

ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

На правах рукописи

КОЖИНА ТАТЬЯНА ВЛАДИМИРОВНА

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ
ТЕРРИГЕННО-ХЕМОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БОЛЬШОЙ ТОЛЩИНЫ
ПРИ БУРЕНИИ СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель
Доктор технических наук,
Горонович Сергей Николаевич

Москва – 2015

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение.....	4
1 Горно-геологические условия строительства сверхглубоких скважин в условиях терригенно-хемогенных отложениях большой толщины (на примере северного борта прикаспийской синеклизы, Уральского краевого прогиба и Республики Таджикистан).....	10
1.1 Геологическая характеристика терригенно - хемогенных комплексов, термобарические условия залегания хемогенного комплекса.....	10
1.2 Стадии категенеза глинистых пород.....	15
1.3 Особенности геологических разрезов, осложненных солянокупольной тектоникой и надвиговых структур.....	22
1.4 Осложнения при бурении скважин.....	27
1.5 Конструкции скважин при строительстве скважин по структурно-формационным районам.....	37
1.6 Методы оценки горно-геологических условий залегания терригенно-хемогенных отложений при бурении сверхглубоких скважин.....	39
1.7 Технологический контроль в процессе бурения скважин.....	40
1.8 Геофизические методы литологического выделения хемогенных отложений.....	42
1.9 Химико-аналитические исследования шлама и керна для литологического выделения хемогенных отложений.....	45
2 Буровые растворы вскрытия терригенных отложений большой толщины.....	50
2.1 Типы и составы буровых растворов	50
2.2 Исследование комплексного ингибитора «гипс – полигликоль» глинистых пород морских месторождений.....	52
2.3 Нормирование плотностей буровых растворов	65
2.4 Разработка составов буровых растворов.....	68
2.5 Технологии борьбы с осложнениями при вскрытии глинистых пород различной стадий катагенеза.....	75

3	Буровые растворы вскрытия хемогенных отложений большой толщины.....	86
3.1	Характеристика горно-геологических условий вскрытия хемогенных отложений большой толщины. Осложнения при бурении.....	86
3.2	Типы буровых растворов и нормирование плотности буровых растворов для вскрытия хемогенных отложений большой толщины	87
3.3	Природа сужений стволов скважин при вскрытии хемогенных отложений большой толщины.....	97
3.4	Термодинамические основы процесса вторичной кристаллизации соли на стенке скважины при вскрытии хемогенных отложений большой толщины.....	103
3.5	Термодинамическое обоснование способа исключения вторичной кристаллизации на стенке скважины при вскрытии хемогенных отложений большой толщины.....	114
4	Результаты промысловой апробации выполненных исследований.....	120
4.1	Результаты внедрения ингибированных растворов для вскрытия терригенно-хемогенных пород на скважине № 1-П структуры Шахринав лицензионной площади Сарикамыш Республики Таджикистан	120
4.2	Результаты внедрения ингибитора (Полиэколь (полигликоль) + гипс) в составе бурового раствора в интервале 350-3150 м для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины № 1109 Астраханского ГКМ.....	131
4.3	Экономическая эффективность разработок.....	133
	Основные выводы	134
	Список использованных источников.....	135
	Приложение 1	146
	Приложение 2.....	150

Введение

Бурение сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, представленных наличием терригенно-хемогенных отложений большой толщины, например, Северного борта Прикаспийской синеклизы и Уральского краевого прогиба, геологических разрезов Республики Таджикистан и Кавказа, при бурении поисковых скважин на подсолевые отложения сопровождается рядом технологических осложнений.

В этих районах бурение сверхглубоких поисковых скважин осуществляется в широком диапазоне термобарических условий, что предполагает наличие ряда специфических осложнений.

Это обусловлено, прежде всего, стадиями катагенеза глинистых пород, различной физико-химической природой хемогенных отложений, а в горных районах ведения буровых работ – большими углами падения пластов.

Характерной особенностью данных геологических разрезов является перемежение пород, с нарушением их целостности, а также разнонапорность пластовых (поровых) давлений, обусловленных проявлением солянокупольной тектоники или строением надвиговых структур.

При бурении сверхглубоких поисковых скважин на подсолевые отложения в этих условиях предполагают наличие ряда специфических осложнений, затраты времени на борьбу с которыми, при проводке скважин, не смотря на накопленный опыт, велики.

Для решения задач снижения затрат на осложнения в процессе бурения терригенно-хемогенных отложений большой толщины, большая роль должна быть отведена научному обоснованию выбора состава и параметров буровых растворов, а также гидравлическими параметрам промывки скважин.

Процесс промывки скважины в этих условиях должен не только обеспечивать устойчивость стенок скважины, но и предотвращать сужение ствола скважины, вследствие вторичной кристаллизации соли на её стенках.

Большой вклад в разработку составов буровых растворов и технологий борьбы с осложнениями и авариями при вскрытии терригенно-хемогенных отложений большой толщины морских месторождений внесли отечественные и зарубежные исследователи Кистер Э. Г., Городнов В. Д., Булатов А.И., Ангелопуло О. К., Жуховицкий С. Ю., Паус К. Ф., Пеньков А. И., Новиков В.С., Рождерс В.Ф., Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. и др.

В работах этих исследователей обоснован выбор буровых растворов для проводки сверхглубоких скважин, способы регулирования их свойств и физико-химическое воздействие на терригенно-хемогенные отложения, предложены технологии ликвидации осложнений и аварий в терригенно-хемогенных отложениях, а также выполнены работы по анализу эффективности их применения.

При углублении сверхглубоких скважин с повышением давления и температуры происходит изменение минералогического состава глинистых пород, а физико-химические процессы в скважине также становятся более специфичными.

Данные процессы протекают и в среде бурового раствора, поэтому при бурении терригенно-хемогенных отложений большой толщины особенно важна аналитическая проработка механизма взаимодействия буровых растворов с породами хемогенного комплекса, изучение их физико-химической природы с целью дальнейшего предотвращения осложнений, связанных с осыпями и обвалами глинистых пород, а также с вторичной кристаллизацией соли на стенках скважины.

Цель работы – совершенствование технологии вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины морских месторождений при бурении сверхглубоких скважин для решения задач поиска углеводородного сырья, снижения затрат на осложнения, а также предотвращения аварий, обусловленных вторичной кристаллизацией соли на стенках скважины.

Основные задачи исследований

1 Анализ горно-геологических условий вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины и технологий профилактики осложнений при бурении сверхглубоких скважин.

2 Разработка информационного обеспечения проектирования типа и состава бурового раствора для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины.

3 Исследование процесса сужения стволов скважин в галогенных солях при вскрытии терригенно-хемогенных отложений большой толщины.

4 Разработка компонентного состава бурового раствора для предотвращения осыпей и обвалов глинистых пород, сужения стволов при вторичной кристаллизации соли на стенках скважин и исключения аварий.

Научная новизна

1. Научно обоснованы объемы информационного обеспечения проектирования типа и состава бурового раствора для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины.

2. Научно обоснованы принципы выбора ингибиторов по совместимым интервалам бурения для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины.

3. Установлена природа сужения ствола скважины при вскрытии галогенных солей, как процесс вторичной кристаллизации соли на его стенках.

4. Научно обоснована возможность термодинамического управления процессом вторичной кристаллизации соли на соляной стенке скважины путем управления поверхностными силами в системе «буровой раствор – соль стенки скважины» в температурном диапазоне её залегания.

Практическая значимость работы

По результатам выполненных исследований разработаны новые ингибированные составы буровых растворов для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины по совместимым интервалам бурения в температурном диапазоне их залегания при бурении сверхглубоких скважин.

Выполненные исследования позволили успешно завершить бурение сверхглубоких скважин в геологических разрезах Прикаспийской синеклизы, Уральского краевого прогиба и Республики Таджикистан в диапазоне глубин 4100 – 6450 м при забойных температурах до 180⁰ С.

Методы исследований в представленной диссертации основаны на анализе и обобщении промысловых данных вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины при бурении сверхглубоких скважин. При выполнении работы были использованы новейшие методики, приборное обеспечение на базе ООО «ВолгоУралНИПИгаз» и ОП ОНИЦ ООО «НПК «Спецбурматериалы», а также статистические методы планирования и обработки результатов наблюдений.

Основные защищаемые положения

1. Обоснование комплекса методов экспериментальных исследований и информационного обеспечения проектирования составов буровых растворов, позволяющих выбрать техническое решение для предотвращения осложнений, связанных с осыпями и обвалами глинистых пород, а также с предотвращением вторичной кристаллизацией соли на стенках скважины.

2. Термодинамическое и экспериментальное обоснование процесса предотвращения вторичной кристаллизации соли на стенках скважины.

3. Обоснование составов разработанных буровых растворов результатами лабораторных исследований и промышленного применения.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- научно-технических совещаниях в ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «ВолгоУралНИПИгаз», ООО «Оренбургская нефтяная компания», ОАО «Зарубежнефтегаз», филиале «Оренбург бурение», ООО «Газпром бурение», ООО «Оренбургской буровой компании» в течение 2011–2014 г.г.;

- молодежной научно-технической конференции с международным участием «Инновационные решения для нефтегазовой отрасли (Опыт и перспективы)», посвященной 35-летию института ООО «ВолгоУралНИПИгаз» (г. Оренбург, 2012 г.);

- научно-техническая конференция с участием иностранных ученых «Трофимукские чтения» (г. Новосибирск, 2013 г.);

- XVIII Международная научно-практическая конференция «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса» (г. Суздаль, 2014 г.).

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 8 печатных работ, в том числе, в 1-м патенте России № 2520101.

Автор выражает благодарность своему научному руководителю, доктору тех. наук Гороновичу С.Н., заведующему лабораторией буровых растворов ОП ОНИЦ ООО «НПК «Спецбурматериалы» Олейникову А.Н., за ценные замечания, помощь и содействие в выполнении работы, канд. техн. наук, старшему научному сотруднику лаборатории крепления скважин ОП ОНИЦ ООО «НПК «Спецбурматериалы» Петрову В.С. за содействие в выполнении работы. Отдельная благодарность выражается пат. пов. Е. Ф. Шароку за содействие в оформлении патента на изобретение № 2520101, а также доценту

кафедры Химии Оренбургского Государственного университета, кандидату химических наук Макарову А. Г. за содействие в выполнении работы. Особая признательность выражается генеральному директору ООО «НПК «Спецбурматериалы» канд. геолого-минералогических наук, Ноздре В.И., а также сотрудникам Оренбургского научно-исследовательского центра ООО «НПК «Спецбурматериалы» за предоставленную возможность и сотрудничество при проведении исследований, Ефимову А. В. за предоставленную возможность промышленной апробации разработок.

Глава 1. Горно-геологические условия строительства сверхглубоких скважин в условиях терригенно-хемогенных отложений большой толщины (на примере Северного борта Прикаспийской синеклизы, Уральского краевого прогиба и Республики Таджикистан)

1.1 Геологическая характеристика терригенно-хемогенных комплексов, термобарические условия залегания хемогенного комплекса

Особенностью Прикаспийской синеклизы является то, что каждый слагающий её комплекс имеет свои уникальные формы тектоники, связанные между собой генетически.

Месторождения нефти и газа, располагающиеся в её пределах отличаются сложными горно-геологическими условиями, включающими глубины залегания, высокие термобарические градиенты, разнонапорность пластовых давлений по разрезу, многокомпонентность пластовых флюидов и т.д. [1, 2].

По данным отечественных исследователей [3-11] разрез характеризуется мощными толщами каменной соли в кунгурском ярусе нижней перми.

Определенную роль играет соляно-купольная тектоника и тектонический режим [12].

В разрезе осадочной толщи выделяют подсолевой и надсолевой комплексы, разделенные соленосным комплексом кунгура [2].

Практически во всех осадочных породах Прикаспийской синеклизы встречаются терригенные отложения.

Терригенные отложения большой толщины приурочены к надсолевому комплексу, поэтому большинство осложнений отмечается в них.

Основная проблема бурения связана с обеспечением устойчивости глинистых пород (предотвращении осыпей и обвалов стенок скважины).

Так на скважинах № 501, № 495 Вершиновской площади ингибирование глинистых пород, предотвращение осыпей и обвалов стенок скважины и

размыв солей достигались использованием глинистого, стабилизированного, минерализованного, K^+ -содержащего раствора.

В качестве поставщиков K^+ -иона при приготовлении раствора использовался сульфат калия - K_2SO_4 . Предпочтение использования в качестве ингибирующего электролита сульфата калия - K_2SO_4 позволяло управлять протекающими ионообменными процессами с целью повышения ингибирующих свойств и контроля фильтрации бурового раствора [3].

В Предуральском краевом прогибе процессы соленакопления шли ещё активнее, что обеспечило мощность солевой толщи в 1500 м и более.

В отдельных зонах из области сноса активно привносился терригенный материал, что приводило к образованию смешанных галогенно-терригенных пород.

Бурение поисковых сверхглубоких скважин в районах Северного борта Прикаспийской синеклизы и Уральского краевого прогиба на подсолевые отложения осуществляется в геологических разрезах представленных терригенно-хемогенными отложениями большой толщины.

При этом глубины залегания терригенно-хемогенных отложений на отдельных скважинах могут превышать 5750 и более метров.

Температуры залегания терригенно-хемогенных отложений, определяющие стадии катагенеза глинистых пород, как правило, связаны с теплопроводностью солей и для вскрытых глубин не имеют повышенных температурных градиентов, а замеренные температуры по данным ГИС не превышают 80 – 110 °С.

Так на скважине № 174 Акобинской площади по данным ГИС термобарические условия залегания терригенно-хемогенного комплекса характеризовались следующими данными: по кровле хемогенного комплекса – температура 32,5 °С, горное давление 10,52 МПа; по кровле подсолевых отложений 89,8 °С, горное давление на глубине подсолевых отложений 5158,5 м – 104,3 МПа [13].

Минералогический состав терригенных отложений геологических разрезов представлен группами каолинитовых, иллитовых, монтмориллонитовых, палыгорскитовых и вермикулитовых минералов.

Сводка главнейших характерных групп глинистых минералов морских месторождений приведена в таблице 1 [14].

Химический состав глинистых минералов изменяется в зависимости от степени замещения Si, Al и Mg другими катионами, от природы и количества межслоевых катионов, а также от содержания воды.

У глинистых минералов несколько различно проявляется дегидратация и разложение, в результате которого возникают различные продукты; отличаются они друг от друга и катионно-обменными свойствами в соответствии с природой присутствующих в их составе межслоевых катионов и остаточными поверхностными зарядами [15].

Таблица 1 – Сводка главнейших характерных групп глинистых минералов

Тип структуры	Каолинитовые минералы	Иллитовые минералы	Монтмориллонитовые минералы	Вермикулитовые минералы
Тип структуры	Отношение тетраэдрических и октаэдрических компонентов 1:1	2:1 (триформные)	2:1 (триформные)	2:1 (триформные)
Главные межслойные катионы	Отсутствуют	K ⁺	Ca ²⁺ , Na ⁺	Mg ²⁺
Межслойная вода	Лишь в галлузите (один слой молекул воды)	Имеется в гидромусковите	У кальциевых – два, а у натроновых – один слой молекул воды	Два слоя молекул воды
Базальное межплоскостное расстояние	7,1 Å, (10 Å у галлузита)	10 Å	Переменное; обычно ≈ 15 Å	Переменное; в полностью гидратированном состоянии 14,4 Å
Адсорбция полигликоля	Адсорбируется лишь галлузитом	Не адсорбируют	Адсорбируют два слоя полигликоля, 17 Å	Адсорбируют один слой полигликоля, 14 Å
Химическая формула	Al ₄ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₈ , состав слабо колеблется	K _{1,0-1,5} Al ₄ x(Si,Al) ₈ xO ₂₀ (OH) ₄	M ⁺ _{0,66} (Y ⁺³ , Y ⁺²) ₄₋₆ (Si,Al) ₈ O ₂₀ x(OH) ₄ *nH ₂ O	M ⁺² _{0,66} (Y ⁺² , Y ⁺³) ₆ (Si,Al) ₈ O ₂₀ x(OH) ₄ *8H ₂ O
Отношение к кислотам	Слабо растворяется в разбавленных кислотах	Быстро разлагается	Разлагаются	Быстро разлагаются

Особенностью рассматриваемых геологических разрезов терригенно-хемогенного комплекса является наличие терригенных пород в отложениях хемогенных (соляных) пород [14, 15, 16, 17].

Существует множество классификаций соляных пород. Так соляные породы [18,19] классифицируют по генетическому и минералогическому принципам. Данные исследователи выделяют хемогенные лагунные и озерные образования и континентальные – почвенные (классификация приведена в таблице 2).

Таблица 2 – Классификация соляных пород

Минеральный состав / Генезис	Сульфатные	Хлоридные	Смешенного состава
1. Хемогенные: а) лагунные б) озерные	Ангидрит Гипс Гипс Гипсоносные породы	Галит с калийными солями (хлоридами) Галит	Галит с калийными солями (хлоридами и сульфатами) Тенардит, глауберит с галитом и мирабилитом Сода с галитом, мирабилит и др. Галит, мирабилит с минералами бора
в) континентальные выпоты, выцветы, почвы и т.п.	Гипсоносные породы	Солончаки (главный минерал галит)	Солончаки (галит, глауберит, гипс, сода, селитра)
2. Обломочные: а) континентальные-пустынные	Гипсовые пески	–	

При бурении соленосных отложений большой толщины зачастую возникают осложнения, связанные с сужением ствола скважины в интервале залегания солей [20-24].

При наличии хемогенных отложений в разрезе происходит уменьшение номинального диаметра ствола скважины, что может быть вызвано процессом вторичной кристаллизации соли на стенках скважины.

Физико-химическое взаимодействие между фильтратом бурового раствора и терригенно-хемогенными отложениями, а также их природа влияет на устойчивость пород, слагающих стенки скважины.

При использовании буровых растворов на водной основе для вскрытия терригенных отложений важным аспектом является выбор ингибитора для обеспечения устойчивости глинистых пород на время бурения и крепления совместимого интервала бурения.

На сегодня в технической литературе не освещенным является возможность развития обвалов и осыпей глинистых пород морских месторождений при наличии тонких пропластков гипсов в температурном диапазоне до 42 °С, которые подлежат опережающему растворению при их вскрытии с образованием каверн.

Данный механизм развития осложнений в глинистых породах отмечался при бурении сверхглубоких поисковых скважин Северного борта Прикаспийской синеклизы, поисковой скважины № 1 – П Шахринав в Республике Таджикистан, эксплуатационных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения и ряде других районах ведения буровых работ [25].

Это приводит при отсутствии возможности определения их залегания в глинистых породах геофизическими методами к обвалам и развитию каверн от кровли вверх по стволу скважины.

