысил планируемые значения в результате фактически полученных меньших пластовых давлений, чем ожидалось, и соответствующих низких плотности и степени минерализации раствора в интервале 2249 – 2930 м (781 м). Этот повышенный расход химических реагентов был связан с необходимостью придания раствору требуемых реологических и фильтрационных характеристик. Так же повышенный расход реагентов обусловлен снижением вязкости дисперсионной среды и снижением доли «свободной» воды, не связанной диссоциативными связями.

Таблица 5.7 – Замер параметров бурового раствора со скважины 7529 куста 553 Малобалыкского месторождения в стационарной лаборатории

Куст / Скважина / месторождение	553 / 7529 / Малобалыкское			
Место отбора пробы	ЦСГО, после системы очистки			
Параметр	Обозначение, ед. измерения	Дата отбора пробы		
		23.11.2012	30.11.2012	11.12.2012
Плотность раствора	ρ, кг/м³	1200	1250	1320
Плотность фильтрата	ρ, кг/м³	1090	1100	1180
Условная вязкость (ВБР-2)	Т, сек	40	43	47
pH	–	6,94	6,95	6,57
Песок	%	следы	следы	следы
Фильтрация (ГОСТ), при 20 °С	F, см³/30 мин	4,6	4,8	4,2
Фильтрация, при 80 °С	F_{HTHP}, см³/30 мин	6,3	6,9	5,3
Пластическая вязкость	PV, мПа.с	20,3	13,9	22
Предельное динамическое напряжение сдвига	YP, фунт/100 фут^2 дПа	18 84	16 75	30 144
Предельное статическое напряжение сдвига	Gell, фунт/100фут^2 дПа	3/10 15/48	3/10 12/45	3/10 13/47
Содержание ионов кальция	Ca^{2}+, мг/л	27400	36000	64000
Содержание хлорид-ионов	Cl^{-}, мг/л	81000	67000	87000
Коллоидная глин	МВТ, кг/м³	20,63	12,06	8,20
Коэффициент трения	$К_{тр}$	0,172	0,166	0,179
Температура замера	Т, °С	22	21	22

После завершения опытно-промышленных работ на первой скважине, работы были продолжены на следующей скважине № 3332 куста 582

Малобалыкского месторождения, в период с 12.01.2013 по 17.02.2013 года. Для приготовления бурового раствора использовался регенерированный и перевезённый с предыдущей скважины буровой раствор в объёме 60 м³. Причём резерва этого раствора хватило (практически без дообработки) на бурение интервала от 1949 м до 2614 м, т. е. на весь интервал совместимых давлений (эквивалентная плотность бурового раствора 1190 кг/м³). В интервале бурения от 2614 м до 2714 м раствор доутяжелялся и доводился до кондиций, требуемых по программе испытаний. Бурение интервала 2714 – 2873 м осуществлялось при плотности бурового раствора 1380 – 1410 кг/м³.

Таблица 5.8 – Замер параметров бурового раствора со скважины 3332 куста 582 Малобалыкского месторождения в стационарной лаборатории

Куст / Скважина / месторождение	582 / 3332 / Малобалыкское			
Место отбора пробы	ЦСГО, после системы очистки			
Пробу отобрал	Инженер 1 категории ООО «СамараНИПИнефть» Черников Евгений Анатольевич, тел. 89824107795			
Параметр	Обозначение, ед. измерения	Дата отбора пробы		
		22.01.2013	02.02.2013	11.02.2013
Плотность раствора	ρ, кг/м³	1150	1330	1400
Плотность фильтрата	ρ, кг/м³	1090	1190	1250
Условная вязкость (ВБР-2)	T, сек	35	36	60
pH	–	6,90	6,96	6,77
Песок	%	0,3	0,3	следы
Фильтрация (ГОСТ), при 20 °С	F, см³/30 мин	6,1	5,6	4,0
Фильтрация, при 80 °С	F_{HTHP}, см³/30 мин	6,9	6,4	5,0
Пластическая вязкость	PV, мПа.с	17	25	33
Предельное динамическое напряжение сдвига	YP, фунт/100фут^2 дПа	10 48	11 53	27 130
Предельное статическое напряжение сдвига	Gell, фунт/100 фут^2 дПа	3/4 14/19	4/6 19/29	3/5 13/47
Содержание ионов кальция	Ca^{2}+, мг/л	23300	38800	76000
Содержание хлорид-ионов	Cl^{-}, мг/л	72000	69800	101000
Коллоидная глин	МВТ, кг/м³	7,63	8,06	7,02
Коэффициент трения	Ктр.	0,181	0,176	0,155
Температура замера	T, °С	21	21	20

5.4 Оценка эффективности применения разработанного бурового раствора

Эффективность применения высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора оценивается следующими показателями:

– Достижение планируемых свойств бурового раствора;

– Снижение гидродинамических нагрузок на ствол скважины;

– Скорость проводки бокового ствола;

– Сохранение проходимости ствола, отсутствие аварий и осложнений;

– Хладостойкость раствора;

– Возможность повторного использования бурового раствора;

– Качество вскрытия продуктивного пласта.

5.4.1 Достижение планируемых свойств бурового раствора

Сравнение запланированной и фактической плотности раствора на скважине №7529:

– Интервал 2: 2500 – 2600 м $\rho = 1150 \pm 0{,}1$ кг/м³;

– Интервал 4: 2610 – 2800 м $\rho = 1200 \pm 0{,}1$ кг/м³;

– Интервал 6: 2930 – 3201 м $\rho = 1320 \pm 0{,}1$ кг/м³.

На интервалах 2249 – 2500 м, 2600 – 2610 м, 2000 – 2930 м происходило доутяжеление и дообработка раствора и соответственно свойства его были нестабильны.

Фильтрация бурового раствора (табл. 5.9) соответствовала программе испытаний, а перед вскрытием продуктивного пласта составляла 5 – 6 см³/30 мин (замеры в стационарной лаборатории показали значение 4,2 см³). Следует отметить, что аналогичные значения фильтрации определены в заявке на изобретение. Отклонения в пределах ошибки.

Значения пластической вязкости (табл. 5.10) также соответствовали программным, причём находились близко к минимальным. Такие же значения пластической вязкости отмечены в материалах заявки на изобретение.

Таблица 5.9 – Сопоставление фильтрации бурового раствора при бурении скв. № 7529 с программными значениями, а также данными заявки на изобретение

Фильтрация, см³/30 мин	Интервал № 2,		Интервал № 4		Интервал № 6	
	2500 м	2600 м	2610 м	2800 м	2930 м	3201 м
В соответствии с заявкой	–		–		3,5 – 4,0	
Фактическая	6 – 8		6 – 8		4,2 – 6,0	
По программе	6 – 8		6 – 8		6 – 7	

В заявке на изобретение отмечен интервал плотностей от 1300 до 1560 кг/м³. При более низких плотностях реализовать преимущества системы не представляется возможным, что отмечено далее в тексте.

Таблица 5.10 – Сопоставление пластической вязкости бурового раствора при бурении скв. № 7529 с программными значениями, а также данными заявки

Пластическая вязкость, мПа·с	Интервал № 2		Интервал № 4		Интервал № 6	
	2500 м	2600 м	2610 м	2800 м	2930 м	3201 м
В соответствии с заявкой	–		–		19 – 24	
Фактическая	13 – 17		15 – 17		20 – 23	
По программе	15 – 30		15 – 30		15 – 35	

Значения ДНС (табл. 5.11) существенно превышали программные, а также измеренные в лабораторных условиях при подготовке заявки на изобретение. Во многом это обусловлено высоким содержанием коллоидной глинистой фазы. В то же время следует отметить, что благодаря «псевдопластичной» модели течения жидкости это не привело к избыточным гидродинамическим нагрузкам на пласт.