В геологических разрезах Оренбургской области минеральные соли морских отложений приурочены к отложениям казанского, уфимского и иреньского горизонтов.

При этом основными породообразующими минералами хемогенных отложений разрезов Прикаспийской синеклизы Оренбургской области являются: NaCl – галит; KCl – сильвин; $2[Mg_2Cl_2 \cdot 6H_2O]$ – бишофит; $12[KMgCl_3 \cdot 6H_2O]$; KCl – 28,81 %; $MgCl_2$ – 34,18 %; H_2O – 39,0 % – карналлит; $CaMgCl_6 \cdot 12 H_2O$ – тахигидрит; $(K_2Ca_2Mg[SO_4]_4 \cdot 2H_2O)$ – полигалит; $CaSO_4$ – ангидрит; $8[CaSO_4 \cdot 2H_2O]$ – гипс; $[CaMg(CO_3)_2]$ – доломит [1].

Таким образом, состояние терригенно-хемогенных пород в геологических разрезах и их свойства определяются, как минералогическим составом, так термобарическими условиями залегания, которые также определяют стадии катагенеза глинистых пород (см. гл. 1.2) [16].

1.2 Стадии катагенеза глинистых пород

Преобладающая часть осадочных пород представлена глинистыми отложениями. Поэтому существенное количество осложнений возникает именно при бурении глинистых пород.

Особое внимание при этом необходимо обратить на взаимодействие глинистых пород с фильтратом бурового раствора.

По мнению Новикова В.С. глинистые породы, слагающие стенки скважины наиболее устойчивы при минимальном содержании воды (при правильно подобранном эффективном ингибиторе набухания глин), с увеличением содержания воды глины обладают свойствами вязкой жидкости.

Свойства глинистых пород зависят от их состава и активности взаимодействия с водой, при этом данные взаимодействия регулируют ионный обмен, гидратацию и дегидратацию, набухание глин, изменяя их физико-химические свойства [2].

Глинистые породы формируются в результате физико-химических процессов изменения первичных минералов: осадкообразования, седиментации, массопереноса, ионного обмена, литогенеза и т.д.

Состав и свойства глинистых пород обусловлены условиями литологических процессов, условиями их формирования, а также стадиями катагенеза глинистых пород (таблица 3).

Особенности катагенеза глинистых пород при больших толщинах и глубинах залегания характеризуется следующими стадиями [26]:

I стадия – преобразование пластичных и плотных глин в аргиллитоподобные: глубины до 1 км; пористость глин уменьшается от 50 до

17 %; существенных изменений в минеральных ассоциациях глин не наблюдается; сокращение содержания воды.

II стадия – преобразование аргиллитоподобных глин в аргиллиты: глубины 1-2 км; пористость глин уменьшается ещё на 8 %; из разреза исчезают минералы монтмориллонитового ряда, что предполагает переход в свободное состояние связанных в минеральных соединениях вод.

III стадия – (глубины 2-3 км) относятся к стадии водного равновесия по В. И. Вернадскому, когда объем вод в порах и трещинах соответствует объему вод, в связанных минеральных соединениях.

При таких условиях вода из аргиллитов не удаляется и не впитывается, а переходит из одних минеральных соединений в другие.

Пористость аргиллитов уменьшается всего лишь на 3 %. В составе их преобладают гидрослюдисто - каолинитовые минералы.

IV стадия – (глубины 3-4 км), средняя пористость аргиллитов 8 % и становится почти неизменной; с температурой активизируются процессы перекристаллизации и замещения глинистых минералов хлоратами, гидрослюдами, опалом, кварцем и др.

Нарушенное равновесие в системе вода-порода устанавливается путем подтягивания вод из пластов – коллекторов по различного рода трещинам.

V стадия – (глубины 4-5 км), около 50 % глинистого вещества подвергнуто перекристаллизации; появляются минералы метаморфического происхождения (серицит, хлорит, эпидот и другие).

Аргиллиты на таких глубинах, по данным Н. Ф. Бахуловского и др. (1965), теряют водоупорные свойства и не препятствуют вертикальной миграции флюидов.

VI стадия – (глубины свыше 5 км) - процессы глубинного метаморфизма.

Таблица 3 – Характеристика стадий катагенеза глинистых пород

Стадия	Глубина залегания, км	Изменение пористости, %	Основные изменения минералогии, преобразование состава.
I	До 1	От 50 до 17	Изменений минералогии не наблюдается.
II	1 - 2	От 17 до 9	Исчезают минералы монтмориллонитового ряда.
III	2 - 3	От 9 до 6	Вода переходит из одних минеральных соединений в другие.
IV	3 – 4	Средняя 8	Замещение глинистых минералов хлоратами гидрослюдами и др. Нарушение равновесия вода – порода. Потеря свойств покрышки.
V	4 - 5	-	Появляются метаморфические минералы, вертикальная миграция флюидов.
VI	Свыше 5	-	Процессы глубинного метаморфизма.

При выборе ингибитора глинистых и хемогенных пород в составе бурового раствора регламентирующими горно-геологическими факторами должны являться:

- достижение устойчивости ствола скважины на расчетное время бурения и крепления скважины в совместимом интервале бурения;
- распределение температур по глубине скважины;
- литологический состав глинистых и хемогенных пород;
- наличие тонких пропластков гипсов в глинистых породах на глубинах в температурном диапазоне до + 42 °С;
- наличие в хемогенных отложениях пластов полигалитов.
- допустимое повышение ионной силы среды для снижения расхода реагентов и удельного сопротивления бурового раствора для обеспечения информативности проектного комплекса ГИС.

Рекомендуемые ингибиторы буровых растворов для обеспечения устойчивости терригенно-хемогенных пород приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Ингибиторы устойчивости пород терригенно-хемогенных отложений морских месторождений

Тип раствора	Ионно-обменный комплекс глинистых пород	Ингибитор	Концентрация ингибитора, г/л	Накопление поливалентных катионов в фильтрате бурового раствора, г/л	Удельное сопротивление бурового раствора, Ом/м
Надсолевой комплекс					
Водная основа, техническая вода	Поливалентный	KCl	40 – 70	> 5 - 6	0,15
		CaSO ₄ + полигликоль	1-1,5% (масс.) до 5% (объем.)	-	1,5
Терригенно – хемогенный комплекс					
Соленасыщенный по NaCl	Поливалентный	KCl	40 – 70	> 5 - 6	0,15
	Поливалентный	K ₂ SO ₄ **	38	до 1	0,15
Соленасыщенный по NaCl		CaSO ₄ + полигликоль	1-1,5% (масс.) до 5% (объем.)	до 1	0,15

** Использовать при наличии в хемогенных отложениях полигалитов.

К примеру, на скважине № 1 – П Шахринав переход на ингибитор устойчивости глин полигликоль + CaSO₄ обусловлен накоплением гипса в составе бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну до 0,430 г/л, что могло указывать на наличие тонких пропластков гипсов, которые не фиксировались по данным геофизических исследований скважины, но отмечались в химическом составе фильтрата.

Поэтому, важное значение при бурении глинистых пород имеет контроль за накоплением в фильтрате бурового раствора анионов сульфата SO₄²⁻.

Опережающее растворение тонких пропластков гипсов обуславливало развитие каверн в стволе скважины верх по стволу от кровли их залегания и катастрофические обвалы и осыпи глинистых пород.

При этом содержание гипса в фильтрате бурового раствора постоянно восстанавливалось, при пополнении расхода бурового раствора на углубление скважины за счет его растворимости в зависимости от изменения температуры (таблица 5) [27].

Таблица 5 – Влияние температуры на растворимость гипса в воде

Температура, °С	Содержание CaSO ₄ , г/л
0	1,7
18	2,0
40	2,1
100	1,7

При выборе ингибиторов глинистых пород основными критериями являлись:

а) до глубины 4263 м - превышение расчетного времени устойчивости пород при бурении совместимых интервалов бурения без поисковых требований к удельному сопротивлению бурового раствора при проведении ГИС (0,15 Ом/м);

б) ниже до проектной глубины - превышение расчетного времени устойчивости пород и удельное сопротивление бурового раствора для использования полного комплекса геофизических исследований при вскрытии отложений поиска (согласованное с геофизиками удельное сопротивление бурового раствора 1,8 Ом/м).

Проведенные исследования ингибирующей способности используемых буровых растворов и выполненные расчеты показали, что совместное

использование полигликоля и гипса обеспечивают устойчивость глинистых пород в течение 117 суток. [17]

С углублением скважины начинают преобладать глинистые породы V – VI стадии катагенеза, начинаются процессы глубинного метаморфизма, при этом, не менее важен контроль за накоплением поливалентных катионов в фильтрате бурового раствора.

При разбуривании глинистых пород накопление поливалентных катионов в фильтрате бурового раствора возникает в результате ионно-обменных процессов между фильтратом бурового раствора и глинистыми породами.

Ионообменные процессы, проходящие в системе «порода – буровой раствор», протекают по принципу эквивалентности концентраций катионов в среде бурового раствора и катионного состава обменного комплекса глинистых пород [28,29]:

$$C_{(Ca^{2+})} : C_{(Na^{+})} : C_{(K^{+})} : C_{(Mg^{2+})} = [Ca^{2+}] : [Na^{+}] : [K^{+}] : [Mg^{2+}],$$

где $C_{(Ca^{2+})}$, $C_{(Na^{+})}$, $C_{(K^{+})}$, $C_{(Mg^{2+})}$ - состав ионообменных позиций глинистых минералов;

$[Ca^{2+}]$, $[Na^{+}]$, $[K^{+}]$, $[Mg^{2+}]$ - концентрация катионов в составе фильтрата. При этом, в результате увеличения концентрации поливалентных ионов в растворе будет расти и ионная сила его среды.

Повышение ионной силы среды приводит как к недопустимому росту водоотдачи буровых растворов, так и существенному изменению реологических и структурно-механических показателей бурового раствора.

При вскрытии хемогенных отложений и наличии в солях полигалита первым выщелачиванию подлежит K_2SO_4 .

Это согласуется с данными по растворимости солей NaCl, KCl и K_2SO_4 при температурах, соответствующих температурному диапазону в интервалах

залегания хомогенных отложений в разрезах поисковых скважин на Восточно-Песчаной и Песчаной площадях.

Различная растворимость солей приводит к разупрочнению массива хомогенных отложений, и создаются условия осыпей и обрушения стенок скважины, что обуславливает проработки, заклинки и затяжки бурильного инструмента.

Тяжесть аварий при заклинке бурильного инструмента в этом случае определяется условием наличия циркуляции после осыпей хомогенных пород.

При наличии циркуляции через долото заковка инструмента ликвидируется установкой водяных ванн технической воды, растворяющих материал осыпей, а отсутствие циркуляции приводит к необходимости зарезки второго ствола.

Обвалы и осыпи стенок скважины приводят к росту кавернозности ствола скважины.

Это создает предпосылки неполного замещения бурового раствора цементным при цементировании второй промежуточной колонны, снижения качества разобщения пластов и появления в интервалах течения пород модели одностороннего нагружения обсадных труб, что приводит к их гибели, потере устойчивости и диаметра.

Кавернозность ствола скважины также приводит к появлению участков с отсутствием сцепления цемента с колонной и породой.

При этом свободная часть колонны с увеличением глубины скважины и температуры подвергается температурным напряжениям, что приводит к потере ее устойчивости и ее гибели.

Снижение интенсивности разупрочнения терригенно-хомогенных отложений при их разбуривании на Песчаной и Восточно-Песчаной площадях, отсутствие осыпей и обвалов, достигалось за счет повышения содержания K_2SO_4 в фильтрате бурового раствора до насыщения [30].

При бурении по галогенам с ростом температур предпочтительнее осуществлять комплексное ингибирование гипс + полигликоль. В виду возникновения процесса вторичной кристаллизации соли на стенках скважины.

Большие толщи соляных пород Оренбургской области связаны с соляно – купольной тектоникой характерной для её территории (см. главу 1.3). Хомогенные отложения в данных геологических разрезах имеют большие толшины, залегают в широком термобарическом диапазоне, в ряде случаев осложнены соляно-купольной тектоникой, представлены солями различной физико-химической природы, определяющей их растворимость и устойчивость стволов скважин [13].

1.3 Особенности геологических разрезов, осложненных соляно-купольной тектоникой и надвиговых структур

Прикаспийская впадина – область ярчайшего проявления соляной тектоники, связанной с накоплением в конце ранней (кунгурский век) – начале поздней (казанский век) перми мощной толщи каменной соли.

Первичная мощность этой толщи составляла 3 км.

В настоящее время соль образует многочисленные, более тысячи, штоки, над которыми возникли соляные купола, некоторые (Челкар, Санкебай) гигантских размеров до 100 км в поперечнике и площадью до 10000 км².

Как показали исследования В. Л. Соколова и Г. И. Кричевского, на глубине 1000 – 1500 метров соляные штоки сливаются посредством узких соляных перемычек в протяженные гряды, а на уровне – 2000 – 2500 метров расположение этих гряд приобретает сотовый или ячеистый рисунок, в котором можно подметить элементы некоторой ориентировки (Рисунок 1).

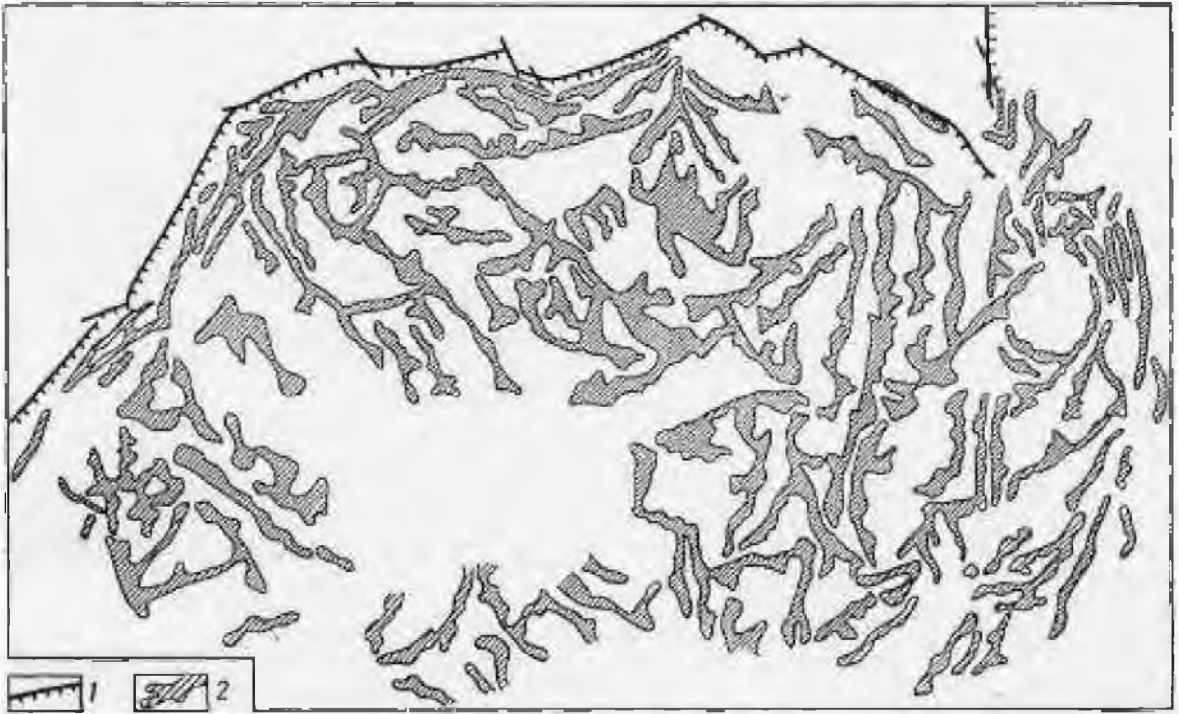


Рисунок 1 – Грядовое расположение соляных структур Прикаспийской впадины (по Г. И. Кричевскому и В. Л. Соколову). 1– флексурно-разломная граница впадины; 2 – соляные гряды

Среди соляных куполов Прикаспия различают две группы. К первой относятся дочетвертичные возвышенности в 100–150 м относительной высоты, сложенные дислоцированными палеозойскими и мезозойскими породами, часто с выходами на поверхность гипсов и соли. Характерно наличие вблизи куполов компенсационных мульд, выраженных в рельефе в виде впадин.

Ко второй группе относятся невысокие поднятия, сложенные с поверхности слабо дислоцированными четвертичными отложениями; соляные массивы находятся на значительной глубине [31, 32].

Большинство исследователей в осадочном чехле Прикаспийской синеклизы выделяет три важнейших структурных яруса: подсолевой, соленосный и надсолевой. В подсолевом ярусе, как правило, выделяются два структурных яруса: додевонский и древнепалеозойский (до филипповского горизонта в кунгурском ярусе включительно).

Соленосный структурный ярус, как правило, выделяется в объеме иреневского горизонта кунгурского яруса. Его мощности могут достигать 2,0-4,0 км.

В границах Оренбургской области додевонский и древнепалеозойский структурные ярусы в Прикаспийской синеклизе изучены слабо из-за ограниченности данных бурения в связи с большими глубинами.

В скважине 1 Каинсайской кровля подсолевых отложений вскрыта на глубине 6,0 км. По данным сейсморазведки по кровле подсолевых отложений выявлен целый ряд поднятий:

- Буранное;
- Хобдинское;
- Восточно-Хобдинское;
- Вершиновское и др. [18].

Соляные купола - необычные осадочные тела - образуются при течении соли и ее внедрении из глубоких горизонтов в перекрывающие отложения.

Подобно песчаным дайкам и силлам, купола являются ричными или постседиментационными образованиями.

Соляные купола представляют собой почти вертикальные цилиндрические штоки соли от 0,8 до 3,2 км в диаметре, в отдельных участках стенки имеют обратные падения (рисунок 2).

Слои, через которые происходила инъекции соли, деформированы, имеют опрокинутое падение по отношению к штоку, нередко - вертикальное. Они заметно уменьшаются в мощности при приближении к соляному штоку.

Столб соли обычно венчает «покрышка», сложенная гипсом или известняком.

Породы, залегающие над солью, бывают слегка деформированы, могут осложняться нарушениями.

В соляных куполах устанавливаются сложные системы мелких складок и других внутренних структур, образующихся при течении соли в момент внедрения [33].

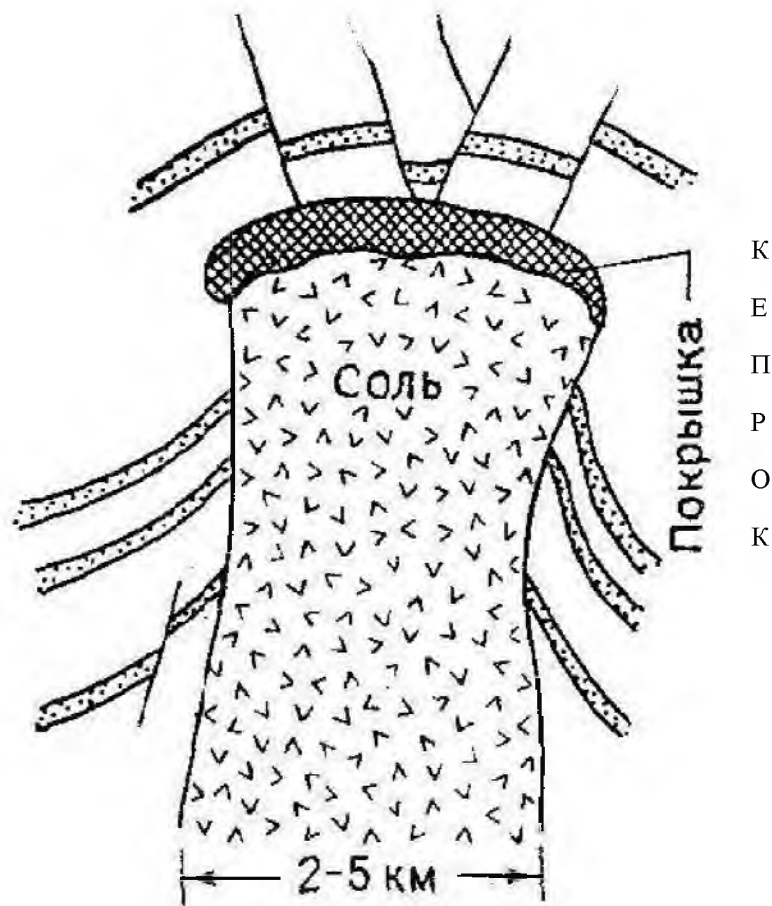


Рисунок 2 – Схематическое строение соляного купола

Прежде полагали, что соляные куполы и родственные им формы распространены только в передовых (предгорных) прогибах, но теперь установлено, что соляные купола находятся также и в наиболее прогнутых синеклизах, где имелись необходимые условия для накопления мощных галогенных толщ, главным образом каменной соли.

К соляным куполам бывают приурочены месторождения нефти [34, 35].

Образование соляных куполов связано с гравитационной неустойчивостью, возникающей при накоплении осадков большей плотности: подстилающая соль.

Пластичная соль всплывает в виде конвекционной колонны.

Покрышка соляных куполов представляет собой скопление нерастворимых компонентов, выпадающих из концентрированных рассолов в кровле растущего соляного столба.

Подобно рифам, соляные купола встречаются группами [36]. Кунгурский структурный этаж Соль-Илецкого свода, например, характеризуется широким проявлением солянокупольной тектоники [37].

Разрез структурно-формационных районов Оренбургской области, осложненных соляно-купольной тектоникой, представлен на рисунке 3.

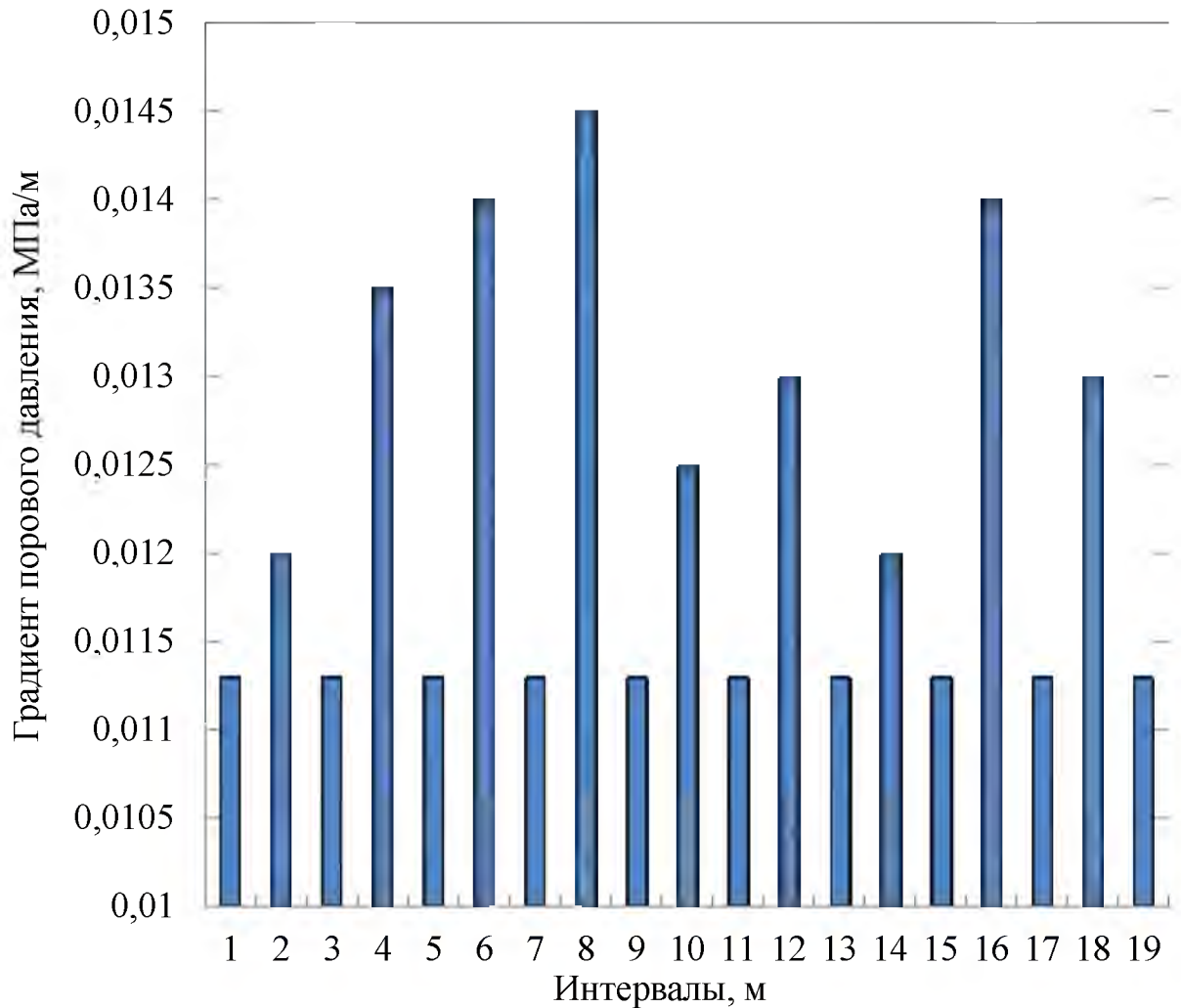


Рисунок 3 – Распределение градиентов порового давления по разрезу структурно-формационных районов Оренбургской области, осложненных соляно-купольной тектоникой

Границу восточной бортовой зоны Предуральяского краевого прогиба большинство исследователей проводит по полосе выходов на дневную поверхность ассельско-сакмаро-артинских отложений.

Сочленение краевого прогиба с передовыми складками Урала по мнению ряда исследователей происходит по крупному тектоническому нарушению надвигового типа.

В настоящее время накопилось достаточно фактов, указывающих на развитие в пределах краевого прогиба ортогональной системы складчатости.

Структуры субмеридионального простирания пересекаются структурами, имеющими простирание, близкое к широтному.

В южной части Вельской впадины такими структурами являются Акбулакский, Тюльганский выступы. Выделение их обосновывается наличием выступов по поверхности фундамента, изменением литолого-фациальных условий, данными структурного плана и др.

Таким образом, Предуральский краевой прогиб является гетерогенной структурой.

Гетерогенность прогиба прежде всего выразилась в многообразии форм складчатости, наблюдаемой в различных частях прогиба, повлекших формирование достаточно широкого спектра лито-фациальной и формационной зональности и многообразии структурно-тектонических комплексов [18], поэтому на площадях Прикаспийской синеклизы и ее бортовой части при бурении терригенно-хемогенных отложений часто возникают осложнения и аварии, представленные в главе 1.4.

1.4 Осложнения при бурении скважин

Сложные горно-геологические условия бурения углеводородного сырья характеризуются сравнительно большой глубиной скважин, наличием АВПД, аномально высокими температурами и т. д., требующими непрерывной модернизации технологий бурения скважин, включающих улучшение свойств буровых растворов.

Басарыгин Ю. М. и Булатов А. И. к осложнениям при бурении скважин относят нарушения непрерывности технологического процесса сооружения

скважины при соблюдении технического проекта и правил безаварийного ведения буровых работ, вызванные горно-геологическими условиями проходимых пород [38].

По В. Г. Ясову и М. А. Мыслюку осложнение в бурении – это технологическая ситуация, которая нарушает нормальный ход процесса бурения скважины [39].

Даже с применением новейших технологий при бурении скважин, как правило, не удастся избежать осложнений и аварий, что приводит к снижению скорости бурения.

Типичными осложнениями при бурении скважин являются:

- нефте-, водо-, рапо- и газопроявления;
- затяжки и посадки бурового инструмента;
- поглощения бурового и тампонажного растворов;
- осыпи и обвалы стенок скважины, кавернообразование;
- вторичная кристаллизация соли на стенках скважины (сужение ствола скважины) [17].

Исходя из опыта бурения терригенно-хемогенных отложений, можно сделать вывод, что бурение практически всех скважин в той или иной мере не обходится без осложнений. Поэтому при бурении скважин, как правило, используются различные по технологическим свойствам буровые растворы, исключаящие те или иные виды осложнений.

Авторами [39] выделяются следующие виды нарушений целостности стенок скважины при бурении терригенно-хемогенных отложений:

- а) обвалы (осыпи);
- б) набухание;
- в) ползучесть;
- г) желобообразование.

С. Н. Горонович, исходя из опыта бурения и классификации авторов [40-48] выделяет следующие виды осложнений при бурении и их физико-

химической природы по выделяемым комплексам осадочных пород (таблица 6):

Таблица 6 - Основные виды осложнений при бурении и их физико-химическая природа

Комплекс пород	Виды осложнений	Горно-геологические факторы	Технологические факторы
Терригенный	Обвалы и осыпи глинистых пород; течение пород.	Минералогический состав горных пород; метаморфизация пород; поровые давления.	Природа среды и параметры бурового раствора; гидродинамические нагрузки в стволе скважины.
	Поглощения буровых растворов;	Трещинные коллектора; низкие индексы давления раскрытия трещин; АНПД.	Репрессия на коллектора; гидродинамические нагрузки; гидроразрыв пород.
	Образование желобов;	Низкая прочность пород.	Несоответствие профиля скважины; объем работы бурильного инструмента; несоответствие компоновок режимам бурения.
	Дифференциальные прихваты;	Гидравлическая связь ствола с проницаемыми породами.	Репрессия на коллектора; состав и параметры бурового раствора.
	Флюидопроявления	Гидравлическая связь ствола с проницаемыми породами; АВПД; вскрытие зон поглощений.	Депрессия на пласт; параметры бурового раствора; гидродинамические нагрузки; снижение уровня бурового раствора в стволе.
Соли	Кавернообразование; обвалы и осыпи;	Растворение пород;	Состав среды и параметры бурового раствора, гидродинамические нагрузки;
	Течение пород;	Физико-механические свойства; термобарические условия залегания	Плотность бурового раствора; гидродинамические нагрузки;
	Нарушение обсадных труб.		Прочность труб; Односторонняя модель нагружения после цементации.
	Рапопроявления	АВПД	-
Карбонатный	Обрушение пород	Тектонические нарушения;	Гидродинамические нагрузки;
		Высокие поровые давления.	Плотность бурового раствора; Гидродинамические нагрузки.
	Поглощения буровых растворов;	Аналог терригенному комплексу	Аналог терригенному комплексу
	Дифференциальные прихваты;	Аналог терригенному комплексу	Аналог терригенному комплексу
	Флюидопроявления	Аналог терригенному комплексу	Аналог терригенному комплексу

Осложнения в терригенном комплексе разреза имеют сложную природу и обусловлены свойствами глинистых пород, действием в скважине физико-механических и физико-химических факторов [29], основными из которых при бурении являются следующие:

- а) уровень компенсации поровых давлений гидростатическим;
- б) гидродинамические нагрузки на стенки при проведении технологических операций в стволе скважины;
- в) направление осмотического давления в системе «порода – буровой раствор»;
- г) температурные напряжения в пристволенной зоне;
- д) минералогический состав и степень метаморфизации глинистых пород;
- е) гидратация глинистых пород при контакте с буровым раствором и его фильтратом;
- ж) ионная сила среды бурового раствора и ионообменные процессы в системе «порода – буровой раствор».

Использование буровых растворов на водной основе предполагает предупреждение осложнений при бурении терригенных пород регулированием ионной силы среды фильтрата бурового раствора, а также правильным подбором катионов и анионов, используемых при ингибировании глин.

По данным А. А. Ханина, на небольших глубинах глины (особенно монтмориллонитовые) имеют плотность 2100 - 2300 кг/м³ и являются хорошими покрышками для нефти и газа.

На глубинах свыше 2 км эти глины уплотняются до 2300 – 2600 кг/м³, теряют свободную воду и, превращаясь в аргиллитоподобные породы и аргиллиты, становятся трещиноватыми, теряют свои экранирующие свойства и могут даже перейти в разряд трещинных коллекторов (коллекторские свойства трещинных аргиллитов представлены в таблице 7).

Такие же изменения могут происходить с известняками, мергелям и реже ангидритами и гипсами [49].

Таблица 7 – Коллекторские свойства трещинных аргиллитов

$h_{\text{пл}}, \text{ м}$	$K_{\text{п}}, \text{ м}^2$	$\delta_{\text{экв}}, \text{ м}$	m	$Q_{\text{п о}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п о}}, \text{ м}^3/\text{с}$
1	$3,0423 \cdot 10^{-15}$	$3,32015 \cdot 10^{-5}$	0,010102226	0,001471	0,0017

где $h_{\text{пл}}, \text{ м}$ – толщина пласта;

$K_{\text{п}}, \text{ м}^2$ – коэффициент проницаемости;

$\delta_{\text{экв}}, \text{ м}$ – эквивалент раскрытия трещин; m – скважность породы;

$Q_{\text{п о}}, \text{ м}^3/\text{с}$ – удельные дебиты трещинного коллектора аргиллитов и дебиты водогазопроявлений.

Так, к примеру, битуминозные глины баженовской свиты Западной Сибири занимают особое место среди глинистых коллекторов.

Глины баженовской свиты отличаются от покрывающих и подстилающих пород повышением содержания ОВ, хлороформенного битумоида, кремнистости, естественной радиоактивности, удельного электрического сопротивления, общей пористости, а также пониженной плотностью. Поэтому важно учесть устойчивость и фильтрационные свойства коллекторов баженовской свиты при выборе ингибитора.

По мнению Гороновича С. Н. [29] высококоллоидальные глины хорошо набухают и гидратируются (емкостью обменного комплекса более 20 мг-экв/100г), поэтому при их проходке возрастает тяжесть осложнений, связанных с нарушением устойчивости стенок скважины.

Ингибирование глинистых пород, как правило, предполагает использование буровых растворов с высокой ионной силой среды, которую создают катионы калия [46, 50].

Для исключения накопления ионов кальция в фильтрате бурового раствора на скважинах № 495, 501 Вершиновской площади, при бурении полигалитов, была использована калийная соль сульфат калия в качестве ингибитора терригенных пород.

Сульфат калия в виду наличия катиона калия и одноименного сульфат-иона ограничил концентрацию катионов Ca^{2+} в фильтрате бурового раствора.

На скважине № 1 – П Шахринов в качестве поставщика иона калия использовался хлористый калий (KCl).

Хлорид калия был введен в состав бурового раствора на водной основе в качестве ингибитора набухания глин при бурении под кондуктор (50-700 м) и I и II промежуточную колонну (700-2850 м и 2850- 4263 м) [17].

Применение хлористого калия в составе ингибированных буровых растворов под эксплуатационную колонну приводило к накоплению в среде бурового раствора гипса, в результате взаимодействия с глинистыми породами с кальциевой формой обменного комплекса, что указывало на наличие тонких пропластков гипсов в разрезе, которые не фиксировались по данным геофизическим исследованиям скважины.

Накопление в среде гипса приводит к повышению ионной силы и росту водоотдачи бурового раствора. Поэтому хлористый калий был заменен на комплексный ингибитор гипс + полигликоль (глицерин).

Добавка полигликоля была необходима для улучшения ингибирующего эффекта, а также для подавления процесса вторичной кристаллизации соли на стенке скважины при бурении в хемогенных отложениях и сохранения её номинального диаметра.

Основными видами осложнений при бурении в хемогенных отложениях большой толщины являются размыв ствола скважины и кавернообразование, течение соли при вскрытии галогенных пород и кристаллогидратов, обвалообразование полигалитов, сужение стволов скважин, представленных галитом [17,30,51,52].

На площадях Прикаспийской синеклизы и ее бортовой части свойства хемогенных минералов в процессе бурения и эксплуатации скважин определяют виды осложнений и аварий, представленных в таблице 8 [30, 53, 54].

Таблица 8 – Связь минералогического состава хемогенных пород с осложнениями и авариями при строительстве и эксплуатации скважин [1]

Минерал, порода	Условия проявления осложнения			Виды осложнений
	Термо-барические	Горно-геологические	Технологические	
Галит	Горное давление: > 30 МПа; температура: > 25 °С.	Увлажненность соли, разница устьевых и забойных температур, неоднородность состава	Применение растворов на водной основе с фильтратом, недонасыщенным по NaCl	Размыв ствола и кавернообразование
Сильвин	Горное давление: > 60 МПа; температура: > 50 °С.		Недонасыщенные по KCl	Кавернообразование, течение в ствол, нарушение обсадных колонн
Бишофит, Карнолит	–		Недонасыщенные по MgCl ₂	Кавернообразование, течение в ствол, нарушение обсадных колонн
Тахигидрит	–		Недонасыщенные по MgCl ₂	Кавернообразование, течение в ствол
Полигалит	Горное давление: > 88 МПа; температура: > 75 °С.	Толщина пласта более 10 м	Недонасыщенные по K ₂ SO ₄	Набухание, катастрофические осыпи, кавернообразование
Гипс	–	Степень метаморфизации	Щелочная область фильтрата	Набухание, сужение ствола

К основным видам осложнений, в зависимости от этапа строительства скважины и условий вскрытия хемогенных отложений, следует отнести размыв ствола и сужение ствола скважины.

Образование каверн в галогенах определяется не полным насыщением по галиту или сильвину фильтрата бурового раствора, а в кристаллогидратах – недостаточным содержанием магния.