Таблица 5.11 – Сопоставление динамического напряжения сдвига бурового раствора при бурении скв. № 7529 с программными значениями, а также данными заявки

Динамическое напряжение сдвига, дПа	Интервал № 2		Интервал № 4		Интервал № 6	
	2500 м	2600 м	2610 м	2800 м	2930 м	3201 м
В соответствии с заявкой	–		–		82 – 89	
Фактическая	86 – 144		216		124 – 147	
По программе	45 – 75		45 – 75		45 – 85	

Значения статического напряжения (табл. 5.12) сдвига, характеризующие удерживающую способность раствора полностью соответствовали и программным значениям и данным заявки.

Таблица 5.12 – Сопоставление статического напряжения сдвига бурового раствора при бурении скв. № 7529 с программными значениями, а также данными заявки

Статическое напряжение сдвига, дПа	Интервал № 2		Интервал № 4		Интервал № 6	
	2500 м	2600 м	2600 м	2800 м	2930 м	3201 м
В соответствии с заявкой	–		–		15/30	
Фактическая	15/17		15/17		12 – 15/14 – 17	
По программе	12 – 15/15 – 45		12 – 15/15 – 45		12 – 15/15 – 45	

Фильтрация бурового раствора (табл. 5.13) соответствовала программе испытаний, а перед вскрытием продуктивного пласта составляла 5 – 6 см³ / 30 мин (замеры в стационарной лаборатории показали значение 4,0 см³/ 30 мин). Аналогичные значения фильтрации определены в заявке на изобретение.

Таблица 5.13 – Сопоставление фильтрации бурового раствора при бурении скв. № 3332 с программными значениями, а также данными заявки на изобретение

Фильтрация, см³/30 мин	Интервал № 2		Интервал № 4		Интервал № 6	
	1949 м	2614 м	2614 м	2714 м	2714 м	2873 м
В соответствии с заявкой	–		–		3,5 – 4,0	
Фактическая	6		4,5 – 6		4,5	
По программе	6 – 7		5 – 6		3,5 – 4,5	

В заявке на изобретение отмечен интервал плотностей от 1300 до 1560 кг/м³. Как видно, при плотности 1400 кг/см³ поддерживать более низкие значения фильтрации, нежели на скв. 7529 удалось при меньшем расходе реагента понизителя фильтрации, а также меньшем суммарном расходе реагентов.

Реологические параметры на скв. 3332 (табл. 5.14 и 5.15) практически полностью отвечали программным. Во-первых, учитывая опыт бурения 1-й скважины в программу были внесены соответствующие коррективы (изменены значения фильтрационных и реологических показателей буровых растворов), но, главным образом, рост скоростей связан с качественным улучшением работы очистных устройств.

Значения статического напряжения сдвига (табл. 5.16), характеризующие удерживающую способность раствора также полностью соответствовали и программным значениям и данным заявки.

Таблица 5.14 – Сопоставление пластической вязкости бурового раствора при бурении скв. № 3332 с программными значениями, а также данными заявки

Пластическая вязкость, мПа·с	Интервал № 2		Интервал № 4		Интервал № 6	
	1949 м	2614 м	2614 м	2714 м	2714 м	2873 м
В соответствии с заявкой	–		–		19 – 24	
Фактическая	16 – 21		20 – 22		22 – 35	
По программе	15 – 25		20 – 25		20 – 35	

Таблица 5.15 – Сопоставление динамического напряжения сдвига бурового раствора при бурении скв. № 3332 с программными значениями, а также данными заявки

Динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут^2 (дПа)	Интервал № 2		Интервал № 4		Интервал № 6	
	1949 м	2614 м	2614 м	2714 м	2714 м	2873 м
В соответствии с заявкой	–		–		(82 – 89)	
Фактическая	10 – 15 (48 – 72)		10 – 15 (48 – 72)		11 – 30 (53 – 144)	
По программе	10 – 16 (48 – 77)		10-27 (48 – 130)		25 – 35 (120 – 168)	

Таблица 5.16 – Сопоставление статического напряжения сдвига бурового раствора при бурении скв. №3332 с программными значениями, а также данными заявки

Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут^2 (дПа)	Интервал № 2		Интервал № 4		Интервал № 6	
	1949 м	2614 м	2614 м	2714 м	2714 м	2873 м
В соответствии с заявкой	–		–		(15/30)	
Фактическая	3/4 (14/19)		4/6 (19/29)		3/5 (14/24)	
По программе	3 – 4/4 – 10 (12 – 15/15 – 45)		3 – 4/4 – 10 (12 – 15/15 – 45)		3 – 5/5 – 11 (12/20 – 20/55)	

5.4.2 Дополнительная гидродинамическая нагрузка на ствол скважины

Реологические и фильтрационные характеристики раствора во всем интервале бурения находились в пределах допустимых колебаний значений. Повышение забойного давления, вызванное гидродинамической составляющей системы, находится в допустимых пределах и не вызывает явления поглощения бурового раствора (таблица 5.17 и 5.18). Значения статического и динамического забойных давлений рассчитаны на основании фактических замеров плотности раствора и давления на устье скважины.

Таблица 5.17 – Сопоставление давления по стволу скв. № 7529

Глубина по вертикали, м	Пластовое давление, МПа	Статическое забойное давление, МПа	Динамическое забойное давление, МПа	Давление начала поглощений, МПа
1951	22	23	24	28,5
2535	28,8	30,7	33,1	35,8
2852	39	42	44	45,6

Таблица 5.18 – Сопоставление давления по стволу скв. № 3332

Глубина по вертикали, м	Пластовое давление, МПа	Статическое забойное давление, МПа	Динамическое забойное давление, МПа	Давление начала поглощений, МПа
2042	22	24	24,7	30,2
2683	32,8	33,6	35,2	38,1

5.4.3 Скорость проводки бокового ствола

Выше было отмечено, что основной целью применения высокоминерализованного утяжелённого раствора является предотвращение прихватов инструмента и ухудшения проходимости ствола. Данные явления характерны для скважин, плотность растворов в которых обуславливает забойные давления, способные вызвать гидроразрыв пород. Задача ОПИ, в данном случае, состоит в том, чтобы убедиться в безопасности применяемого раствора, а также в его способности сохранить существующую эффективность процесса разрушения горных пород [107]. Последнее должно проявиться в сохранении средней фактической механической скорости бурения при ЗБС на Малобалыкском месторождении,

С целью создания базы сравнения были проанализированы данные по 72 скважинам, реконструированным методом ЗБС на Малобалыкском месторождении с применением сравнимых по плотности утяжеленных баритом растворов в 2011 – 2012 гг. Сравнительные данные о механических скоростях бурения этих скважин с достигнутыми в ходе ОПР приведены на рис. 5.3.