Сужение ствола скважины в галогенах может определяться, как пластическим течением солей в зависимости от состава солевых пород и

термобарических условий их залегания, так и вторичной кристаллизацией галита на стенке ствола скважины.

При наличии в геологическом разрезе полигалитов, представленных сульфатами калия, кальция и магния, сужение ствола обусловлено набуханием сульфата кальция, представленного формой гипса.

Опережающее выщелачивание сульфата калия в полигалитах приводит к катастрофическим осыпям ствола скважины.

При наличии в геологическом разрезе кристаллогидратов или сильвина при бурении в данных интервалах происходит развитие больших каверн, которые не несут прямой угрозы аварий.

Однако после цементации обсадной колонны при неполном замещении бурового раствора цементным раствором в каверне создаются условия односторонней модели нагружения на обсадные трубы, что приводит к повреждению крепи [1].

Сужение стволов скважин, в породах (каменная соль), представленных в основной массе породообразующим минералом галитом, может определяться как составом породы, содержанием маточных рассолов, так и вторичной кристаллизацией при массопереносе молекул галита мелких кристаллов из среды бурового раствора на стенку скважины [51]. В большинстве случаев технологами это воспринимается как течение солей при недостаточной плотности бурового раствора.

Процесс вторичной кристаллизации галита на стенке скважины при вскрытии хемогенных отложений большой толщины наиболее полно был исследован при бурении поисковой скважины № 174 Акобинской площади Предуральяского краевого прогиба. Хемогенные отложения в геологическом разрезе поисковой скважины № 174 Акобинской площади ГИС представлены широким спектром пород, основными из которых явились ангидриты, доломито- и карбонатно - сульфатные породы, а также соли сложного состава – полигалиты в смеси с галогенными минералами.

Сводка осложнений при вскрытии хемогенных отложений, представленных по данным ГИС галогенами, полигалитами и солями сложного состава на поисковой скважине № 174 Акобинской площади при бурении, характеризовалась следующими интервалами сужения ствола скважины (таблица 9).

Для установления природы сужения ствола скважины при бурении хемогенных отложений были выбраны интервалы залегания солей, которые по данным ГИС были выделены как каменная соль, но по критерию плотности наиболее отличные от справочной плотности каменной соли.

Таблица 9 – Сводка осложнений при вскрытии хемогенных отложений

Глубина, интервал осложнения, м	Температура, °С		Вид осложнения	Способы ликвидации, количество операций	Затраты времени, час.
	Забой	Зоны осложнения			
1352–1500	40,4	40,4	Сужение	Проработка	9
522–545	40,4	40,4	Сужение	Проработка	24
1560–1585 2350–2400	40,4	40,4	Сужение	Проработка	5
2520, 2585,	54,9	54,9	Сужение	Проработка	3
2585–2880	54,9	54,9	Сужение	Проработка	3
3040–3020	71,9	59,8	Сужение	Проработка	1
2820–2810	71,9	57,2	Сужение	Проработка	1
2529–2470	71,9	53,4	Сужение	Проработка	1
3400–4000	71,9	64,5–71,9	Сужение	Водяная ванна	15
2505–3080	71,9	53,45–60,64	Сужение	Водяная ванна	18
3080–3925	71,9	60,64–71,1	Сужение	Водяная ванна	24
3925–4000	71,9	71,1–71,9	Сужение	Проработка	2
3998–4030	72,5	71–72,5	Сужение	Водяная ванна	12
4090–5147	76,2	73,2–76,2	Сужение	Проработка	14
4700–5155	85,8	79,07–84,6	Сужение Проработка	Водяная ванна	24
5155–5180	85,8	84,6–85,77	Проработка		4
Общие затраты времени на ликвидацию осложнения					160

Расчеты необходимой плотности бурового раствора для исключения течения каменной соли по выбранным интервалам осуществлялся по методике, приведенной в работе [17].

Согласно полученным расчетным значениям по 11 интервалам, плотность бурового раствора для обеспечения устойчивости стенок скважины солей с минимальной пластической прочностью каменной соли, при бурении на этих глубинах, не должна была превышать 1509 кг/м^3 при фактической плотности бурового раствора 1610 кг/м^3 .

Таким образом, было выявлено, что сужение стенок скважины, при бурении скважины № 174 Акобинской площади обусловлено процессом вторичной кристаллизации, определяющим массоперенос молекул галита с мелких кристаллов, формирующихся в среде бурового раствора, на крупные кристаллы стенки ствола скважины.

Процесс вторичной кристаллизации при бурении в широком диапазоне глубин и, следовательно, температур, определяется повышением растворимости природных минералов солей при росте температуры (таблица 10).

Таблица 10 – Зависимость растворимости хемогенных минералов солей от температуры на 100 г воды

Минерал, порода	Температура, °С				
	20	40	60	80	100
Галит (NaCl)	36,0	36,6	37,3	38,4	39,8
Сильвин (KCl)	34,0	40,0	45,5	51,1	56,7
Бишофит $2[\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}]$	305,5	352,3	422,9	563,7	927,5
MgCl_2	35,3	36,5	37,9	39,8	42,3

Полученные результаты показали, что процесс вторичной кристаллизации соли в температурном диапазоне ствола скважины, представленного отложениями каменной соли, при использовании соленасыщенных по NaCl буровых растворов имеет интенсивность, способную во время отработки долота привести к сужению ствола скважины и создать аварийную ситуацию при подъеме бурильного инструмента.

При бурении в солевых отложениях часто возникают прихваты. Накопленный опыт «СевКавНИПИнефть» ликвидации прихватов, с помощью установки водяных ванн показал, что закачки порций пресной воды в зону прихвата позволяют освободить инструмент практически мгновенно. Дальнейшая транспортировка водяной ванны на поверхность способствует растворению солей в приствольной зоне, в расположенных выше места прихвата солевых пластах, и позволяет осуществить подъем инструмента без затяжек [52].

В патенте № 2520101 приводится эффективный способ предотвращения прихватов бурильного инструмента за счет модификации среды бурового раствора [55].

Основой профилактики осложнений при бурении в терригенно-хемогенных отложениях является правильный подбор химических реагентов (ингибиторов глин и солеотложений на стенках скважин) для обработки бурового раствора с тем, чтобы его показатели, в том числе и химический состав фильтрата, способствовали сохранению диаметра ствола скважины близким к номинальному диаметру долота. [56].

1.5 Конструкции скважин при строительстве скважин по структурно-формационным районам

Строительство скважин в нефтегазовом районе Оренбургской области в пределах южного окончания Татарского свода, Бузулукской впадины, Восточно – Оренбургского сводового поднятия, Соль-Илецкого свода и Предуральского краевого прогиба, Республики Таджикистан и др. осуществляется с использованием конструкций по параметрическому ряду 426*324*244,5(250,8)*193,7(196,8)*177,8*139,7 мм.

Обсадные трубы не стандартизированных размеров диаметрами 250,8 и 196,8 мм повышенной прочности используются для перекрытия интервалов проявления горного давления в хемогенных отложениях при бурении

сверхглубоких скважин на площадях Соль-Илецкого свода, северо-восточной части Прикаспийской синеклизы, Предуральского краевого прогиба и Республики Таджикистан.

Глубины спуска обсадных колонн по структурно-формационным районам определяются глубиной, обеспечивающей разобщение вод питьевого качества, глубиной перекрытия терригенно-хемогенного комплекса пород и подсолевых отложений проектного стратиграфического горизонта (таблица 11).

Таблица 11 – Конструкции нефтяных и газовых скважин и глубины спуска обсадных колонн по структурно-формационным районам

Структурно-формационный район	Глубины спуска колонн, м			
	Кондуктор	Первая промежуточная колонна	Вторая промежуточная колонна	Эксплуатационная колонна
Бузулукская впадина	150 - 300	1400 - 1600	3450 - 3600	4500 - 5600
Прикаспийская синеклиза	250 - 300	1500 - 2500	4200 - 5750	6300 - 7000
Предуральский краевого прогиба	250 - 300	1500 - 2500	4200 - 4400	5700 - 6700
Республика Таджикистан	700	3000	4550	6450

Проектные подъемы цементов приняты, при наличии кислых компонентов в пластовых флюидах, принимаются из условия подъема цемента до устья при цементировании кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн.

Конструкции сверхглубоких скважин при наличии солей кристаллогидратов в разрезе, вторую промежуточную колонну размером 244,5(250,8) мм используют до глубины 4300 м, с последующим перекрытием хемогенных пород до подсолевых отложений «хвостовиком» 196,8 мм из расчета обеспечения прочности на наружное избыточное давление при полном опорожнении скважины.

1.6 Методы оценки горно-геологических условий залегания терригенно-хемогенных отложений при бурении сверхглубоких скважин

Горно-геологические условия залегания и основные геологические параметры разреза терригенно-хемогенных отложений при бурении сверхглубоких скважин, такие как состав, термобарические условия, глубины залегания, необходимо учитывать при проектировании, проводки и креплении скважины.

Характеристика терригенно-хемогенных отложений необходима для обработки и анализа геологических и промыслово-геофизических материалов для безаварийного бурения скважин.

Свойства пород, слагающих стенки скважины связаны с условиями их формирования и зависят от стадий катагенеза и метаморфизма.

Горно-геологические условия на площадях Прикаспийской синеклизы являются сложными и характеризуются наличием рапопроявлений, сероводорода в пластах и т.д.

Из опыта бурения скважин известно, что горно-геологические условия бурения скважин, находящихся на одной площади различны. Поэтому, отсутствие информации по горно-геологическим условиям залегания пород может привести к возникновению различного вида и интенсивности осложнений.

При строительстве сверхглубоких скважин активно применяются геофизические методы оценки горно-геологических условий залегания пород.

Геофизические методы решают задачи создания геофизической модели условий залегания горных пород, изучения их свойств и состояния, определения динамических характеристик и свойств подземных вод, исследования изменений с течением времени.

Основным методом изучения условий залегания горных пород, оценки минерализации подземных вод и особенностей их фильтрации является электроразведка.

Методы скважных геофизических исследований включают специальные наблюдения за динамическими параметрами фильтрационных потоков, свойствами и состоянием массивов горных пород.

Ядерно-физические методы используются при изучении водно-физических и физико-механических свойств грунтов.

Термометрия имеет большое значение при изучении термальных вод и исследованиях, проводимых в областях развития многолетней мерзлоты.

Шельфы морей и океанов, наряду с озёрами и реками являются областью изучения.

Сейсмоакустические методы, электроразведка, а также гаммасъёмка и термометрия решают эту задачу.

Методы геофизических исследований и их состав определяются в зависимости от решаемых задач и конкретных инженерно-геологических условий [57].

Современные программные комплексы цифрового геолого-гидродинамического моделирования позволяют учесть большой объем фактического материала для построения трехмерных геологических моделей месторождений [58].

1.7 Технологический контроль в процессе бурения скважин

Анализ условий проводки сверхглубоких скважин южной зоны Оренбургского геологического региона в надпродуктивных отложениях

показал, что большинство аварий и осложнений приходится на разбуривание пород терригенно-хемогенного комплекса.

Осложнения связаны, главным образом, с нарушением устойчивости стенок скважины, особенно при проходке высококоллоидных, гидратирующихся глин и легко диспергирующихся глинистых сланцев и чешуйчатых аргиллитов.

Предупреждение осложнений в стволе скважины: осыпей, обвалов породы, затяжек бурового инструмента, проработок ствола скважины во многом зависит от состава и свойств промывочной жидкости, химического состава раствора и его фильтрата, плотности, структурно-механических и реологических показателей, фильтрации, показателя концентрации водородных ионов (рН) и др.

Поэтому, при бурении сверхглубоких скважин в интервале терригенно-хемогенных отложений технологический контроль должен осуществляться в любой станции ГТИ.

Сотрудники ГТИ должны проводить исследования по контролю технологических параметров бурового раствора, используя стандартные приборы, сертифицированные методики, СТО и ГОСТы, факультативно определяя состав его фильтрата (накопление сульфат-ионов, т.к. в виду их накопления происходит повышение ионной силы среды за счет ионно-обменных процессов).

Буровой раствор должен соответствовать проектным требованиям для данного интервала.

При вскрытии хемогенных отложений необходимы специальные определения, касающиеся отбора шлама, при бурении смешанных галогенов (галит, сильвин). В целях уточнения плотности бурового раствора проводятся химико-аналитические исследования шлама и сравниваются с данными геофизических исследований (см. пункт 1.9).

На основе полученных результатов рассчитываются коэффициенты совершенства кристаллической решетки вскрытых отложений и необходимая

плотность бурового раствора для обеспечения оптимальных условий углубления скважины в подсолевых отложениях.

В целях нормирования плотности проводятся определения поровых давлений в трещинных коллекторах аргиллитов V-VI стадий катагенеза глинистых пород для обеспечения вскрытия на равновесии. При этом необходимо учитывать условия формирования пород в виду того, что прочность и другие свойства пород определяются стадиями их катагенеза.

Информация, полученная по данным ГИС по поисковым скважинам, должна быть представлена в специальных каталогах службы инвестора и заказчика, а также должны вестись отчетные работы на станциях ГТИ, по аттестации всех видов встреченных осложнений и с указанием всех параметров зон осложнений при их ликвидации (характеристики зон поглощений, плотность, глубина, коллектор).

1.8 Геофизические методы литологического выделения хемогенных отложений

Бурение сверхглубоких скважин на подсолевые отложения определяется большим разнообразием видов осложнений, эффективная профилактика и ликвидации которых определяется уровнем геофизического обеспечения.

Информативность и эффективность применяемых геофизических методов исследований при решении задач литологического расчленения хемогенных отложений в глубоких поисково-разведочных скважинах юга Оренбургской области показана в работе [59]. При этом было установлено, что геофизические методы исследований скважин обеспечивают уверенное выделение на качественном уровне в разрезе скважин основных чистых разностей хемогенных пород.

Однако детальное литологическое расчленение геологического разреза в случаях переходных и смешанных сульфатных и хлоридных типов пород представляет наиболее сложную задачу.

Пример литологического расчленения геологического разреза с количественной оценкой преобладающего состава соленосных пород получен путем комплексной обработки данных геофизических исследований на основе алгоритмического решения по характерным физическим свойствам.

Примером получения необходимой химико-аналитической информации могут служить исследования образца керна каменной соли, отобранного в процессе бурения скважины в интервале 5050-5059 м, общий вид которого приведен на рисунках 4 и 5.

Состав и структура породы отображается посредством цветовой гаммы (от светлого и прозрачного до темного цвета).

В этом образце каменная соль крупнокристаллическая, полупрозрачная и серого цвета с прослоями ангидрита серого цвета, мелкокристаллического, ориентированного под углом 45° к оси керна.



Рисунок 4 – Образец керна каменной соли



Рисунок 5- Образец керна каменной соли в разрезе

Для выявления в разрезе калийсодержащих пород и определения их количественного содержания применены данные метода гамма-спектрометрии СГК, который позволяет оценить наличие основного радиоактивного элемента калия ^{40}K . Наибольшее искажающее влияние на показания метода СГК при выделении в разрезе скважины калийсодержащих пород оказывает наличие в

буровом растворе добавок солей калия, используемых для ингибирования глинистых пород геологического разреза.

Так, по результатам химического анализа фильтрата бурового раствора в интервале 2239-5180 м содержание ионов калия составляло 18,5-27,6 г/л при содержании сильвина в составе разбуриваемых солей от 2,951 до 4,493 %.

Поэтому потребовалось введение дополнительных поправок на показания метода СГК при наличии иона калия в буровом растворе.

Для этого применен способ последовательного исключения влияния содержания калия в буровом растворе на результаты метода.

Для определения петрографического состава преобладающих в разрезе скважины пород хемогенных отложений по геофизическим данным выполнялось построение компонентной модели путем математического решения системы линейных уравнений.

Численное решение задачи о компонентном составе породы осуществлялось как решение системы уравнений, состоящей из соответствующих показателей физических свойств скелетной части пород и их неизвестных пропорций.

Решение задачи определения количественного соотношения компонентов пород хемогенных отложений в заданном интервале, состоит в составлении системы уравнений 5-ти компонентной породы с неизвестными объемными содержаниями галита, сульфатных и глинистых пород, сильвинита, доломита при четырех известных геофизических параметрах, полученных акустическим (АК), гамма-плотностным (ГГК-П), нейтронным (НГК) и гамма-спектральным (СГК) методами исследований.

При составлении алгоритма использовались формулы для каждого метода (АК, ГГК-П, НГК, СГК), состоящие из суммы произведений скелетного значения физических параметров каждой отдельной (чистой) компоненты породы на соответствующий им неизвестный объем (V_1-V_5).

Далее производилось приравнивание их к показаниям каждого метода, а также формул (1-5) для определения полного объема смеси, состоящей из суммы неизвестных объемов компонентов породы.

Акустический каротаж:

$$AK = \Delta t_1 \cdot V_1 + \Delta t_2 \cdot V_2 + \Delta t_3 \cdot V_3 + \Delta t_4 \cdot V_4 + \Delta t_5 \cdot V_5; \quad (1)$$

Плотностной каротаж:

$$\Gamma GK = \rho_1 \cdot V_1 + \rho_2 \cdot V_2 + \rho_3 \cdot V_3 + \rho_4 \cdot V_4 + \rho_5 \cdot V_5; \quad (2)$$

Нейтронный каротаж:

$$НГК = n_1 \cdot V_1 + n_2 \cdot V_2 + n_3 \cdot V_3 + n_4 \cdot V_4 + n_5 \cdot V_5; \quad (3)$$

Спектральный гамма-каротаж (по калию):

$$K = k_1 \cdot V_1 + k_2 \cdot V_2 + k_3 \cdot V_3 + k_4 \cdot V_4 + k_5 \cdot V_5; \quad (4)$$

$$V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 = 1; \quad (5)$$

где: Δt – интервальное время пробега упругих волн (мкс/м); ρ – плотность (г/см³); n – показания нейтронного каротажа (усл.ед); k – содержание калия (%); V – объем (доли ед.) скелетной части пород, соответственно: 1 – галит, 2 – гипс, 3 – сильвин, 4 – доломит и 5 – глина.

Значения геофизических констант для пород и минералов приняты по литературным источникам, а также полученных на основе экспериментальных данных для конкретных геолого-технических условий региона по опорным пластам с известными характеристиками [60,61,62].

1.9 Химико-аналитические исследования шлама и керна для литологического выделения хомогенных отложений

При планировании программы бурения наиболее сложным является выбор состава и нормирование плотности бурового раствора по совместимым интервалам бурения.

В терригенно-хемогенном комплексе пород геологического разреза нормирование плотности бурового раствора должно осуществляться по результатам анализа необходимых плотностей для обеспечения устойчивости

глинистых пород по поровым давлениям, а также обеспечения устойчивости солей.