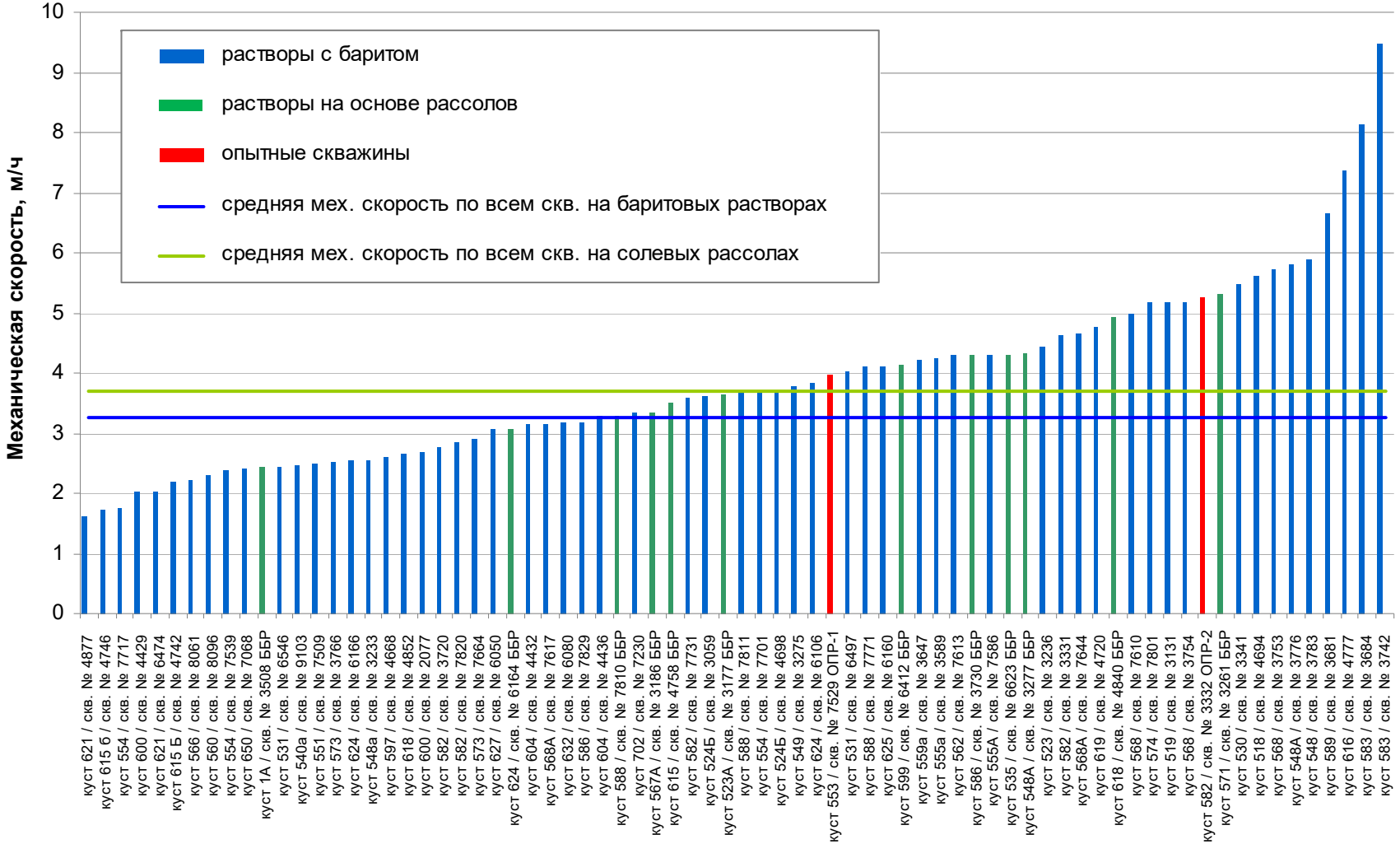


Рисунок 5.3 – Сопоставление механических скоростей, со скоростью, достигнутой в ходе ОПИ

Данные, приведенные на рис. 5.3 свидетельствуют, что скорости бурения, достигнутые на опытной скважине 7529, находятся на уровне средних по месторождению значений. Данное обстоятельство свидетельствует о том, что изменение типа бурового раствора в данном случае не повлияло решительным образом на характер взаимодействия породоразрушающего инструмента с породой.

5.4.4 Сохранение проходимости ствола, отсутствие аварий и осложнений

Состояние ствола скважины в течение всего процесса бурения можно косвенно охарактеризовать наличием осложнений, вызванных прихватами, затяжками, необходимостью проработок. В свою очередь вышесказанное отражается на продолжительности работ по ЗБС. По данному показателю можно судить об эффективности применяемого раствора.

При проведении работ по ЗБС на опытных скважинах не было получено осложнений, вызванных прихватами, затяжками, необходимостью проработок. Данное обстоятельство свидетельствует, что полученные результаты являются оптимальными.

5.4.5 Хладостойкость раствора

В ходе лабораторных испытаний было подтверждено, что буровой раствор на основе тяжёлых солей остаётся работоспособным даже при отрицательных температурах. Стабильность свойств раствора при сохранении и транспортировании его (в том числе при отрицательных температурах) подтверждена перевозкой раствора сохранённого после бурения скважины 7529 на скважину 3332. Температура воздуха в этот период (декабрь 2012 – январь 2013 г.) составляла 25 – 35 градусов ниже нуля.

Наработанный на первой скважине (7529) буровой раствор плотностью 1350 кг/м³, был сохранён и перевезён на скважину № 3332 в количестве 60 м³. За счет его разбавления водой, был пробурен интервал 1949 – 2614 м практически без наработки нового раствора. Также это позволило минимизировать на этом интервале дообработку бурового раствора реагентами.

5.5 Оценка технико-экономических показателей

За базу сравнения взята информация, предоставленная ООО «РН-Юганскнефтегаз» по реконструкции 60 скважин в течение 2011 – 2012 гг., пробуренных на буровых растворах утяжелённых баритом.

Таблица 5.19 – Исходные данные для расчёта экономической эффективности

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
1.	Средний объём раствора на 1 скважину	м³	120
2.	Стоимость разработанного раствора, плотностью 1400кг/м³	тыс.р	21,6
3.	Стоимость разработанного раствора, плотностью 1200кг/м³	тыс.р	15,3
4.	Сопровождение на 1 скважину	тыс.р	833
5.	Повторное использование раствора	м³	70
6.	Затраты на утилизацию 30 м³ от стандартной технологии	тыс.р.	105
7.	Затраты на перевозку раствора (7 рейсов по 10 м³)	тыс.р	60
8.	Суточная ставка работы бригаду	тыс.р.	580
9.	Увеличение мех. скорости	%	42
10.	Сокращение сроков реконструкции скважины, за счёт п. 9	сут.	3,57
11.	Стоимость рабочих программ на скважинах ОПИ.	тыс. р.	510
12.	Средняя продолжительность мех. бурения на БР	час.	235
13.	Средняя мех. скорость бурения на БР	м/час	3,26
14.	Средняя достигнутая мех. скорость на скв. ОПР	м/час	4,62
15.	Средняя коммерческая скорость бурения на БР	м/ст мес	316
16.	Средняя коммерческая скорость бурения на разработанном р-ре	м/ст мес	464
17.	Увеличение коммерческой скорости	%	47

Методика расчёта экономической эффективности проведена по схеме затрат на Сервис буровых растворов, включая утилизацию ООО «Башнефть-Бурение». Экономическая эффективность применения высокоминерализованного утяжеленного бурового раствора складывается из нескольких составляющих. Во-первых, достигнута одна из основных целей – безаварийная проводка ствола скважины. Достигнутая механическая скорость превышает базовую технологию на 26 % и составила 4,4 м/час, что подтверждает теорию влияния твёрдой фазы на механическую скорость бурения. Несмотря на то, что средняя протяжённость боковых стволов на скважинах, проводимых в рамках ОПИ, на 179 м длиннее базовых, средняя продолжительность цикла бурения на 19 % , а коммерческая скорость на 11,46 суток меньше базы сравнения. Также следует принять во внимание тот факт, что 2 скважины пробуренные в рамках

ОПИ, имеют большую стоимость из-за затрат на разработку промышленного производства ЦЭПС-С, что при последующих работах кратно снизится и будет находиться в пределах других применяемых реагентов-стабилизаторов.

Расчёт с учётом услуг по ЗБС с применением высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов (на примере ООО «Башнефть-Бурение»), в сравнении с ОПИ (таблица 5.22).

Затраты по 10 скважинам по ООО «Башнефть-Бурение» составляют 25498,0 тыс. руб.

Затраты на примере ОПИ, рассчитанные на 10 скважин составят 28546,0тыс. руб. что на 3048,0 тыс. превышает стандартную технологию. Это в первую очередь связано с затратами на промышленное освоение производства ЦЭПС-С.

При промышленном внедрении разработки стоимость работ будет существенно снижена за счёт исключения предварительных затрат, связанных с ОПИ (стоимость реагента ЦЭПС-С, снижения затрат на утилизацию раствора) (таблица 5.22 и 5.23).

Расчёт: средняя стоимость услуг по Сервису буровых растворов при ЗБС (табл. 5.23) составляет 2854,0 тыс. руб.

Стоимость затрат на Сервис буровых растворов при внедрении высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов в рамках СНТ (таблица 5.22) составляет 1829,0 тыс. руб.

Экономия на одну скважину без учёта увеличения механических и коммерческих скоростей, без учёта исключения осложнений, при внедрении высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов только по Сервису буровых растворов составит: 2854,0 – 1829,0 = 1025,0 тыс. руб.

Таблица 5.20 – Расчетные показатели по буровым растворам, утяжелённым баритом и рассолами тяжелых солей

Показатели	Ед.изм.	Тип раствора				Сравнение	
		Баритовый	Высокоминерализованный утяжелённый				
		60 скв.	№7529	№3332	Средняя	%	
Средняя глубина бокового ствола	м	766,2	952	939	945	23	
Среднее время мех. бурения	час.	235	238	177,6	207,8	-11,57	
Средняя механическая скорость	м/час	3,26	3,97	5,26	4,62	41,72	
Средняя коммерческая скорость	м/ст. мес	316	434	499	464	47	
Среднее время реконструкции скважин	сут.	72,56	65,79	56,42	61,1	-19	11,46сут.

Таблица 5.21 – Оценочный расчет, экономической эффективности при массовом применении буровых растворов на 10 скважинах

Затраты по технологии в рамках ОПИ по 10 скв.							Предполагаемые Затраты по новой технологии в рамках СНТ 10 скв.					
1 скв.	5684	833	510	0	105	7132	1 скв.	2160	833	0		3098
2 скв	2758	833		35	105	3731	2 скв	648	833	35	105	1621
3 скв.	1224	833	0	35	105	2197	3 скв.	648	833	35	105	1621
4 скв.	1224	833	0	35	105	2197	4 скв.	648	833	35	105	1621
5 скв.	1224	833	0	35	105	2197	5 скв.	648	833	35	105	1621
6 скв.	1224	833	0	35	105	2197	6 скв.	648	833	35	105	1621
7 скв.	1224	833	0	35	105	2197	7 скв.	648	833	35	105	1621
8 скв.	1224	833	0	35	105	2197	8 скв.	648	833	35	105	1621
9 скв.	1224	833	0	35	105	2197	9 скв.	648	833	35	105	1621
10 скв.	1224	833	0	50	298	2390	10 скв.	648	833	50	298	1829
Всего						28632	Всего					17895

Таблица 5.22 – Сопоставление экономических показателей по стандартной и вновь разработанной технологии

Стандартная технология (на примере ООО «Башнефть-бурение»)																				
Количество выполняемых работ	1 скв.		2 скв.		3 скв.		4 скв.		5 скв.		6 скв.		7 скв.		8 скв.		9 скв.		10 скв.	
Плотность бурового р-ра, г/см³	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,4	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40
Затраты на сервис и материалы		335	428	521	614	707	800	893	986	1 079	1 172	1 265	1 358	1 451	1 544	1 637	1 730	1 823	1 916	2 009
		1 746	2 167	2 588	3 009	3 430	3 851	4 272	4 693	5 114	5 535	5 956	6 377	6 798	7 219	7 640	8 061	8 482	8 903	9 324
		432	754	1 076	1 398	1 720	2 042	2 364	2 686	3 008	3 330	3 652	3 974	4 296	4 618	4 940	5 262	5 584	5 906	6 228
		2 513	3 354	5 026	5 031	7 539	6 708	10 052	8 385	12 565	10 062	15 078	11 739	17 591	13 416	20 104	15 093	22 617	16 770	25 130
Затраты на утилизацию		194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	298	298
Всего затрат, тыс.руб		2 707	3 548	5 220	5 225	7 733	6 902	10 246	8 579	12 759	10 256	15 272	11 933	17 785	13 610	20 298	15 287	22 811	17 068	25 428
Всего 25 428,0 тыс. руб.																				
Новая технология в рамках ОПИ																				
Количество выполняемых работ	1 скв.		2 скв.		3 скв.		4 скв.		5 скв.		6 скв.		7 скв.		8 скв.		9 скв.		10 скв.	
Плотность бурового р-ра, г/см³	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,4	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40
Затраты на хим. реагенты		6 194		2 758		1 224		1 224		1 224		1 224		1 224		1 224		1 224		1 224
Технологическое сопровождение		833		833		833		833		833		833		833		833		833		833
Затраты на перевозку раствора для повторного использования		0		35		35		35		35		35		35		35		35		50
Затраты на утилизацию		0		105		105		105		105		105		105		105		105		298
Всего затрат, тыс.руб		7 027		3 731		2 197		2 197		2 197		2 197		2 197		2 197		2 197		2 405
Всего 28 546,0 тыс. руб.																				
Новая технология при массовом внедрении																				
Количество выполняемых работ	1 скв.		2 скв.		3 скв.		4 скв.		5 скв.		6 скв.		7 скв.		8 скв.		9 скв.		10 скв.	
Плотность бурового р-ра, г/см³	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,4	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40	1,20	1,40
Затраты на хим. реагенты		2 160		648		648		648		648		648		648		648		648		648
Технологическое сопровождение		833		833		833		833		833		833		833		833		833		833
Затраты на перевозку раствора для повторного использования		0		35		35		35		35		35		35		35		35		50
Затраты на утилизацию		105		105		105		105		105		105		105		105		105		298
Всего затрат, тыс.руб		3 098		1 621		1 621		1 621		1 621		1 621		1 621		1 621		1 621		1 829
Всего 17 895, 0 тыс. руб.																				

Таблица 5.23 – Стоимость работ по Сервисным подрядчикам по ЗБС

Стоимость работ по Сервисным подрядчикам по ЗБС											Средние значения стоимости					
Подрядчик	**Башнефть**		**Катобьнефть**		**ИДС**		**СГК**		**РУ-Энерджи**		**По подрядчикам ЗБС**		**В рамках ОПИ**		**Планируемая по Безбаритовым растворам при массовом внедрении**	
Плотность бурового раствора	1,2	1,4	1,2	1,4	1,2	1,4	1,2	1,4	1,2	1,4	1,2	1,4	1,2	1,4	1,2	1,4
Затраты на сервис и материалы	242	335	428	521	614	707	800	893	986	1 079						
	1325	1 746	2167	2 588	3009	3 430	3851	4 272	4693	5 114						
	110	432	754	1 076	1398	1 720	2042	2 364	2686	3 008						
	201	215	229	243	257	271	285	299	313	327						
	1878	2 728	1141	1 861	1834	2 514	2354	3 058	1921	2 496	1825,6	2 531				
Затраты на утилизацию	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5						
Всего затрат, тыс. руб.	2105,5	**2 956**	1369	**2 089**	2062	**2 741**	2582	**3 285**	2148,5	**2 723,5**	2 053,1	**2 758,9**		**2 854**		**1 829**

Таблица 5.24 – Расчет ожидаемого эффекта складывается: из разницы стоимости раствора, возможности повторного применения и разницы скоростей