Для нормирования в солях исходными данными для расчета плотности бурового раствора являются не только термобарические условия залегания терригенно-хемогенных отложений, но и литологическая характеристика хемогенных пород, как одного из условий, определяющих контроль их устойчивости.

Нормирование плотности бурового раствора для вскрытия хемогенных отложений должно осуществляться из условия обеспечения устойчивости галогенных солей, без учета наличия в геологическом разрезе пластов кристаллогидратов (бишофит, карналлит) [17].

Сужение стволов скважин в солевых породах, представленных в основной массе породобразующими минералами галитом и сильвинитом, может определяться как составом породы, содержанием маточных рассолов генезиса, так и вторичной кристаллизацией при массопереносе молекул галита - мелких кристаллов из среды бурового раствора на стенку скважины.

Вторичная кристаллизация обусловлена образованием и накоплением мелких кристаллов в среде бурового раствора на водной основе, которая определяется как условиями разрушения солевых пород при бурении, так и различной растворимостью галита в температурном диапазоне ствола скважины по мере её углубления.

Термодинамически это явление соответствует известному процессу старения осадка соли. При этом кинетика вторичной кристаллизации соли на стенке ствола скважины обуславливает быстрое сужение ствола скважины (до 3 мм за 16 часов), что значительно ниже времени работы долота.

В большинстве случаев, происходящие сужения ствола скважины за счет вторичной кристаллизации соли на стенке ствола скважины, затяжки и прихваты при подъеме бурильного инструмента технологами воспринимаются как течение солей при недостаточной плотности бурового раствора.

Таким образом, природа процессов сужения стволов скважин при вскрытии галогенных солей большой толщины обусловлена следующими факторами:

- термобарическими условиями залегания;
- петрографическими особенностями состава горных пород;
- различными физико-механическими свойствами горных пород;
- составом бурового раствора;
- вторичной кристаллизацией выбуренной соли на стенке скважины.

В настоящее время для нормирования плотности бурового раствора при бурении скважин в соленосных отложениях исходной информацией являются данные геофизических исследований о физико-механических свойствах горных пород, горном и пластовых давлениях по разрезу, а также химико-аналитические исследования отобранного шлама [1].

Помимо изучения хемогенных отложений геофизическими методами, можно также воспользоваться химико-аналитическими исследованиями, основанными на изучении шлама или кернового материала.

Сравнительные данные определения литологического состава галогенных солей по данным химико-аналитических исследований шлама и геофизических исследований скважины приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнительные данные определения литологического состава галогенных солей по данным химико-аналитических исследований и данных ГИС

Глубина, м	Содержание вмещающих пород в галогенных солях, %						Содержание галита, %		Содержание сильвина, %	
	Глинистые породы		Карбонаты		Гипс, ангидрит					
	Лаб.	ГИС	Лаб.	ГИС	Лаб.	ГИС	Лаб.	ГИС	Лаб.	ГИС
4931	13,94	12,57	0,20	0,29	1,19	3,30	81,8	83,00	2,65	1,59
4979	2,23	3,40	0,23	0,23	0,37	2,20	87,10	90,60	1,25	1,54
5036	1,09	2,50	0,13	0,27	0,38	1,80	91,90	88,80	1,24	1,17
5106	2,90	2,80	0,19	0,26	0,41	1,20	86,80	88,30	1,25	1,51
5127	4,00	5,72	0,13	0,31	2,00	2,30	84,90	85,70	1,15	1,62
5138	1,92	1,60	0,05	0,23	1,58	3,00	89,50	91,60	1,71	1,89

Приведенные данные показывают, что расхождение численных значений содержания основного породообразующего минерала NaCl в породе (87-88 %), оцененных этими методами, составляет в среднем 4,5%.

Содержание остаточных рассолов генезиса соли определяется расчетом состава удельного объема соли по измеренной плотности солей по данным метода ГГК-П при термобарических условиях их залегания.

При этом расчетные плотности пород, включённых в состав соли, вычисляются по формулам определения плотности глинистых и карбонатных пород, как функции от глубины залегания.

Расхождения при расчетах плотностей бурового раствора по двум способам получения исходных данных при определении литологического состава галогенных солей приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Отклонение расчётной плотности бурового раствора при определении литологического состава галогенных солей по данным лабораторных определений и геофизических исследований

Глубина, м	Горное давление, МПа	Температура пласта, К	Плотность горных пород по данным ГИС, кг/м ³	Содержание воды в удельном объеме, д.е.	Содержание галогенных солей в удельном объеме, д.е. (Кс)	Отклонение расчетной плотности бурового раствора, кг/м ³
4931	89,68	355	2078	0,0023	0,845	-34,24
4979	98,9	355,8	1988	0,0885	0,883	-15,44
5036	100,1	356,2	2039	0,0530	0,931	-0,19
5106	101,7	357,1	1971	0,0844	0,881	-0,002
5127	102,1	357,3	1967	0,0785	0,860	-10,99
5138	102,4	357,5	1986	0,053	0,912	0,007

Выполненные расчеты плотности бурового раствора для обеспечения устойчивости солей по двум способам получения исходных данных показали,

что определение компонентного состава пород можно осуществить как по комплексу геофизических методов, так и методом химико-аналитических исследований соляного шлама, что позволяет получить необходимую информацию о составе и свойствах горных пород по разрезу скважины в естественных горно-геологических условиях их залегания с достаточной точностью для решения практических технологических задач.

Глава 2. Бутовые растворы вскрытия терригенных отложений большой толщины

2.1 Типы и составы бутовых растворов

Достижение высоких технико-экономических показателей бурения при вскрытии терригенных отложений большой толщины, связано с созданием ингибированных бутовых растворов для профилактики широкого спектра осложнений. Определяющая роль при этом должна отводиться выбору типа, состава и обоснованию параметров бутового раствора.

Разработка составов бутовых растворов, как способа профилактики осложнений, должна быть основана на научных представлениях о свойствах глинистых пород по стадиям катагенеза, а также физико-химических процессах, протекающих в системе «бутовой раствор – глинистые породы».

Проблема устойчивости стенок скважины возникла практически одновременно с бурением первых скважин и связана с наличием в её литологическом разрезе глинистых пород.

Вопросам ингибирования терригенных пород посвящено множество работ отечественных и зарубежных ученых [63-75]. Изучались как причины и механизмы нарушения устойчивости стенок скважин, так и способы обеспечивающие повышение устойчивости.

Согласно современным представлениям одной из основных причин потери устойчивости стенок скважины является набухание глинистых пород при контакте с водной фазой бутового раствора.

Несмотря на огромный объем проведенных исследований и успехи практического применения, природа набухания глинистых материалов до сих пор недостаточно изучена, и вероятнее всего в ее основе лежит действие адсорбционных, осмотических и капиллярных сил.

Первоначально было установлено влияние на этот процесс обменных катионов и первые технические решения по предотвращению разупрочнения

стенок скважины были связаны с рекомендациями по вводу в буровой раствор различных электролитов (минеральных добавок) [76].

Проведенный в разделе 1.4 «Осложнения при бурении скважин при вскрытии терригенно-хемогенных отложений большой толщины» анализ позволил сузить направления исследований при разработке выбора типа и состава бурового раствора для вскрытия терригенных отложений морских месторождений большой толщины.

На основании выводов раздела 1.4 основными требованиями к выбору типа и состава бурового раствора для вскрытия терригенных отложений большой толщины являются:

1) выбор типа раствора для вскрытия терригенных отложений большой толщины должен предполагать использование буровых растворов как на водной основе при бурении вертикальных скважин, так и растворов на неводной основе; при этом основные критерии должны предполагать:

- выполнение природоохранных мероприятий в районе ведения буровых работ;
- надежную реализацию бурения и крепления совместимого интервала проектного профиля скважины;
- обеспечение информативности геофизических исследований при наличии объектов поиска или разработки месторождения;
- технико-экономическую целесообразность выбора типа бурового раствора.

2) состав бурового раствора должен обеспечивать:

- устойчивость ствола скважины при бурении и креплении совместимого интервала на расчетное время производства работ;
- стабильность параметров в температурном диапазоне применения;
- обеспечение информативности геофизических исследований при наличии объектов поиска или разработки месторождения;

- исключение нестабильности технологических параметров бурового раствора связанных с ростом ионной силы среды при ионообменных процессах в системе «буровой раствор – глинистые породы»;

- минимизацию затрат на промывку, как по статье «материалы», так и затрат от времени на вторичные обработки и остановке технологического процесса углубления скважины;

- унификацию, используемых составов, специальных материалов и химических реагентов для получения технологических жидкостей необходимых для ликвидации ожидаемых осложнений при бурении в совместимом интервале.

Анализ данных, полученных при контроле технологических и факультативных параметров бурового раствора, при вскрытии терригенных отложений морских месторождений большой толщины, позволили рекомендовать в качестве объекта исследований при разработке составов использование в качестве комплексного ингибитора глинистых пород морских месторождений систему «гипс – полигликоль».

2.2 Исследование комплексного ингибитора «гипс – полигликоль» глинистых пород морских месторождений

Для выбора ингибиторов устойчивости глинистых пород, слагающих стенки скважины в различных средах, как в России, так и за рубежом принято использовать методики измерения набухания образцов глинистых пород. За рубежом используется, например, так называемый «тестер продольного набухания в динамическом режиме фирмы OFITE» [77], в России – модифицированный прибор Жигача-Ярова согласно СТО Газпром 2-3.2-020-2005 [78].

Представленные исследования по набуханию пород проводились на пробах глинистого материала с поисковой скважины № 1-П структуры Шахинав в период 2011-2013 гг.

Планирование экспериментальных исследований по изучению комплексного ингибитора «гипс – полигликоль» глинистых пород морских месторождений включало в себя, в том числе, и обработку результатов эксперимента.

Для обработки результатов эксперимента использовались методы статистической обработки данных.

Среднее значение $\langle x \rangle$ измеряемой величины x , как статистический показатель, представляет собой центр распределения, около которого группируются результаты отдельных измерений (6):

$$\langle x \rangle = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (6)$$

Дисперсию вводят как средний квадрат отклонения отдельных результатов от среднего значения случайной величины (7):

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \langle x \rangle)^2 = \frac{n}{n-1} (\langle x^2 \rangle - \langle x \rangle^2), \quad (7)$$

Коэффициент $(n-1)$ появляется, поскольку в связи с конечным количеством экспериментов вычисленное среднее значение x отличается от предельного при $(n \rightarrow \infty)$, и такая поправка дает возможность получить несмещенную оценку для дисперсии.

Среднее квадратичное отклонение, называемое также стандартным, определяют как квадратный корень из дисперсии (8):

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \langle x \rangle)^2} = \sqrt{\frac{n}{n-1} (\langle x^2 \rangle - \langle x \rangle^2)}, \quad (8)$$

Эта величина характеризует разброс результатов отдельных измерений вокруг среднего значения, получаемого после обработки всех данных многократного измерения.

Конечно, точные значения σ и являются предельными величинами, так как могут быть получены лишь тогда, когда полное количество проведенных измерений достаточно велико, в пределе при $n \rightarrow \infty$.

При конечных n правильнее использовать экспериментальную оценку, которая в равной мере относится и к среднему значению, и к дисперсии [79].

Для получения достоверной информации при проведении исследования было определено необходимое количество параллельных наблюдений [80-83].

Минимальное количество параллельных опытов определялось по формуле (9):

$$N_{\min} = g_a^2 \cdot \sigma^2 / 2 \cdot \Delta\sigma^2, \quad (9)$$

где σ - точность измерения параметра; g_a - табличная величина нормального распределения для одностороннего критерия; $\Delta\sigma$ - допустимая неопределенность критерия (10):

$$\Delta\sigma = \sigma - S, \quad (10)$$

где S - допустимая дисперсия результатов измерения.

Принимая паспортную величину ошибки измерения, равную 0,05, и допустимую точность измерения 0,025, при доверительной вероятности, равной 0,95, и значении $g_a = 1,6449$, соответствующего принятому уровню доверительной вероятности, было получено по уравнению (12):

$$N_{\min} = g_a^2 \cdot \sigma^2 / 2 \cdot \Delta\sigma^2 = 1,6449^2 \cdot 0,05^2 / (2 \cdot 0,025^2) = 5,41, \quad (12)$$

Округляя полученную величину числа параллельных измерений в большую сторону, было получено значение, равное 6.

При обработке наблюдений стандартное отклонение вычислялось по формуле (13):

$$S = [((\sum x_i^2) - ((\sum x_i)^2 / N) / (N-1))]^{0,5}, \quad (13)$$

где $\sum x_i^2$ - сумма квадратов наблюдений; $(\sum x_i)^2$ - квадрат суммы наблюдений.

Точное значение измеряемой величины определено как среднее арифметическое \pm стандартное отклонение этого среднего, которое определялось по формуле (14):

$$S_m = S/N^{0,5}, \quad (14)$$

Отбрасывание маловероятных данных наблюдений осуществлялось с использованием t - значений распределения Стьюдента.

Наблюдения, которые выходили за пределы значений, полученных при расчете по формуле (15), отбрасывались как ошибочные:

$$n = X \pm (S_m \cdot t), \quad (15)$$

где X - измеренная величина; t - табличная величина значений распределения Стьюдента для принятой надежности 0,95 и числа степеней свободы $N-1 = 6 - 1 = 5$.

Учитывая, что универсальной методики отбора проб для всех анализируемых материалов не существует, было взято определенное количество анализируемого материала, отражающего его средний состав (по пробам шлама из интервалов вскрытия глинистых пород (глинистого материала) на поисковой скважины № 1-П структуры Шахринав в период 2011-2013 гг.).

Деление анализируемого материала проводилось методом квартования [84] до получения требуемой массы вещества, которая и подвергалась анализу.

Метод квартования позволяет получить среднюю пробу, наиболее вероятную по однородности частиц анализируемого материала, по сравнению с другими способами отбора пробы.

Масса проб определялась методикой проведения исследований согласно СТО Газпром 2-3.2-020-2005.

Исходя из предположения, что в качестве комплексного ингибитора глинистых пород морских месторождений предпочтительнее использовать систему «гипс – полигликоль» как наиболее эффективную, был рассмотрен ряд сред из различных ингибиторов набухания глин, в том числе имеющих одинаковую химическую природу с полигликолями (реагент Полиэколь). Оценка влияния исследуемого комплексного ингибитора гипс + полигликоль на величину набухания глинистого материала со скважины № 1 – П Шахринов, проводилась по коэффициенту набухания образцов глины согласно СТО ОАО «Газпром» 2-3.2-020-2005 на приборе Жигача-Ярова (таблица 14, рисунок 6, рисунок 7).



Рисунок 6 – Прибор Жигача - Ярова

Таблица 14 – Результаты измерений коэффициента набухания образца глины со скважины № 1 – П Шахринав в различных средах

Среда набухания	№	$h_{зарі}$	$h_{0і}$	H_i	$V_{начі}$	h_{Hi}	H_{Hi}	$V_{набі}$	K	K_{cp}	S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. H ₂ O техн.	1	0,73	0	0,73	358,156	1,35	0,62	304,188	0,849	0,665	0,13
	2	0,77	0	0,77	377,781	1,14	0,37	181,531	0,481		
	3	0,74	0	0,74	363,063	1,15	0,41	201,156	0,72		
	4	0,76	0	0,76	372,875	1,02	0,26	127,563	0,643		
	5	0,77	0	0,77	377,781	1,17	0,4	196,250	0,734		
	6	0,73	0	0,73	358,156	0,91	0,18	88,313	0,565		
2. H ₂ O техн. + 5 % Полиглицоль (Глицерина)	1	0,78	0	0,78	382,688	1,0	0,22	107,938	0,282	0,342	0,07
	2	0,72	0	0,72	353,25	1,01	0,29	142,281	0,403		
	3	0,76	0	0,76	372,875	1,11	0,35	171,719	0,442		
	4	0,73	0	0,73	358,156	0,75	0,02	69,813	0,298		
	5	0,77	0	0,77	377,781	0,85	0,08	109,250	0,338		
	5	0,74	0	0,74	363,063	0,76	0,02	69,813	0,288		
3. H ₂ O техн. + 5 % Полиглицоль (глицерин) + 1 % Гипса	1	0,78	0	0,78	382,688	1,13	0,35	171,719	0,449	0,252	0,15
	2	0,72	0	0,72	353,25	0,76	0,04	19,625	0,056		
	3	0,78	0	0,78	382,688	0,96	0,18	88,313	0,145		
	4	0,76	0	0,76	372,875	0,99	0,23	112,844	0,392		
	5	0,71	0	0,71	348,344	0,79	0,08	39,250	0,193		
	6	0,73	0	0,73	358,156	0,89	0,16	78,500	0,274		

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4.Н ₂ О техн. + 5 % Полиэколь	1	0,94	0	0,94	466,188	0,857	0,102	48,885	0,105	0,107	0,01
	2	0,95	0	0,95	467,729	0,850	0,103	50,698	0,108		
	3	0,84	0	0,94	461,188	0,980	0,140	68,687	0,120		
	4	0,96	0	0,96	471,000	0,820	0,140	68,677	0,101		
	5	0,93	0	0,93	456,281	0,880	0,050	24,531	0,108		
	6	0,95	0	0,95	466,094	0,830	0,120	58,875	0,102		
5.Н ₂ О техн. + 5 % Полиэколь + 1 % Гипса	1	0,96	0	0,96	469,365	0,847	0,110	53,969	0,115	0,101	0,01
	2	0,92	0	0,92	453,010	0,853	0,070	54,344	0,086		
	3	0,96	0	0,96	471,000	0,720	0,24	117,750	0,098		
	4	0,97	0	0,97	475,906	0,810	0,16	78,500	0,110		
	5	0,94	0	0,94	461,188	0,750	0,19	93,219	0,102		
	6	0,86	0	0,86	421,938	0,710	0,15	73,594	0,096		

$h_{зарі}$ - показание индикатора заряженного прибора, мм; $h_{0і}$ - показание индикатора незаряженного прибора, мм;

H_i - высота навески глины, мм; $V_{начі}$ - начальный объем навески глины, мм³;

h_{Hi} - среднее показание индикатора после завершения набухания, мм

H_{Hi} - высота набухания навески глины, мм; $V_{набі}$ - объем набухания навески глины, мм³;

K - коэффициент набухания глины;

$K_{ср}$ - среднее арифметическое значение 6 параллельных определений коэффициента набухания глины;

S – стандартное отклонение.