Описание		Баритовый буровой раствор		Безбаритовый буровой раствор на синтетическом сополимере		Высокоминералзованный утяжелённый буровой	
Плотность раствора (г/см^3)		**1,31**	**1,40**	**1,31**	**1,40**	**1,31**	**1,40**
Исходные данные							
Объем нового бурового раствора на первую скважину	м3/скв	100		100		100	
Объем бурового раствора на покрытие рисков	м3/скв	27		27		27	
Коэффициент повторного использования бурового раствора	%	0%		70%		70%	
Объем нового бурового раствора на последующие скважины	м3/скв	100		30		30	
Средний объем шлама	м3/скв	11		11		11	
Дополнительные данные							
% аварийности	%	3,36%		0%		0%	
Стоимость нового раствора	тыс.руб/м3	9,51	10,7	15,7	18,8	17,4	20,6
Стоимость дообработки раствора для повторного применения	тыс.руб/м3			1,5	1,5	1,8	1,8
Стоимость утилизации буровых отходов (раствор+шлам)	тыс.руб/м3	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Средняя коммерческая скорость	м/ст.мес	316		464		351	
Средняя продолжительность реконструкции	сут.	72,56		61,1		59,4	
Средняя суточная ставка	тыс. руб.	580		580		580	
Сценарные условия для расчета							
Кол-во скважин для расчета стоимости	скв.	5					
Средняя продолжительность строительства ствола 802м	сут.	76,14		51,85		68,55	
Средняя стоимость скважины со стволом в 802м	тыс. руб.	44161,20		30073,00		39759,00	
Средняя протяжённость ствола для оценки продолжительности строительства	м.	802					
Расчет							
Затраты по хим. на новый раствор в среднем на 1 скважину	тыс. руб.	1728,1572	1 944,4	1 973,8	2 363,5	2 187,5	2 589,8
Затраты на дообработку раствора в среднем на 1 скважину	тыс. руб.	0,0	0,0	84,0	84,0	100,8	100,8
Затраты на утилизацию буровых отходов в среднем на 1 скважину	тыс. руб.	687,505	687,5	295,5	295,5	295,5	295,5
Затраты всего на 1 скважину по хим. реагентам с учётом рисков (поглощение бурового раствора,…..)	тыс. руб.	2 415,7	2 631,9	2 353,3	2 743,0	2 583,8	2 986,1
затраты на 1 скважину по аварии на скважину исходя из суточной ставки	тыс. руб.	1414	1 414	0	0	0	0
Затраты на 1 скважину, приведённые к средней протяжённости ствола 802м	тыс. руб.	14088		0		9 686	
Затраты всего по стоимости технологии + аварийность		3830	4046	2 353	2 743	2 584	2 986
Затраты всего по стоимости технологии + аварийность + увеличение продолжительности строительства при единой продолжительности ствола (802м) по месторождению	тыс. руб.	17 917,7	18 133,9	2 353,3	2 743,0	12 269,8	12 672,1
Эффективность разрабатываемого раствора для 1,31г/см3 с учётом коммерческой скорости, приведённая к средней протяжённости ствола (802м)	тыс. руб./год						**15 564,4**
Эффективность разрабатываемого раствора для 1,40г/см3 с учётом коммерческой скорости, приведённая к средней протяжённости ствола (802м)	тыс. руб./год						**15 390,9**
Эффективность разрабатываемого раствора для 1,31г/см3	тыс. руб./год						**1 477,0**
Эффективность разрабатываемого раствора для 1,40г/см3	тыс. руб./год						**1 303,0**

Выводы

Проведены испытания высокоминерализованного утяжеленного бурового раствора на 2-х скважинах ЗБС Малобалыкского месторождения, подтвердившие работоспособность разработанной системы раствора, а именно:

1. Показана возможность эффективной, безаварийной проводки скважин в условиях осложнённых АВПД с применением высокоминерализованного утяжеленного бурового раствора, стабилизированного реагентом ЦЭПС-С;

2. В ходе испытаний опробован и подтвердил работоспособность и эффективность реагент-стабилизатор ЦЭПС-С.

3. Показана возможность приготовления и обработки разработанного бурового раствора в промысловых условиях с помощью штатных средств буровой установки;

4. Испытываемый буровой раствор подтвердил свою устойчивость к воздействиям проявлений пластовых флюидов (воды и нефти) в диапазоне плотностей от 1150 до 1410 кг/м³.

5. Разработанный буровой раствор может использоваться многократно, что позволяет снизить затраты на его применение. При этом он может перевозиться со скважины на скважину, сохраняя свои свойства длительное время, в том числе при низких (ниже –35°С) температурах, т.е. ёмкости для перевозки не требуется снабжать обогревом и перемешиванием.

6. Со стороны Заказчика, со стороны бурового подрядчика и со стороны ООО «СамараНИПИнефть» был организован ежесуточный контроль за проведением ОПИ, позволяющий говорить о корректности проведённых работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Обозначены требования к буровым растворам для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин в условиях АВПД.

2. Испытан и промышленно освоен в рамках создания высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора новый высокоэффективный, термосолестойкий реагент гидролизованный цианэтилированный поливиниловый спирт с оксиэтилцеллюлозой ЦЭПС-С (патент РФ № 2525537).

3. Оптимизирована рецептура разработанного бурового раствора (патент РФ № 2530097), а также исследованы его свойства для различных геолого-технических условий. Установлено, что новая полимерная композиция обладает термостойкостью до 100ºС, а также, обеспечивает фильтрацию высокоминерализованных буровых растворов в диапазоне от 2,9 до 3,6 $см^3$/30мин при реологических характеристиках $\eta_{пл}$ = 23 ÷ 27 мПа·с и τ_0 = 140 ÷ 165 дПа.

4. Проведены промышленные испытания разработанного бурового раствора и установлена возможность многократного его применения раствора с сохранением технологических свойств в течение длительного периода.

5. Определено влияние разработок на технико-экономические показатели бурения. Созданные разработки показали возможность эффективной, безаварийной проводки скважин в условиях, осложнённых АВПД. Достигнутая механическая скорость превысила базовую на 26 % и составила 4,4 м/час, что подтвердило теорию влияния твёрдой фазы на механическую скорость бурения. Экономическая эффективность от применения составила 1025,0 тыс. руб./скв. по ценам 2012 года.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пат. 2525537 Рос. Федерация: МПК51 С09К 8/24 Полимерная композиция для высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов на водной основе / Кошелев В.Н. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» – № 2013113735; заявл. 28.03.2013; опубл. 20.08.2014, Бюл. № 23.

2. Пат. 2530097 Рос. Федерация: МПК51 С09К 8/12 Высокоминерализованный утяжелённый буровой раствор на водной основе / Кошелев В.Н. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» – № 2013113734; заявл. 28.03.2013; опубл. 10.10.2014. Бюл. № 28.

3. Голов, Л. В. Современное состояние и перспективы применения горизонтальных скважин в России / Л. В. Голов, С. Н. Волков // Нефтяное хозяйство.-1997.- № 3.- С. 29 - 31.

4. Пеньков, А. И. Состав и свойства буровых растворов для строительства горизонтальных скважин / А. И. Пеньков, Б. А. Никитин // Материалы научно - технического совета РАО «Газпром». – Ставрополь, 1996.- С. 63 - 73.

5. Беленко, Е. В. Улучшение технологических свойств буровых растворов полиалкиленгликолями / Е. В. Беленко, Л. П. Вахрушев, А. И. Пеньков // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. Сборник трудов НПО “Бурение”.- Краснодар, 1998.- С. 54 - 63.

6. Пеньков, А. И. Основные факторы, влияющие на изменение нефтепроницаемости коллекторов под воздействием буровых растворов / А. И. Пеньков, В. Н. Кошелев // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. Сборник трудов НПО “Бурение”.- Краснодар, 1998.- С. 102 - 113.

7. Острягин, А. И. Новые системы буровых растворов для повышения эффективности строительства и заканчивания горизонтальных скважин в низкопроницаемых коллекторах: дисс. канд. техн. наук: 25.00.15 / Острягин

Анатолий Иванович.- Краснодар, 1998.-162с.

8. Clements, W. R. Horizontal Wells Pose Special Hydravlic Desing Cousidarations. Petroleum Engineer International, Nov., 1989. p. 32 – 41.