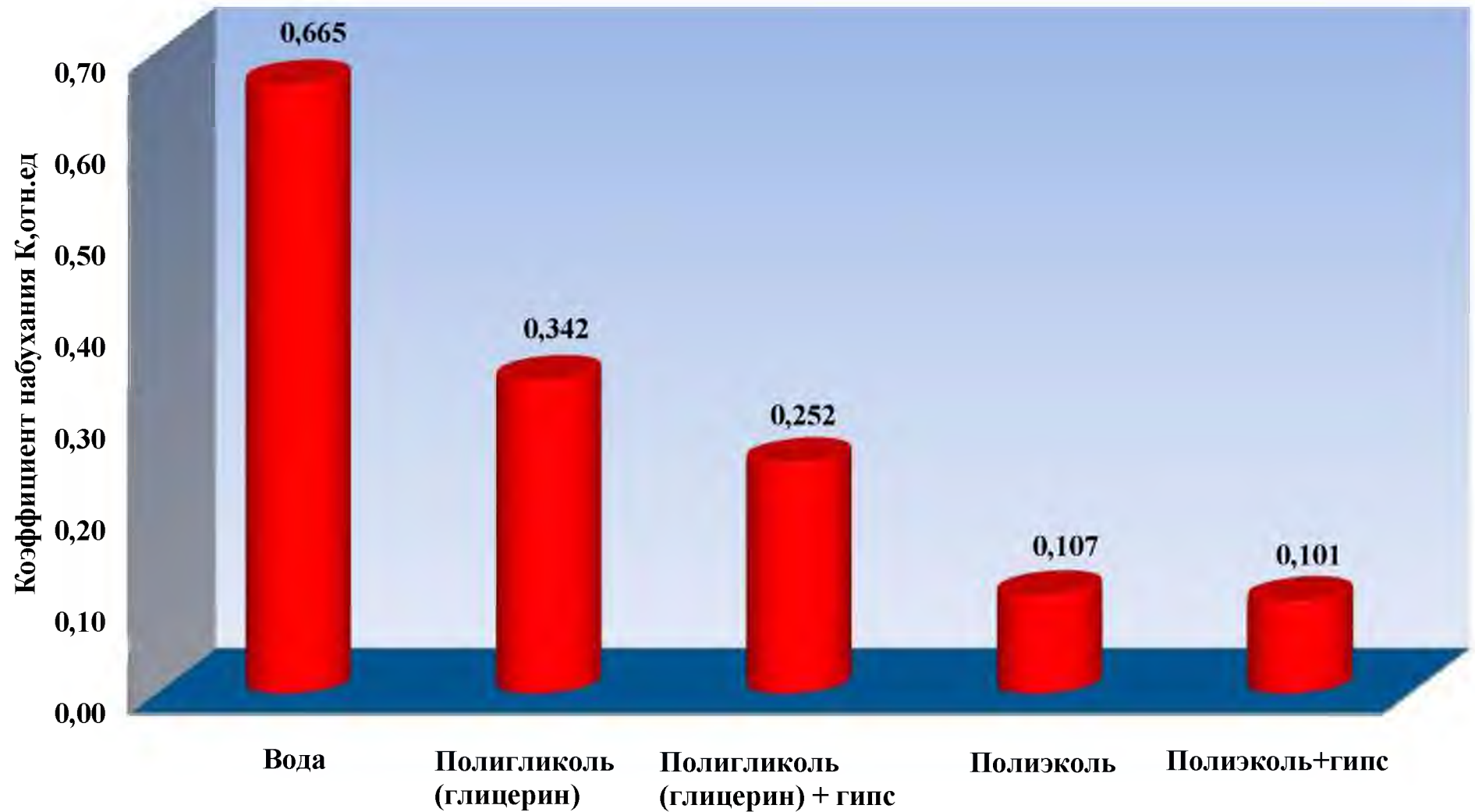


Рисунок 7 – Сводные данные по набуханию глинистого материала со скважины № 1 – П Шахринов в различных средах

Другой задачей исследований по набуханию глин были добавки в пресные буровые растворы. При бурении поисковых и разведочных скважин на нефть и газ в малоизученных нефтегазовых провинциях очень важно обеспечить наиболее полную информацию геофизических исследований, что возможно только при использовании буровых растворов с высоким удельным сопротивлением. На рисунке 8 представлены результаты исследований влияния ингибирующих добавок на удельное сопротивление буровых растворов.

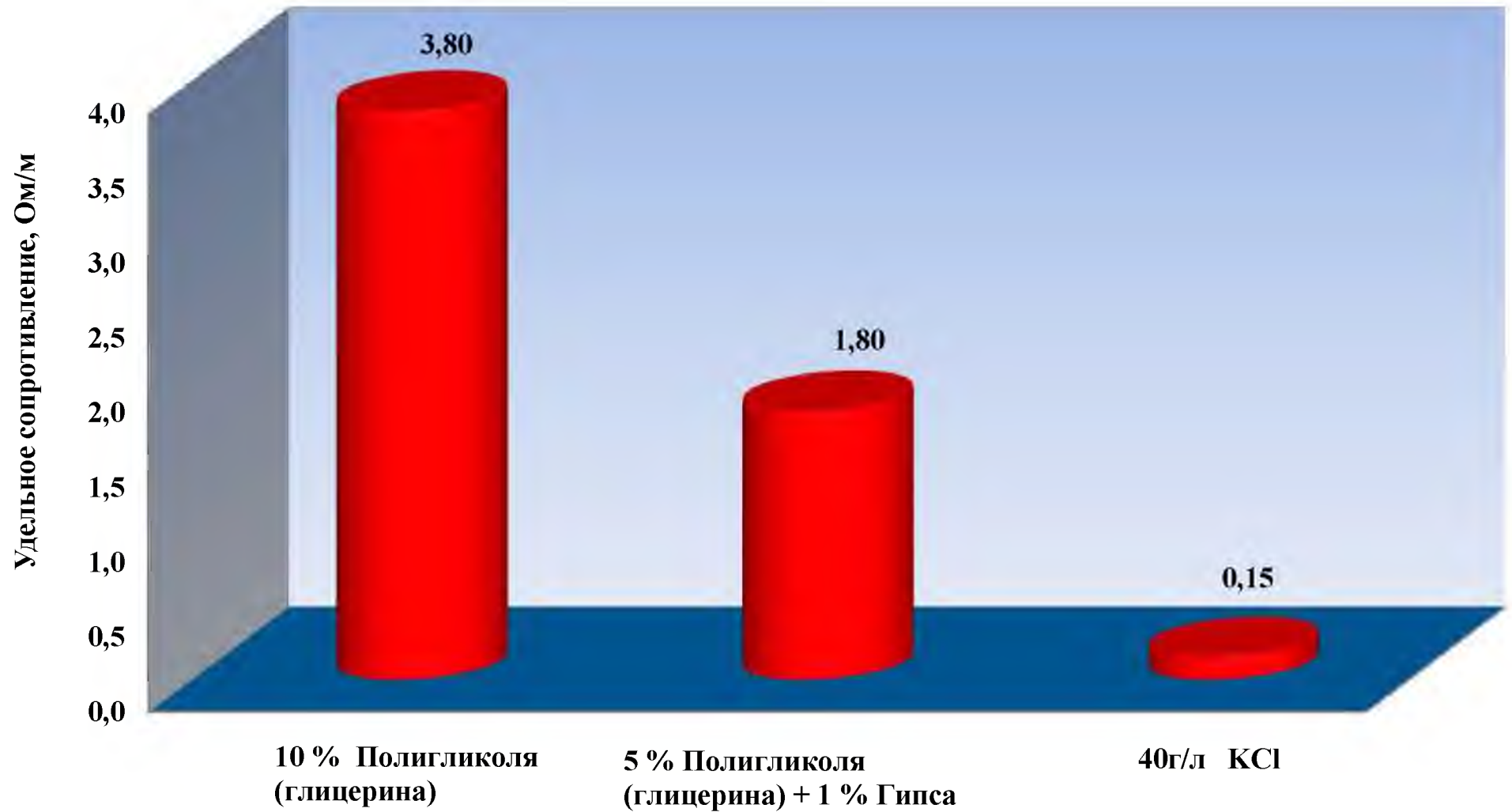


Рисунок 8 – Влияние ингибирующих добавок на удельное сопротивление бурового раствора

Представленные результаты проведенных исследований позволяют сделать следующие выводы.

1. Наименьшая величина набухания глинистого материала соответствует ингибирующей смеси гипса и глицерина (полигликоля).

2. Ввод гипса в ингибированный полиэколем буровой раствор дополнительно снижает величину набухания глинистого материала.

3. Применение пресных буровых растворов с добавками гипса и глицерина (полигликоля) в качестве ингибиторов набухания глин необходимо для получения максимально полной геофизической информации при вскрытии объектов поиска (продуктивных отложений) параметрических, поисковых и разведочных скважин в малоизученных нефтегазовых провинциях.

4. Совместная добавка полигликоль (глицерин) + гипс в буровой раствор обеспечивает неизменность ионной силы среды, тем самым сохраняя стабильность его технологических параметров во времени.

В литологическом разрезе скважин надпродуктивные отложения представлены терригенно-хемогенным комплексом, где глинистые породы перемежаются сульфатными и карбонатными, алевролитами и песчаниками, солями различного состава.

Переслаивание растворимых и нерастворимых пород всегда приводит к кавернообразованию и обвалам.

Причем, нарушение устойчивости стенок связано не только с набуханием нерастворимых (глинистых) пород, но и с растворением сульфатных пород, в частности гипса.

Предполагаемый процесс выщелачивания (растворения) гипса косвенно подтверждается при анализе на содержание сульфат-иона фильтрата бурового раствора с поисковой скважины № 1-П Шахринав (таблица 15).

Таблица 15 – Содержание иона SO_4^{2-} и CaSO_4 в фильтрате бурового раствора при углублении поисковой скважины № 1-П Шахринав

№ Пробы	Дата отбора пробы	Забой, м	Содержание, г/л		Наименование и интервал спуска обс. колонны, м
			SO_4^{2-}	CaSO_4	
1	15.02.11	1531	2,45	0,344	I промежуточная, 700-3000
2	12.04.11	2152	1,848	0,259	
3	16.07.11	2560	2,45	0,344	
4	16.09.11	2843	2,16	0,303	
5	16.11.11	3183	1,68	0,236	II промежуточная, 3000-4550
6	16.12.11	3388	1,72	0,241	
7	26.01.12	2878	0,48	0,067	2-ой ствол
8	25.02.12	3286	0,72	0,101	

Как видно из данных таблицы 15, с глубины 1531 м (в первой пробе, представленной на анализ) в фильтрате бурового раствора содержание сульфат-иона было уже значительно. Содержание гипса в пробе бурового раствора составляло 0,34 %, что с учетом минерализации по хлориду калия в пределах 10 % является максимальной величиной.

Растворимость гипса и содержание сульфат-иона в водной среде (фильтрате бурового раствора), по данным ряда исследователей [73, 85], величина не постоянная и зависит от многих факторов, в частности, от содержания и состава солей, температуры, давления и т.п.

Причем, наиболее важным фактором является совместное содержание других солей. Так, если в пресных системах растворимость гипса не превышает 2 г/л, то уже в среднеминерализованных растворах хлорида натрия

растворимость гипса увеличивается в 3 – 3,5 раза и составляет почти 7 г/л, а в растворах хлорида магния составляет почти 9 г/л.

Графические зависимости, представленные в работе [85] показаны на рисунок 9.

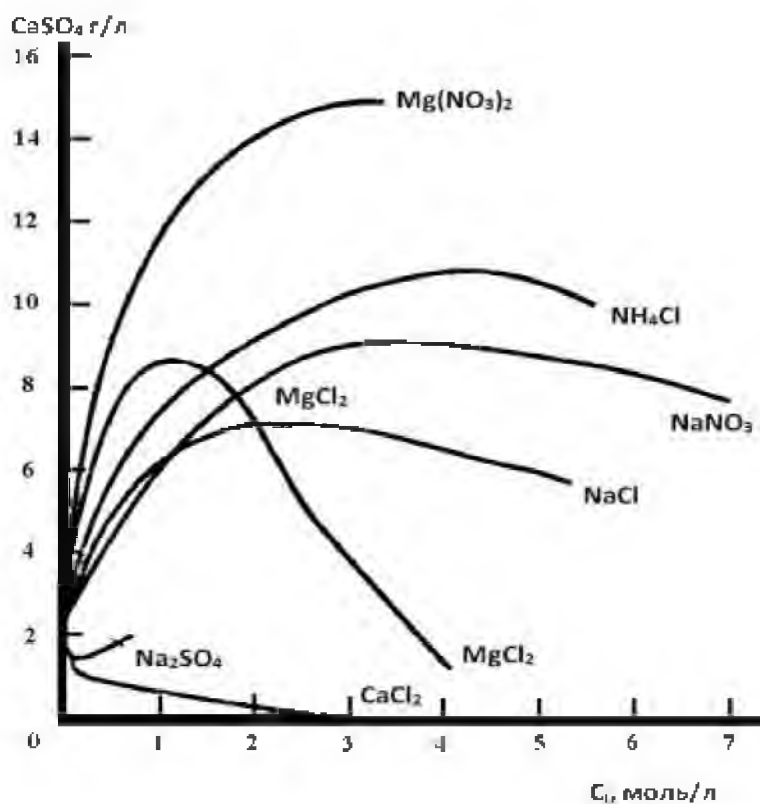


Рисунок 9 – Графики зависимости растворимости гипса

Растворимость гипса в соленасыщенном буровом растворе при его добавке в количестве 1 % составляет 0,40-0,43 %, а не 0,2 % как в пресном буровом растворе.

Таким образом, при системных исследованиях по набуханию глинистых пород, удалось подтвердить, что совмещение гипса с полигликолями обеспечивает максимальный ингибирующий эффект, не зависящий от общей минерализации бурового раствора и присущий как для пресных, так и для высокоминерализованных буровых растворов.

2.3 Нормирование плотностей буровых растворов

Для успешного бурения в терригенных отложениях необходимо сформулировать требования к применяемым буровым растворам:

- 1) бактериальная защита буровых растворов от разложения;
- 2) ингибиторная защита устойчивости горных пород от осыпей и обвалов на расчетное время бурения;
- 3) использование синергетических пар реагентов стабилизаторов для контроля водоотдачи и лабораторная проверка состава на термостойкость и повышение ионной силы среды;
- 4) стабильность параметров при максимальных значениях температур и ожидаемой ионной силы среды в совместимом интервале бурения для снижения затрат на промывку от времени;
- 5) минимизация объемного содержания твердой фазы;
- 6) согласование состава бурового раствора и используемых материалов с составом технологических жидкостей при ликвидации ожидаемых осложнений в совместимом интервале бурения;
- 7) обеспечение информативности проектного комплекса ГИС в интервале объектов поиска.
- 8) нормирование плотности бурового раствора по совместимым интервалам бурения по наибольшей расчетной величине пластовых (поровых) давлений в соответствии требованиями нормативных документов или обеспечения устойчивости галогенных солей.

Так, при наличии мощной глистой покрышки и отсутствии в ней песчано-алевритовых пачек, которые могли бы служить областью стока отжимаемых вод при уплотнении глин необходимые плотности буровых растворов могут достигать 1860 - 2100 кг/м³.

Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений определяются на различных стадиях геологоразведочных работ:

- 1) данные сейсморазведки;

2) обработка результатов записи станций ГТИ за механическими параметрами бурового процесса (механическая скорость бурения, режимы бурения, параметры бурового раствора, литологический и фракционный состав шлама и др.);

3) обработка результатов ГИС;

4) Прогнозирование АВПД по наблюдениям за глинистым раствором.

Из приведенных методов прогнозирования аномально высоких пластовых давлений наиболее точным является обработка результатов ГИС.

В комплекс ГИС для расчетов и выдачи заключения по ФМС горных пород и давлениям по разрезу должны быть включены: ГК, НГК, ГГК-П, АКШ, профилометрия.

Нормирование плотности бурового раствора при вскрытии терригенных отложений должно осуществляться из условия равновесия по поровому давлению, определенных в массиве аргиллита, что допускается пунктом 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приказ от 12.03.2013 № 101 (16) [86]:

$$\rho_{бр} = P_{пор}/(10^{-6}*9,81*N_{пл}), \text{ кг/м}^3 \quad (16)$$

где $N_{пл}$ – глубина залегания пласта, м.

В технической литературе приведен ряд методик нормирования плотностей буровых растворов для вскрытия терригенных отложений в целях предупреждения осложнений при бурении.

Нормирование плотности бурового раствора для обеспечения устойчивости глинистых пород морских месторождений в совместимом интервале бурения от осыпей и обвалов может быть произведено несколькими способами:

а. нормирование по пластовым давлениям:

До глубины 1200 м (17):

$$\rho_{бр} = 1,10*P_{пл}/(10^{-6}*g*N_{пл}), \text{ кг/м}^3 \quad (\Delta P_{заб} < 1,5 \text{ МПа}) \quad (17).$$

Глубина > 1200 м (18):

$$\rho_{\text{бр}} = 1,05 * P_{\text{пл}} / (10^{-6} * g * H_{\text{пл}}), \text{ кг/м}^3 \quad (\Delta P_{\text{заб}} < (2,5 - 3,0 \text{ МПа}) \quad (18).$$

б. нормирование по поровым давлениям в глинистых породах (19):

$$\rho_{\text{бр}} = (P_{\text{пор}} - 0,1 * (P_{\text{г}} - P_{\text{пор}})) / (10^{-6} * 9,81 * H_{\text{пл}}), \text{ кг/м}^3 \quad (19)$$

где $P_{\text{пор}}$ – поровое давление; $P_{\text{г}}$ – горное давление; $H_{\text{пл}}$ – глубина пласта.

в. дополнительные требования по нормированию с поправкой плотности бурового раствора на углы падения пластов (20):

$$\rho_{\text{бр}} = (1,05 - 1,10) * P_{\text{пл}} / (10^{-6} * g * H_{\text{пл}}) + (\Theta / 10) * (70 - 80), \text{ кг/м}^3 \quad (20)$$

где Θ – Угол падения пластов глинистых пород.

Так, нормирование плотности буровых растворов на скважине № 1 – П Шахринав производилось по совместимым интервалам бурения по большему значению, полученному при расчете по пластовому давлению или углу залегания пластов.

Состояние глинистых пород в геологическом разрезе поисковой скважины № 1 - П Шахринав определяется I, II и III стадиями катагенеза, которые в температурном диапазоне их залегания при бурении под первую промежуточную колонну 324 мм не являются коллекторами [87].

Нормирование плотности бурового раствора для вскрытия терригенного комплекса скважины № 1 - П Шахринав было осуществлено по поровым давлениям глинистых пород. При этом было принято, что пластовые давления коллекторов, контролирующих поровые давления глинистых пород, являются областью стока отжимаемых вод при уплотнении глин.

Величины пластовых (поровых давлений) определяются гидрогеологическими особенностями, как самого пласта-коллектора, так и состоянием его зоны питания и разгрузки.

Однако наиболее точные и полные данные обеспечивает обработка результатов ГИС с достижением точности определения пластовых (поровых) давлений до 4% [88].

В условиях шарьяжной структуры в интервале и больших диаметров скважины, представленной аллохтоном, определение пластовых и поровых давлений по данным ГИС является проблематичным, без привлечения данных станции геолого-технологического контроля.

Выполненный комплекс исследований и контроля при бурении терригенных отложений аллохтона скважины № 1-П Шахринав позволил установить, что проектные значения плотности бурового раствора отвечали принятым значениям пластовых (поровых) давлений при бурении интервала 50 – 3360 м [25].

2.4 Разработка составов буровых растворов

При контрольных анализах фильтрата бурового раствора, использованного при бурении терригенных пород на скважине № 1- П Шахринав, в нем оказалось высокое содержание сульфат-иона (в интервале температур до + 42 °С).

Полученные результаты анализа можно объяснить только растворением гипса, входящим в состав пропластков сульфатных пород. Поэтому, предлагается комплексной подход к проблеме разработки составов для ингибирования терригенных пород для повышения устойчивости стенок скважины.

С помощью добавок химических реагентов будет контролироваться два процесса: набухание глинистых пород и растворение гипса.

Набухание глинистых пород контролируется совместным вводом гипса и полигликоля.

Растворение гипса слагающего стенки скважины контролируется предварительным гипсованием бурового раствора для насыщения его фильтрата сульфат-ионом.

Предлагаемый способ комплексного ингибирования терригенных пород универсален и позволит обеспечить максимальную устойчивость стенок скважины в различных горно-геологических и термобарических условиях.

В зависимости от геологического разреза скважины способ комплексного ингибирования терригенных пород будет заключаться в следующем. При отсутствии в геологическом разрезе скважины солевых отложений буровой раствор обрабатывается полигликолем и гипсом.

В малоизученных нефтегазовых провинциях при вскрытии продуктивных отложений в параметрических, поисковых и разведочных скважинах для получения максимально полной геофизической информации используется пресный буровой раствор, ингибированный полигликолем и гипсом.

Для изучения влияния добавок гипса на технологические параметры буровых растворов, при разработке составов буровых растворов были проведены экспериментальные исследования пресных и высокоминерализованных буровых растворов с различными полимерными реагентами-стабилизаторами в разных термобарических условиях.

Технологические параметры буровых растворов замерялись на стандартных приборах по сертифицированным методикам СТО Газпром.

Прогрев буровых растворов проводился в герметичных «камерах старения» в течение 6 часов. «Горячая» фильтрация замерялась на фильтр-прессе НРНТ фирмы «Бароид» для высоких температур и давлений.

Для уточнения особенностей изменения технологических параметров использовались соленасыщенные и пресные, утяжеленные буровые растворы следующего состава:

1. Буровой раствор (кг/м³): Техн.вода + 1 Remazid + 2 NaOH + 2 Na₂CO₃ + 20 Бентонит «API» + 4 Ксантановая смола + 4 ПАК + 1 Пента +

100 KCl + 280 NaCl + 1 Термостабилизатор «СД-АРП» + 0,1 ингибитор коррозии И-55-ДК + 50 Глицерин + 2 ИКИМСО + барит до $\rho = 1650 \text{ кг/м}^3$ + 10 Гипс.

2. Буровой раствор (кг/м^3): Техн.вода + 1 Remacid + 1 NaOH + 1 Na_2CO_3 + 15 бентонит ПБМА + 12 Dristemp + 0,3 НТФ + 1 Пента + 1 ОП-10 + 2 ИКИМСО + 10 Термостабилизатор «СД-АРП» + 0,1 И-55-ДК + 50 глицерин + 10 глитал + барит до $\rho = 1490 \text{ кг/м}^3$ + 10 гипс.

Примеры полученных результатов исследований представлены в таблицах 16, 17.

Таблица 16 – Влияние добавки гипса на технологические параметры высокоминерализованного бурового раствора

Состав раствора, добавка, кг/м ³	Технологические параметры бурового раствора							В фильтрате	
	Плотность, ρ , кг/м ³	Условная вязкость, Т, с	Показатель фльтрации Φ , см ³ /30 мин	pH	Статическое напряжение сдвига, $Q_{1/10}$, дПа	Пластическая вязкость, η , Па·с	Динамическое напряжение сдвига, τ_0 , Па	SO ₄ ²⁻ , г/л	гипс, %
1. Буровой раствор	1650	72	4,5	8,5	42/56	0,043	18,3	4,12	0,580
		74	4,5	8,4	44/58	0,042	18,2	4,12	0,580
		72	4,0	8,5	42/56	0,043	18,3	4,08	0,574
		70	4,0	8,2	40/54	0,042	18,0	4,06	0,572
		72	4,5	8,5	42/56	0,043	18,3	4,12	0,580
		70	4,0	8,3	40/54	0,042	18,0	4,10	0,577
Стандартное отклонение	-	1,51	0,27	0,13	1,51/1,51	0,001	0,15	0,03	0,003
После прогрева при 150 °С в течении 6 часов	1650	80	5,0	8,3	38/58	0,045	17,6	-	-
		82	5,5	8,2	40/54	0,047	17,8		
		80	5,0	8,3	38/58	0,045	17,6		
		80	5,0	8,2	38/58	0,045	17,4		
		80	5,0	8,4	38/58	0,045	17,6		
		78	5,5	8,2	40/54	0,044	17,4		
Стандартное отклонение	-	1,27	0,26	0,08	1,03/2,07	0,001	0,15	-	-

Таблица 17 – Влияние добавки гипса на технологические параметры пресного бурового раствора

Состав раствора, добавка, кг/м ³	Технологические параметры бурового раствора							В фильтрате	
	Плотность, ρ , кг/м ³	Условная вязкость, Т, с	Показатель фильтрации Φ , см ³ /30 мин	рН	Статическое напряжение сдвига, $Q_{1/10}$, дПа	Пластическая вязкость, η , Па·с	Динамическое напряжение сдвига, τ_0 , Па	SO ₄ ²⁻ , г/л	гипс, %
2. Буровой раствор	1490	85	3,5	9,0	11/30	0,043	20,5	3,60	0,510
		83	4,0	8,5	13/32	0,042	20,3	3,71	0,526
		82	3,5	8,7	11/28	0,043	20,8	3,64	0,516
		85	3,5	9,0	11/30	0,042	20,5	3,56	0,504
		85	3,5	9,0	11/30	0,043	20,6	3,67	0,520
		85	3,5	9,0	11/30	0,043	20,5	3,72	0,527
Стандартное отклонение	-	1,33	0,20	0,22	0,82/1,27	0,0005	0,16	0,06	0,003
После прогрева при 150 °С в течении 6 часов	1490	80	4,5	8,0	7/22	0,041	19,2	-	-
		82	5,0	8,0	6/20	0,040	19,8	-	-
		80	4,5	8,0	7/21	0,041	19,4	-	-
		80	4,5	8,0	7/22	0,041	19,2	-	-
		80	4,5	8,2	7/22	0,038	19,2	-	-
		80	4,5	7,8	7/22	0,041	19,3	-	-
Стандартное отклонение	-	0,82	0,20	0,127	0,41/0,84	0,001	0,235	-	-

Высокоминерализованные буровые растворы, ингибированные полигликолем и гипсом и пресные буровые растворы, ингибированные полигликолем, при обработке гипсом сохраняют оптимальные технологические показатели, а насыщение по гипсу составляет от 0,5 до 0,6 %.

В условиях повышенных температур до 200 °С технологические параметры обработанных комплексным ингибитором полигликолем и гипсом буровых растворов остаются стабильны (рисунок 10).

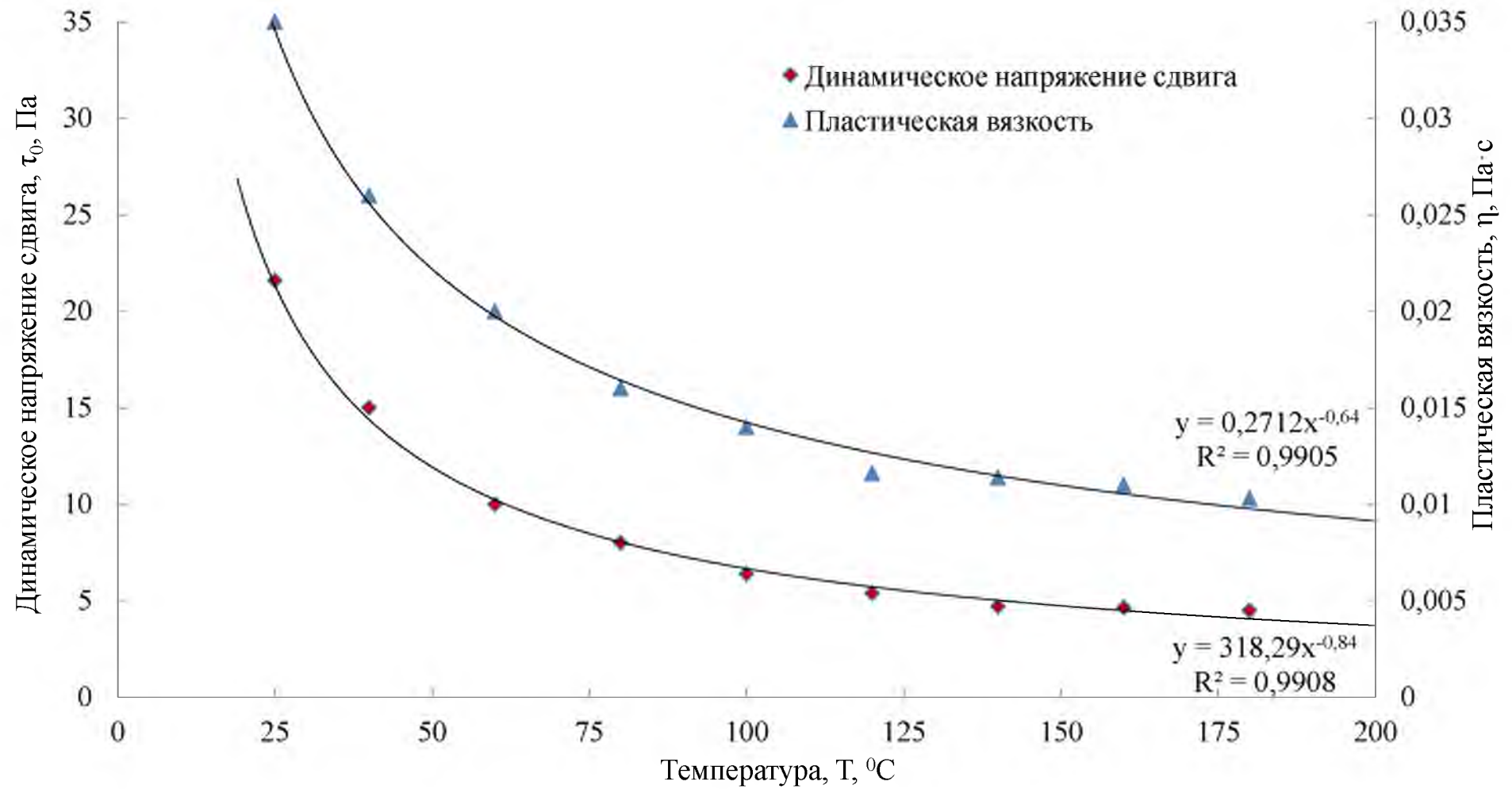


Рисунок 10 – Зависимость реологических показателей обработанного ингибиторами бурового раствора от температуры

Буровые растворы со скважины будут также легко обрабатываться гипсом, сохраняя при этом фильтрационные и реологические характеристики, как при нормальных условиях, так и при повышенных температурах, но, как видно из рисунка 10, нужно учесть, что с повышением температуры, значения реологических показателей уменьшаются.

2.5 Технологии борьбы с осложнениями при вскрытии глинистых пород различных стадий катагенеза

Одним из тяжелых видов осложнений при бурении в терригенных отложениях на больших глубинах являются водогазонефтепроявления при вскрытии трещинных коллекторов в аргиллитах.

Одной из задач при этом является согласование состава бурового раствора с составом для ликвидации таких поглощений.

Сложность ликвидации таких осложнений определяется аномально-высокими давлениями, трещинным типом коллектора с переменными параметрами по раскрытию трещин и скважности пород при действии повышенных репрессий на пласт. При этом затраты на ликвидацию данного вида осложнения могут быть значительными.

Существующие методы химической кольматации карбонатных и терригенных коллекторов с поровой структурой скважности пород основаны на организацию заполнения объема поры на 30% осадком, что при бутылочной форме открытой пористости снижает проницаемость породы практически до нуля.

В терригенном коллекторе получения осадка осуществляется за счет реакции с растворенными веществами пластовых вод при закачке в пласт первого реагента и взаимодействии со вторым реагентом, при последовательной их прокачки в пласт.

Для изоляции трещинных коллекторов в аргиллитах дополнительные требования к технологии изоляции определяются условием нормирования

плотности бурового раствора, переменными значениями параметров зоны осложнений, а также сложностью оценки дебита при наличии вскрытых коллекторов, определяющих фильтрационные потери пластовой воды в открытом стволе скважины.

Большой вклад в решении материаловедческих задач борьбы с данным видом осложнения внесли работы, выполненные Городновым В. Д., Тесленко В. Н., Тимохин Н. М. [56,65].

Разработанные ими составы малосиликатных буровых растворов с содержанием жидкого стекла 2 – 5% (объем.) позволяли в ряде случаев успешно ликвидировать зоны водопроявлений без проведения дополнительных работ.

Данные методы водоизоляции в трещинном коллекторе аргиллитов в перекрывающем комплексе пород при использовании малосиликатных буровых растворов имеют существенные преимущества.

Однако, как буровой раствор для вскрытия продуктивных отложений, имеет ряд ограничений, обусловленных возможным наличием пластовых вод и необходимостью получения полной информации при геофизических исследованиях, а также при наличии в разрезе сульфатных пород. Малосиликатный буровой раствор не совместим в условиях поступления в среду бурового раствора аниона SO_4^{2-} , а его использование, например, в условиях скважины № 1 - П Шахринов будет связано с проведением постоянных повторных обработок с большим ростом затрат от времени.

Состояние глинистых пород в геологических разрезах и их свойства определяются, как минералогическим составом, так и термобарическими условиями их залегания, определяющих стадии катагенеза глинистых пород [87].

В условиях катагенеза происходит дегидратация глинистых минералов, сопровождающаяся удалением с поверхности глинистых частиц последних нескольких мономолекулярных слоев связанной (межслоевой) воды с

изменением структуры молекулы воды за счет расширения гидротационной воды при снижении плотности с $1,3 - 1,7 \text{ г/см}^3$.

Отделение связанной воды и переход её в свободное состояние происходит в большом диапазоне глубин и контролируется исключительно температурными условиями.

На глубинах до 3 км глинистые породы в нефтегазовых провинциях являются непроницаемыми породами и могут выполнять функции покрышек залежей углеводородов.

На глубинах более 4 км залегания при разуплотнении глинистых отложений увеличивается объем порового пространства и происходит его заполнение наиболее подвижными веществами – пластовой водой, нефтью и природными газами [87].

По данным А.А. Ханина, на небольших глубинах глины (особенно монтмориллонитовые) имеют плотность $2100 - 2300 \text{ кг/м}^3$ и являются хорошими покрышками для нефти и газа.

На глубинах свыше 2 км эти глины уплотняются до $2300 - 2600 \text{ кг/м}^3$, теряют свободную воду и, превращаясь в аргиллитоподобные породы и аргиллиты, становятся трещиноватыми, теряют свои экранирующие свойства и могут даже перейти в разряд трещинных коллекторов.

Составы для изоляции водогазопроявлений в трещинных коллекторах аргиллитов должны отвечать условиям образования осадков или прочных гелей в трещинном коллекторе аргиллитов при использовании однореагентного способа жидкого стекла при установке силикатных ванн или малосиликатных буровых растворов [65].

При наличии в пластовых водах большого количества катионов двух- или поливалентных металлов (кальция, магния, железа, алюминия и т.д.)

В результате химической реакции между этими катионами и анионами солей кремниевых кислот образуются осадки соответствующих катионов гидросиликатов, которые коагулируют поровое пространство коллекторов со значительным снижением их проницаемости в пристволенной зоне скважины.

Наряду с этой реакцией параллельно протекает другая реакция, не связанная с наличием катионов двух- или поливалентных металлов. Это реакция образования гелей кремниевых кислот, протекающая при снижении рН до 7,0 и менее.

Поскольку пластовые воды, в том числе хлорнатриевого типа, как правило, имеют низкие значения рН (7,0 и менее), водорастворимые силикаты при взаимодействии с ними превращаются в труднорастворимые гели кремниевых кислот, обладающие высокими тампонирующими свойствами.

Эти гели имеют пространственную коагуляционную сетку и способны закупоривать межпакетные пространства.

Другим способом химической кольматации трещинных коллекторов в аргиллитах может служить двухреагентный способ, основанный на последовательной закачке жидкого стекла и кислой соли алюминия [89].

Учитывая, что при вскрытии трещинных коллекторов в аргиллитах плотности бурового раствора по гидростатическому давлению соответствуют пластовому давлению, буровой раствор поступает в трещину при эквивалентной плотности бурового раствора, это также открывает возможности к получению тампонов при взаимодействии его с пластовыми водами или в зоне смешения при подаче жидкого стекла или кислой соли трехвалентного катиона.

Для изоляции водопроявлений в трещинных коллекторах аргиллитов были апробированы следующие составы:

- 1) буровой раствор + жидкое стекло;
- 2) жидкое стекло + модельный состав пластовой воды;
- 3) жидкое стекло + хлорид алюминия (ПОХА);
- 4) жидкое стекло + серноокислый алюминий.

Пластическая прочность полученных растворов определялась по методу П. А. Ребиндера.

Пластическая прочность определялась по формуле (21):

$$P_m = K_a \cdot \frac{P}{h^2}, \text{ Па} \quad (21)$$

где:

P – приложенная сила, определяемая по формуле (22):

$$P = m \cdot g, \text{ Н/м}, \quad (22)$$

где m – масса конуса со стержнем, кг;

g – ускорение свободного падения, м/с²; h – глубина погружения, м;

K_a – коэффициент, зависящий от угла конуса ($K_a = \frac{1}{\pi} \cdot \cos^2 \frac{\alpha}{2} \cdot \text{ctg} \frac{\alpha}{2}$, $\alpha = 90^\circ$).

Для обработки результатов эксперимента использовались методы статистической обработки данных, описанные в главе 2.2.