9. Crouse, P. C. Horizontal drilling spurs optimism. World Oil. Vol. 212. № 2. p. 35 – 37.

10. Gray, G. R. Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids. Gulf Pablishing Co., Huston, p. 62.

11. Osisanya, S. O. Rigsite Shale Evaluation for Control of Shale Related Wellbare Instability Problems. Copyright 1987, SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, Mar., p.15 - 18.

12. Самигуллин, В. Х. Бурение горизонтальной разведочной скважины в сложных горно - геологических условиях / В. Х. Самигуллин В. Х. // 3-й Международный симпозиум по бурению скважин в осложненных условиях.- Санкт-Петербург, 1995.- С. 62 - 69.

13. Гусаков, Н. А. О направлении НИР по определению условий выноса выбуренной породы из наклонно-направленных скважин / Н. А. Гусаков // Известия ВУЗов. Геология и разведка.- 1995.- №3.- С. 137 - 139.

14. Оганов, С. А. Предупреждение аварий и осложнений при бурении горизонтальных скважин/ С. А. Оганов //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 1995.- № 3 - С. 11 - 14.

15. Technical Advance Broaden Use of Highly Deviated and Horizontal Drilling Metods //Y. Petrol Technol, 1081. p. 283 - 285.

16. Рапин, В. А. Проблемы и пути решения задач промыслово - геофизических исследований горизонтальных и круто - наклонных скважин / В. А. Рапин // Нефтяное хозяйство.- 1994.- № 8.- С. 11 - 16.

17. Современное состояние и направление развития бурения наклонно - направленных скважин в СССР и за рубежом// сер. Бурение. ОИ. вып. 9, М.- 1984.- 49 с.

18. Булатов, А. И. Технология промывки скважин / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, В. И. Рябченко - М.: Недра, 1981.- 303 с.

19. Булатов, А. И. Справочник по промывке скважин / А. И. Булатов, А. И. Пеньков, Ю. М. Проселков - М.: Недра, 1984.- 317 с.

20. Авт. свид. 1653399 СССР: E21B7/06 Способ разработки разветвленными скважинами нефтяных залежей с подошвенной водой / В. Ф. Буслаев, И. А. Плетников, С. А. Кейн; горизонтально заявитель и патентообладатель Печорский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности - № 10141137; заявл. 20.08.1990; опубл. 15.03.1994, Бюл. № 21.

21. Пеньков, А. И. Составы буровых растворов, применяемых при бурении горизонтальных скважин и оценка соответствия их свойств требованиям бурения ГС / А. И. Пеньков, В. Н. Кошелев, С. Н. Шишков //Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. Труды НПО “Бурение”. – Краснодар, 1998, С. 21-37.

22. Клапман, Д. Смазки и родственные продукты. Синтез. Свойства. Применение. Международные стандарты / Д. Клапман.- М.: Химия, 1988.- 488с.

23. Ребиндер, П. А. Взаимосвязь поверхностных и объемных свойств растворов поверхностно - активных веществ / П. А. Ребиндер // Успехи коллоидной химии. - М.: Наука, 1973.- 362 с.

24. Острягин, А. И. Влияние структуры смазочных добавок на эффективность их действия / А. И. Острягин // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола.- Краснодар, 1998.- С. 83 - 95.

25. Виноградова, О. И. Гидродинамическое взаимодействие гидрофильного и гидрофобного тел / О. И. Виноградова // Коллоидный журнал.- 1994.- № 1.- С. 39 - 44.

26. Ракин, В. А. Проблемы и пути решения задач промыслово - геофизических исследований горизонтальных и круто - наклонных скважин / В. А. Ракин // Нефтяное хозяйство.- 1994.- № 8.- С. 11 - 16.

27. Андресон, Б. А. Разработка и внедрение физико-химических методов и технологических процессов для повышения эффективности бурения и заканчивания скважин в сложных условиях: дисс. д-ра. техн. наук: 25.00.15/

Андресон Борис Арнольдович.- Краснодар, 1999.-183с.

28. Масляков, А. П. Предупреждение кавернообразования при строительстве скважин / А. П. Масляков // Обзорная информация. Сер. Техника и технология бурения скважин - М.: ВНИИОЭНГ, 1988.- 36 с.

29. Cleark, R. K. Pottassiumchboride mud for drilling water sensilive shales / R. K. Cleark // J. Petrol Technology, 1976. p. 719 - 729.

30. Кошелев, А. Т. Состояние и пути совершенствования первичного, вторичного вскрытия продуктивных пластов и технология вызова притока нефти при строительстве скважин в объединении “Сургутнефтегаз” / А. Т. Кошелев - Сургут, 1987.- С. 5 - 31.

31. Андресон, Б. А. Полимерные буровые растворы за рубежом / Б. А. Андресон, А. У. Шарипов, К. Л. Минхайров / Сер. Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986.- № 6.- 56 с.

32. Polimer drilling fluid stop hole washonts - Ocean Industry, 1989, YIII, vol. 24. № 8. p. 20 - 21.

33. Biopolimer fluids eliminate horizontal well problems / Sehenlt M. and str. // World Oil, January, 1990. – p. 53 – 64.

34. Дедусенко, Г. Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г. Я. Дедусенко, В. И. Иваннико, М. И. Липкес - М.: Недра, 1985.- 160 с.

35. Магомедов, М. З. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы, применяемые за рубежом / М. З. Магомедов, А. В. Орлов // ОИ, сер. Бурение, М.: ВНИИОЭНГ, 1982.- 20 с.

36. Jummus, I. J. Analysis of Mud Hydraulics Interactions / I. J. Jummus //Petroleum Engineer, 1974. № 2. p. 60 - 67.

37. Пеньков, А. И. О требованиях к безглинистым растворам и растворам с низким содержанием твердой фазы / А. И. Пеньков, В. А. Шишов, Р. И. Федосов // Труды ВНИИКРнефти “Промывка скважин”.- Краснодар, 1980.- С. 160 - 164.

38. Brouning, W. C. Polymerpolyelectrolyte drilling Fluid system / W. C. Brouning, B. G. Chesser // J. Petrol Technology, 1972. p. 1255 - 1263.

39. Федосов, Р. И. Разработка и совершенствование гидрогелевых буровых растворов с целью повышения скорости бурения, качества вскрытия продуктивных пластов и снижения стоимости строительства скважин: дисс. канд. техн. наук: 25.0.15/ Федосов Ростислав Иванович.- Краснодар, 1996.- 136 с.

40. Clenderin, G. P. How Mud Filtration mechanos affect the drilling operation / G. P. Clenderin // Drilling DCV, august, 1979. p. 92 - 94.

41. Юсупов, И. Г. Физико-геологические исследования явлений обвалообразования неустойчивых горных пород при бурении скважин и меры их предотвращения: дисс. канд. техн. наук: 25.00.15 / Юсупов Игорь Григорьевич.- М., 1968.- 147с.

42. Феннер, Р. Исследование горного давления / Р. Феннер // Сб. Вопросы теории горного давления.- М.: Гостоптехиздат, 1961.- С. 3 - 58.

43. Шерстнев, Н. М. К вопросу изучения причины обвалов / Н. М. Шерстнев // Азерб. Нефт. Хозяйство.-1956.- № 8.- С. 28 - 30.

44. Агабальянц, Э. Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения / Э. Г. Агабальянц - М.: Недра, 1982.- 184 с.

45. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В. Д. Городнов - М.: Недра, 1984.- 229 с.

46. Кистер, Э. Г. Химическая обработка буровых растворов / Э. Г. Кистер - М.: Недра, 1972.- 392 с.

47. Митяев, А. Д. Опыт борьбы с обвалами при бурении глубоких скважин в мощных толщах осыпающихся глинистых пород в Башкирии / А. Д. Митяев // Тр. УфНИИ.- Уфа, 1970.- с. 124 - 132.

48. Новиков, В. С. Влияние ингибированных растворов на устойчивость глинистых пород при бурении скважин: дисс. канд. техн. наук: 25.00.15/ Новиков Виктор Сергеевич.- М., 1968.- 152с.

49. Пеньков, А. И. Научные основы, разработка и исследование термостойких реагентов и внедрение их в практику бурения глубоких скважин: дисс. д-ра. техн. наук: 25.00.15/ Пеньков Александр Иванович.- М., 1983.-198с.

50. Розенгафт, А. В. Оценка ингибирующих свойств буровых растворов для бурения в осложненных условиях / А. В. Розенгафт // Сб. Вопросы повышения скоростей бурения скважин на нефть и газ.- Львов, 1980.- С. 39 - 44.

51. Овчаренко, Ф. Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов / Ф. Д. Овчаренко. - Киев: Изд. АНСССР, 1961.- 275с.

52. Шаров, В. С. Глина, как растворимая монолитная порода и связность грунтов / В. С Шаров // Основание и фундаменты. Научно - технический бюллетень, 1958.- № 21.- С. 23 - 29.

53. Ребиндер, П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах / П. А. Ребиндер // Избранные труды - М.: Наука, 1978.- 246 с.

54. Дерягин, Б. В. Теория устойчивости сильнозаряженных лиофобных золей и слипания сильнозаряженных частиц в растворах электролитов / Б. В. Дерягин, Л. Д. Ландау // Успехи теоретической физики, том 15, 1956.- С. 662.

55. Core test help prevent formation demage in horizontal well / Beatty T. and str. // Oil and Gas J., Ang.2, 1993. p. 64 - 70.

56. Бибиков, К. В. Обобщенный критерий устойчивости горных пород. Экспресс информация / К. В. Бибиков // сер. Техника и технология геолого - разведочных работ. Организация производства.- 1980.-№ 4.- С. 10 - 17.

57. Байдюк, Б. В. Экспериментальное исследование устойчивости глинистых пород на стенках скважины: дисс. канд. техн. наук: 25.00.15/Байдюк Борис Викторович.- М., 1958.- 235 с.

58. Рабинович, Н. Р. Определение времени устойчивого состояния приствольной зоны скважины / Н. Р. Рабинович, Н. Г. Аветисян, О. В. Воротюк // Нефтяное хозяйство.- 1977.- № 8.- С. 23 - 24.

59. Пеньков, А. И. Буровые растворы для проводки скважин в сложных условиях / А. И. Пеньков // Сер. Бурение.- М.: ВНИИОЭНГ, 1981.- № 5.- С. 19 - 23.

60. Пеньков, А. И. Новый показатель оценки взаимодействия бурового раствора с глинистыми породами на стенках скважины / А. И. Пеньков, А. А. Пенжоян.- Краснодар: Изд. ВНИИКРнефть, 1983.- С. 12 - 16.

61. Пеньков, А. И. Проектирование свойств буровых растворов / А. И. Пеньков, Рахман Рашид Абдель, Б. А. Растегаев // Труды ВНИИКРнефть. Сер. Промывка скважин. – 1989.- С. 4 - 11.

62. Гераськин, В. Г. Научные и методические основы разработки и реализации технологии проводки скважин с депрессией на пласт в глубоком бурении: дисс. д-ра. техн. наук: 25.00.15/ Гераськин Виктор Георгиевич.- Краснодар, 1994.- 388 с.

63. Milcox, R., Fisky J. Test show shale behavier, oil well planning / R. Milcox, J. Fisky // Oil and Gas J. 1983. № 37 p. 48 – 60.

64. Blend, R. Water - based glycol sistems acceptable substitute for oil based muds / R. Blend // Oil and Gas J, № 29. 1992. p. 54 - 58.

65. Ножкина, О. В. Проектирование устойчивости глинистых отложений в сильно искривлённых (горизонтальных) скважинах / О. В. Ножкина, Б. А. Растегаев, В. А. Капитонов [и др.]: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. – Владимир: Аркаим, 2014. – С. 120 – 128.

66. Ножкина, О. В. Устойчивость глинистых отложений в горизонтальных стволах / О. В. Ножкина, Б. А. Растегаев, В. А. Капитонов [и др.]: Сб. трудов Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения». Том I .– Самара, 2014. – С. 60–70.

67. Растегаев, Б. А. Обеспечение устойчивости глинистых отложений в искривлённых (горизонтальных) скважинах / Б. А. Растегаев, В. Н. Гнибидин, О. В. Ножкина [и др.]: // SPE – 171286-RU.

68. Растегаев, Б. А. Высокоплотные безбаритовые растворы для проводки скважин в сложных условиях / Б. А. Растегаев, С. Х. Беркутов, В. А. Капитонов, О. В. Ножкина: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. – Владимир: Аркаим, 2014. – С. 51–54.

69. Растегаев, Б. А. Обзор зарубежных технологий ингибирующих растворов / Б. А. Растегаев, А. В. Ульшин, О. В. Ножкина: Сб. трудов I Международной научно-практической конференции ООО «Химпром». – Пермь, 2015. – С. 69–77.

70. Джинес, А., Сенжи Р. Полисахарид В-1459, новый гидроколлоид - полиэлектролит, полученный из глюкозы путем бактериальной ферментации / А. Джинес, Р. Сенжи // Журнал прикладной полимерной науки.- 1961.- № 17.- С. 5 - 14.

71. Елинов, Н. П. Общие закономерности строения и развития микробов - продуцентов биологически активных веществ / Н. П. Елинов.- Л.: Медицина. 1977.- С. 176 - 177.

72. Pat. USA № 3728259. Polymers useful in the recovery and processing natural resources; заявл. 11.03.1972; опубл. 17.04.1973.

73. Pat. USA № 3964972. Process for accelerating the radiation induced polymerization; заявл. 20.06.1975; опубл. 22.06.1976.

74. Федосов, Р. И. Безглинистые тиксотропные буровые растворы на основе синтетических полимеров с особыми реологическими свойствами / Р. И. Федосов, А. И. Пеньков, В. А. Шишов // Труды ВНИИКРнефти. Выбор оптимальной технологии промывки скважин. - Краснодар, 1981.- С. 99 - 104.

75. Авт. свид. СССР С 09 К 7/02. Полимерный буровой раствор / Федосов Р. И. [и др.]; заявитель «Всесоюзный научно-исследовательский институт по креплению скважин и буровым растворам»; заявл. 15.08.1978. № 2654724. опубл. 23.05.81 в Б. И. 1981, № 19.

76. Федосов, Р. И. Разработка экологически совместимых с окружающей средой буровых растворов для бурения и заканчивания скважин на арктическом шельфе / Р. И. Федосов, А. И. Пеньков // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. - Краснодар, 1998.- С. 49 - 53.

77. Острягин, А. И. Новые системы промывочных жидкостей / А. И. Острягин // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. Труды НПО “Бурение”.- Краснодар, 1998.- С. 38 - 48.

78. Пеньков, А. И. Методы регламентирования свойств буровых растворов для горизонтальных скважин / А. И. Пеньков, Е. Ф. Никитин, Б. А. Никитин // Труды НПО “Бурение“ Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. - Краснодар, 1998.- С. 9 - 15.

79. Рекин, А. С. Разработка и внедрение буровых растворов, повышающих эффективность заканчивания скважин на нефтяных месторождениях Крайнего: дисс. канд. техн. наук: 25.00.15 / Рекин Александр Сергеевич.- Краснодар, 1996.- 141с.

80. Гасумов, Р. А. Разработка комплекса технологий по заканчиванию и ремонту газовых и газоконденсатных скважин направленных на сохранение естественной проницаемости продуктивного пласта: дисс. д-ра. техн. наук: 25.00.15/ Гасумов Рамиз Алиджавад.-Краснодар, 1999.-153с.

81. Пеньков, А. И. Требования к растворам безглинистым и с низким содержанием твердой фазы / А. И. Пеньков, В. А. Шишов, Р. И. Федосов // Нефтяное хозяйство.- № 5.- 1981.- С. 23 - 29.

82. Пат. № 2386656 Рос. Федерация: МПК51C09K8/28 Буровой раствор для строительства скважин в осложненных условиях, преимущественно для бурения пологих и горизонтальных скважин / Фефелов Ю. В. [и др.]; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Пермский научно-исследовательский и проектный институт нефти» - № 2008144851/03; заявл. 13.11.2008; опубл. 20.04.2010, Бюл. № 11.

83. Пат. № 2003103747 Рос. Федерация: МПК51C09K7/00 Способ приготовления полимерсолевого бурового раствора для вскрытия глинистых пород, склонных к обвалообразованию/ Тахаутдинов Ш. Ф. [и др.]; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Татнефть-Бурение» - № 2003103747/03; заявл. 07.02.2003; опубл. 10.08.2004, Бюл. № 22.

84. Пат. № 2006118063 Рос. Федерация: МПК51C09K8/00 Ингибирующий буровой раствор для глинистых пород/ Новиков В. С. [и др.]; заявитель и патентообладатель Новиков В. С. [и др.] - № 2006118063/03; заявл. 25.05.2006; опубл. 20.12.2007.

85. Пат. № 2157386 Рос. Федерация: МПК51C08F220/58, C08F220/38, C08F212/08, C08F2/20, C08F2/22, C09D133/24, D21H17/34, D21H17/41, C08L33/26 Водорастворимые, способные к образованию сетчатых структур сополимеры/ Кольхаммер К. [и др.]; заявитель и патентообладатель ВАКЕР-

ХЕМИ ГМБХ - № 98118460/04; заявл. 06.03.1997; опубл. 12.09.1997; Бюл. № 28.

86. Пат. № 2208033 Рос. Федерация, МПК51С09К7/02 Буровой раствор без твёрдой фазы/ Маслов Ю. Н. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз» - № 2001105228/034; заявл. 23.02.2001; опубл. 10.07.2003; Бюл. № 19.

87. Пат. № 2211238 Рос. Федерация, МПК51С09К7/02 Безглинистый буровой раствор/ Билялов Н. Г. [и др.]; заявитель и патентообладатель Билялов Н. Г. [и др.] - № 2002127705/03; заявл. 16.10.2002; опубл. 27.08.2003; Бюл. № 24.

88. Пат. № 2226540 Рос. Федерация, МПК51С09К7/02, Безглинистый буровой раствор/ Киселёв П. В. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Удмуртнефть» - № 2000129891; заявл. 29.11.2000; опубл. 10.11.2002; Бюл. № 31.

89. Пат. № 2272824 Рос. Федерация, МПК51С09К8/08 Биокатионный буровой раствор / Лушпеева О. А. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз» - № 2004102573/03; заявл. 28.01.2004; опубл. 27.03.2006; Бюл. № 9.

90. Пат. № 2289603 Рос. Федерация, МПК51С09К8/10 Биополимерный буровой раствор/ Кустурова Е. В. [и др.]; заявитель и патентообладатель Дочерняя Компания « Укргазвыдобування» Национальной Акционерной Компании « Нафтогаз Украины» - № 2005110769/03; заявл. 13.04.2005; опубл. 20,12,2006. Бюл. 35.

91. Пат. № 2304605 Рос. Федерация, МПК51С09К8/08 Буровой раствор без твердой фазы (варианты)/ Бузинов С. Н. [и др.]; Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ» - № 2005138903/03; заявл. 14.12.2005; опубл. 20.08.2007; Бюл. № 23.

92. Пат. № 2344152 Рос. Федерация, МПК51С09К8/08 Буровой раствор/ Казарян В. П. [и др.]; Открытое акционерное общество «Газпром» - №

2007115036/03; заявл. 20.04.2007. опубл. 20.01.2009. Бюл. № 2.

93. Пат. № 2344153 Рос. Федерация, МПК51С09К8/08, Буровой раствор/ Казарян В. П. [и др.]; Открытое акционерное общество «Газпром» - № 2007115037/03; заявл. 20.04.2007. опубл. 20.01.2009. Бюл. № 2.

94. Пат. № 2215016 Рос. Федерация, МПК51С09К7/02, Е21В43/12, Технологическая жидкость для бурения, заканчивания и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и повышенных температур/ Нацепинская А. М. [и др.]; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «ПермНИПИнефть» - № 2002106287/03; заявл. 11.03.2002; опубл. 27.03.2003; Бюл. № 10.

95. Clark, R. K. Polyacrilamide/Potassium-Chloride Mud for Drilling Water Sensitive Shales. SPE 5514, Journal of Petroleum Technology. June, 1976. p.719

96. Жданов, Ю. А. Конформационный анализ водных растворов Na - карбоксиметилцеллюлозы методом хиральной индукции / Ю. А. Жданов, Ю. Е. Алексеев, Л. П. Вахрушев // ДАН СССР.- № 1.-1986.- С. 103 – 105.

97. Вахрушев, Л. П. Конформационное поведение и функции КМЦ, как регулятора вязкости буровых растворов / Л. П. Вахрушев, В. А. Тюменев, Ю. Е. Алексеев // Изв. Сев.- Кавк. Научн. Центра высш. Шк., Естеств. Науки.- 1999.- № 3.- С. 50 – 60.

98. Пат. ФРГ № 1300481. Wasserbasische Tonspulung; заявл.19.04.1968 опубл. 21.04.1969 г.

99. Авт. свид. СССР 732357 Понизитель водоотдачи буровых растворов/ Пеньков А. И., Чеников И.В., Новикова В. С. [и др.]; заявл. 17.04.78. № 2605454 / 23-03. опубл. 05.05.80 в Б. И. 1980, № 17.

100. Ножкина, О. В. Регулирование фильтрации безбаритовых растворов для проводки боковых стволов в сложных условиях / О. В. Ножкина, В. В. Живаева // Бурение и нефть. – 2016. – № 5. С. 56 – 59.

101. Краткая химическая энциклопедия. Изд. «Советская энциклопедия». - М, 1967.- 832 с.

102. Живаева, В. В. Разработка высокоминерализованных буровых растворов для промывки наклонно-направленных и горизонтальных скважин в условиях АВПД / В. В. Живаева, О. В. Ножкина, Д. А. Гладкова [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 50 – 52.

103. Растегаев, Б. А. Физико-химические и геомеханические принципы устойчивости глинистых отложений в пологих скважинах (на примере Мухановского месторождения) / Б. А. Растегаев, А. В. Ульшин, М. С. Гвоздь, О. В. Ножкина [и др.]: Сб. трудов XX научно-практической конференции «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения». – Владимир: Аркаим, 2016. – С. 141–150.

104. Ножкина, О. В. Регулирование свойств безбаритовых буровых растворов при промывке наклонно-направленных и горизонтальных скважин в условиях АВПД / О. В. Ножкина: Сб. трудов XIII Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения». – Самара, 2016. – С. 159 – 169.

105. Нечаев, А. С. Обеспечение устойчивости глинистых отложений в горизонтальных скважинах ОАО «Самаранефтегаз» / А. С. Нечаев, А. В. Сёмин, Б. А. Растегаев, О. В. Ножкина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11.- С. 38 – 41.

106. Живаева, В. В. Условия эффективного применения безбаритового бурового раствора, как альтернативы растворам, утяжелённым твёрдой фазой, для бурения в зонах АВПД / В. В. Живаева, О. В. Ножкина: Сб. трудов XII Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения». Том I .– Самара, 2015. – С. 115–126.

107. Ножкина, О. В. Высокоплотные буровые растворы на основе тяжёлых солей / О. В. Ножкина, С. Х. Беркутов, Б. А. Растегаев [и др.]: Сб. трудов II Всероссийской научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии». – Уфа, 2012. – С. 70–73.