При изучении возможности и кинетики образования тампона и его свойств при закачке в трещинный коллектор аргиллитов системы буровой раствор + жидкое стекло был использован буровой раствор с поисковой скважины № 1 – П Шахринав с параметрами:

- $\rho = 1650 \text{ кг/м}^3$; $\text{pH} = 7,6$;
- $\tau_0 = 16 \text{ Па}$; $\eta = 0,067 \text{ Па} \cdot \text{с}$;
- $\Phi = 4 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$;
- $\rho_{\text{ф}} = 1002 \text{ кг/м}^3$;
- $\text{Ca}^{2+} = 3,24 \text{ г/л}$.

Так при взаимодействии бурового раствора (80 % от объема) и жидкого стекла (20 % от объема) образуется тампон с начальной пластической прочностью 1169 Па (стандартное отклонение, $S = 15,2$ для 6 параллельных измерений).

При изучении возможности и кинетики образования тампона и его свойств в системе жидкое стекло + модельный состав пластовой воды был использован физико-химический состав пластовой воды при следующих значениях:

- $\rho = 1180 \text{ кг/м}^3$;
- $\text{pH} = 7$;
- $\text{Ca}^{2+} = 22,7 \text{ г/л}$.

При взаимодействии жидкого стекла (80 % от объема) плотностью 1250 кг/м³ и пластовой воды (20 % от объема) образуется тампон с начальной пластической прочностью 1683 Па (стандартное отклонение, $S = 19,0$ для 6 параллельных измерений).

Состав систем жидкое стекло + хлорид алюминия (ПОХА) и жидкое стекло + сернокислый алюминий показали возможность формирования большого объема осадка в трещине.

Однако его использование возможно при соответствии модели поведения операции, обусловленной смыканием трещины при остановке циркуляции коллектора в аргиллитах, и удаления объема синерезиса из трещины (таблица 2.5.1).

Таблица 2.5.1 – Объёмы осадка в пробе

Состав тампона	Плотность жидкого стекла, кг/м ³	Соотношение компонентов, (объемн.), %		Объем осадка, %	S
		Объем жидкого стекла	Раст-вор AlCl ₃		
Жидкое стекло + 30% - ный раствор AlCl ₃	1250	80	20	70	2,4
				68	
				70	
				65	
				70	
				72	

Состав системы жидкое стекло + сернокислый алюминий показал возможность формирования, как большого объема осадка в трещине, так и гомогенного осадка с высокой пластической прочностью.

В лабораторных исследованиях был использован раствор сернокислого алюминия Al_2SO_4 плотностью 1285 кг/м^3 с $pH = 2,48$ по ГОСТ 3758-75.

Результаты исследования составов приведены в таблице 2.5.2.

Таблица 2.5.2 – Пластическая прочность проб

Состав тампона	Плот- ность жидкого стекла, кг/м^3	Соотношение компонентов, (объемн.), %		Время взаимо- действи- я, ч	Пласти- ческая проч- ность, Па	S
		Раствор $Al_2(SO_4)_3$	Жидкое стекло			
1	2	3	4	5	6	7
Жидкое стекло + $Al_2(SO_4)_3$	1100	20	80	2	2630	41
					2530	
					2604	
					2580	
					2643	
					2618	
Жидкое стекло + $Al_2(SO_4)_3$	1100	20	80	4	5200	82,1
					5140	
					5025	
					5232	
					5168	
					5254	

При вскрытии геологического разреза, представленного терригенными отложениями, в том числе трещинными коллекторами в аргиллитах, необходимо осуществлять повышенный контроль за литологией пород, выносом шлама, параметрами бурового раствора, а также параметрами бурения и состоянием циркуляции по станции ГТИ.

Одним из распространенных и тяжелых видов осложнений, встречающихся при бурении скважин, является поглощение буровых и тампонажных растворов.

Зоны поглощения буровых и тампонажных растворов, а также градиенты их возникновения, при проектировании строительства скважин

служат определяющими критериями обоснования выбора конструкции скважин, гидравлических программ промывки скважин, способа цементирования при разобщении пластов и во многом определяют трудоемкость и материалоемкость строительства скважин [90].

Повышение эффективности борьбы с поглощениями буровых растворов путем совершенствования систематизации условий осложнений, определяющих выбор технологии изоляции, упрощения и повышения точности методик для инженерных расчетов параметров осложнения, привлечения новых материалов при общем их сокращении и унификации, а также разработки новых составов и способов их доставки в зону поглощения является сложной научно-технической задачей.

Одной из актуальных проблем борьбы с поглощениями является разработка составов технологических жидкостей на основе рецептур буровых растворов для изоляции зон полных поглощений.

Дополнительный ввод мела до насыщения и прямой ввод комплексообразователя (Аква-Аурата) в такую технологическую жидкость упростит технологию борьбы с поглощениями, унифицирует используемые материалы (не нужен дополнительный завоз реагентов).

Данная технология будет являться экономичной и эффективной. Исследования по разработке составов технологических жидкостей на основе рецептур буровых растворов для изоляции зон полных поглощений представлены ниже.

При комнатной температуре 24 °С был приготовлен буровой раствор (раствор 1) по следующей рецептуре: Тех. вода + 5 % Бентонит + 0,1 % Полидефом + 0,2 % ПАЦ-Н + 0,1 % ПАЦ-В + МР до $\rho=1350$ кг/м³.

Параметры полученного бурового раствора: ρ , кг/м³ – 1350; Т, с – 60; Ф, кг/см³30 мин – 7,5; $Q_{1/10}$, дПа = 97/138 ; η , мПа·с- 23; τ_0 , Па – 11,5;

Также, при комнатной температуре 24 °С был приготовлен раствор AlCl₃ (Аква-Аурат), $\rho=1350$ кг/м³ (раствор 2).

К раствору 1 был прибавлен раствор 2 в соотношении 4:1. Результаты представлены в таблице 2.5.3.

Таблица 2.5.3 - Пластическая прочность проб

Состав тампона	Плот- ность аква- аурата , кг/м ³	Соотношение компонентов, (объемн.), %		Время взаимо- дейст- вия, ч	Пласти- ческая проч- ность, Па	S	
		Буровой раствор	Аква- аурат				
1	2	3	4	5	6	7	
Буровой раствор + Аква-аурат	1350	80	20	0,6	2048,15	41,4	
					2121,42		
					2003,50		
					2018,32		
					2051,30		
				1	2067,80		
					4833,33		36,9
					4826,60		
					4901,21		
					4811,80		
4793,10							
4822,92							
Буровой раствор + Аква-аурат	1350	80	20	3	10875,03	41,4	
					10813,71		
					10864,81		
					10932,45		
					10863,89		
				6	10828,93		65,8
					19333,33		
					19248,81		
					19367,92		
					19440,10		
19332,72							
19400,05							

По аналогичной рецептуре были приготовлены тампоны на основе буровых растворов с 6, 7, 8, % бентонита, плотностью 1350 кг/м³ и Аква-аурата.

Кинетика изменения пластической прочности полученных тампонов во времени представлена на рисунке 11.

Как видно из таблицы 2.5.3, у полученных тампонов на основе бурового раствора и Аква-аурата происходит нарастание пластической прочности во времени.

Таким образом, разработаны составы технологических жидкостей на основе рецептур буровых растворов для изоляции зон полных поглощений.

Разработанная технология и составы технологических жидкостей могут с успехом применяться для ликвидации поглощений буровых растворов при бурении нефтяных и газовых скважин.

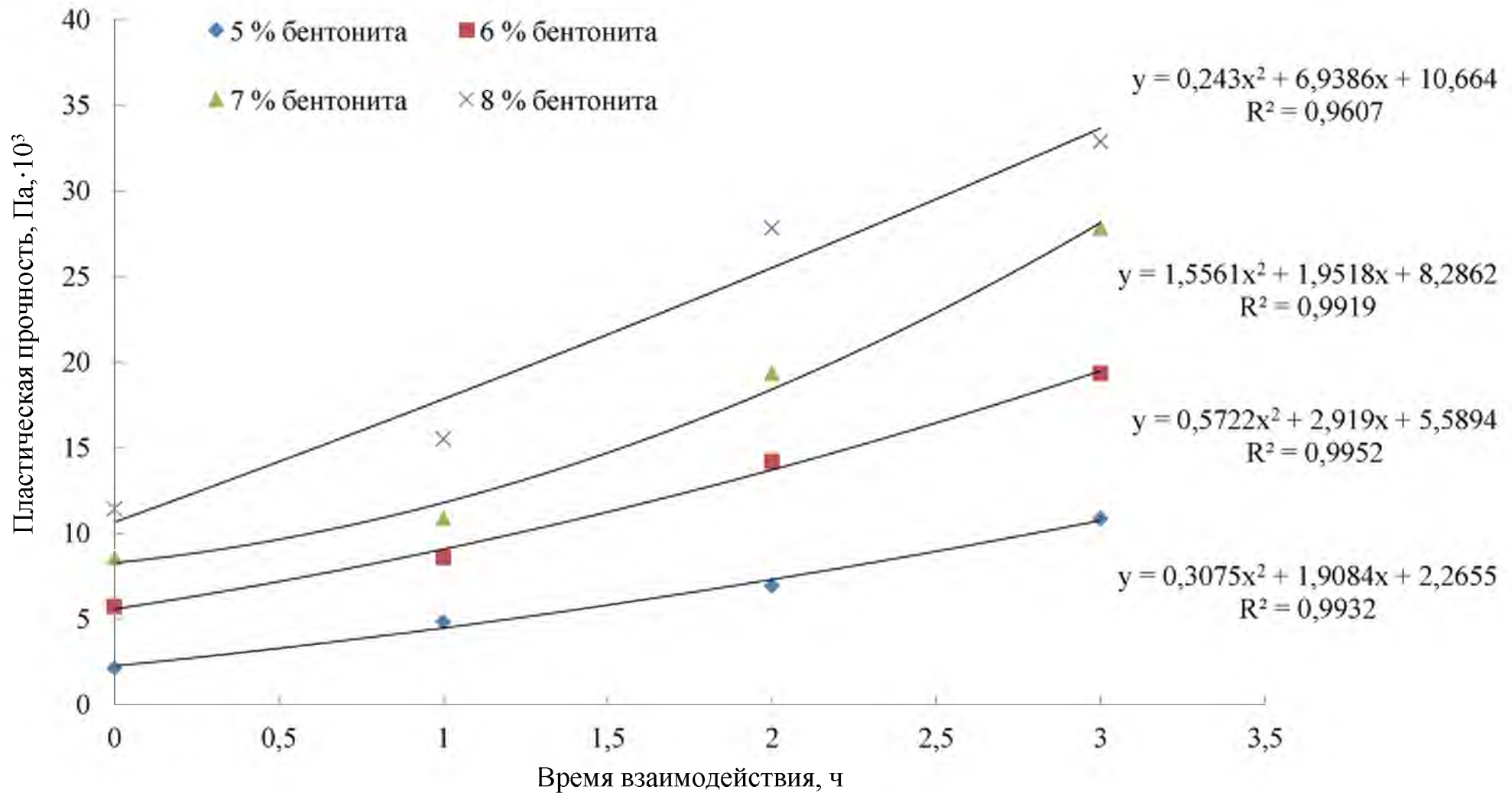


Рисунок 11 – Объединенный график зависимости пластической прочности тампона от времени

Глава 3. Буровые растворы вскрытия хемогенных отложений большой толщины

3.1. Характеристика горно-геологических условий вскрытия хемогенных отложений большой толщины. Осложнения при бурении.

Современный этап развития нефтяной и газовой индустрии характеризуется резким ухудшением сырьевой базы.

Поиск и освоение новых месторождений, прежде всего, определяется труднодоступностью районов, сложными горно-геологическими условиями проведения буровых работ, а также трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

В ряде регионов перспективы подготовки сырьевой базы связаны с бурением сверхглубоких скважин на подсолевые отложения Прикаспийской синеклизы, Кавказа и Уральского краевого прогиба. Хемогенные отложения в данных геологических разрезах имеют большие толщины, залегают в широком термобарическом диапазоне, в ряде случаев осложнены соляно-купольной тектоникой, представлены солями различной физико-химической природы, определяющей их растворимость и устойчивость стволов скважин.

Проводка скважин в хемогенных отложениях большой толщины при бурении сверхглубоких скважин осуществляется в широком диапазоне температур, а, следовательно, изменением растворимости галита [1].

Бурение интервалов галогенных пород сопровождается образованием и накоплением мелких кристаллов в среде бурового раствора определяется как условиями разрушения солевых пород, так и различной растворимостью галита в температурном диапазоне ствола скважины по мере её углубления.

При этом зависимость растворимости галита на 100 г воды в температурном диапазоне от 20 °С до 100 °С принимает соответственно значения 36,0 г и 39,8 г.

Бурение сверхглубоких скважин на подсолевые отложения характеризуется высокой трудоемкостью вскрытия терригенно-хемогенного комплекса, что определяется, прежде всего, большим разнообразием видов осложнений. При этом одной из причин осложнений является использование не оправдано переутяжеленных буровых растворов.

Достижение высоких технико-экономических показателей строительства скважин в этих условиях определяется, наряду с использованием оптимальных компоновок низа бурильных колонн и режимов бурения, соответствием типа, состава и параметров бурового раствора горно-геологическим условиям разреза, а также эффективностью физико-химических методов профилактики и ликвидации осложнений.

Основными видами осложнений при бурении в хемогенных отложениях большой толщины являются размыв ствола скважины и кавернообразование, течение соли при вскрытии галогенных пород и кристаллогидратов, обвалообразование полигалитов, сужение стволов скважин, представленных галитом и сильвинитом [17, 51, 45, 52].

При большом объеме исследований в области буровых растворов для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины, полностью оказалась не изучена природа сужения ствола скважины в галогенных отложениях, которая воспринималась как течение соли при недостаточной плотности бурового раствора.

3.2 Типы буровых растворов и нормирование плотности буровых растворов для вскрытия хемогенных отложений большой толщины

Среди решаемых задач планирования программы бурения наиболее сложной является выбор состава и нормирование плотности бурового раствора по термобарическим интервалам совместимых условий залегания хемогенных отложений и их литологической характеристике [13].

Из-за наличия в геологическом разрезе терригенных пластов и полигалитов, в большинстве случаев по интервалам бурения используют стабилизированные, соленасыщенные по NaCl буровые растворы на водной основе ингибированные солями калия для повышения устойчивости глинистых пород и сульфатами калия для предотвращения выщелачивания из полигалитов калиевого компонента.

При этом сужение стволов скважин в галогенах, представленных каменной солью или сильвинитом относили к вопросу нормирования плотности бурового раствора.

Попытки использования растворов на углеводородной основе для предотвращения сужения стволов скважин при вскрытии хемогенных отложений большой толщины также не решили проблему сужения ствола скважины [13].

В настоящее время нормирование плотности буровых растворов для вскрытия хемогенных отложений большой толщины в ОАО «Газпром» осуществляется по СТО Газпром 2-3.2-299-2009, основанные на использовании разработок «Научно-исследовательского института природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ» по эмпирическому уравнению, полученному по результатам обработки наблюдений для определенного района ведения буровых работ.

Нормирование плотности буровых растворов для вскрытия хемогенных отложений по методике, приведенной в СТО Газпром 2-3.2-299-2009, основывается на экспериментальных исследованиях деформаций образцов каменной соли.

При этом было предложено следующее уравнение (23) расчета относительного сужения ствола скважины:

$$U_p/r_c = \alpha \cdot \chi \cdot \tau^{\beta} \cdot \Delta P_c^n, \quad (23)$$

где U_p – радиальное перемещение стенок ствола, мм;

r_c – радиус ствола скважины, мм;

τ – время с момента вскрытия (расширения) интервала, сут.;

α, χ, β – коэффициенты и показатели степени уравнения (таблица 18);

ΔP_c^n – разность горного давления и давления столба бурового раствора, кгс/см².

Для этого в СТО Газпром 2-3.2-299-2009 были рекомендованы следующие значения расчетных параметров (таблица 18)

Таблица 18 – Значения расчетных параметров

Параметры	Значения параметров при температуре, °С			
	75	100	125	150
n	3,5	4,0	4,5	5,0
β	0,37	0,52	0,67	0,82
χ	$1,42 \cdot 10^{-8}$	$2,58 \cdot 10^{-9}$	$4 \cdot 10^{-10}$	$1,41 \cdot 10^{-10}$
α	0,07383	0,03045	0,01179	0,00432

Для нормирования плотности буровых растворов на основании уравнения (24) ими предложена зависимость:

$$p = p_n - \frac{10}{H} \cdot \left[\frac{100 \cdot U_p / \Gamma_c}{\alpha \cdot \chi \cdot \tau^\beta} \right]^{\frac{1}{n}}, \quad (24)$$

где p – плотность бурового раствора, г/см³; p_n – средняя плотность горных пород, принимаемая равной 2,35 г/см³; H – глубина интервала солей, м [91].

Работами, выполненными в ООО «ВолгоУралНИПИгаз» было предложено выполнять нормирование плотности бурового раствора при вскрытии хемогенных отложений большой толщины по следующей концепции:

- осуществление нормирования на галогены (галит, сильвин, сильвинит) по жесткопластической модели;

- определение пластической прочности галогенов по уравнению (25):

$$P_m = K_{\text{скр}} * \left(\frac{\Delta H_{\text{рс}298}^0 + \int_{298}^{T_i} f(\Delta C_p) dT}{A * m * V_m} - P_{\Gamma} \int_{P_0}^{P_i} f(\Delta V_{\text{м(р)}) dP} \right) / V_m, \quad (25)$$

где $K_{\text{скр}}$ – коэффициент чистоты соли;

$\Delta H_{\text{рс}298}^0$ – энергия разрыва ионных связей, Дж/моль;

ΔC_p – изменение теплоемкости, Дж/моль;

A – постоянная Маделунга;

m – координационное число кристаллической решетки;

V_m – молекулярный объем вещества, м³;

P_{Γ} – горное давление, Па;

$\Delta V_{\text{м(р)}}$ – изменение молекулярного объема, м³.

Расчет внутреннего давления для равновесного состояния стенки (26):

$$P_b = P_{\Gamma} - (R_n^2 - R_b^2) / (2 * R_b^2) * P_m, \quad (26)$$

где P_{Γ} – горное давление на глубине пласта, МПа;

R_n – наружный радиус, принятый по условию $R_n = R_b + R_b/20$, м;

R_b – внутренний радиус ствола скважины, м;

P_m – пластическая прочность соли, МПа.

Данное уравнение позволяет определить пластическую прочность (25) соли как разницу энергии разрыва ионных связей при термобарических условиях пласта и внешней работы, обусловленной объемным сжатием, ее горным давлением, в принятой модели жесткопластического тела, движение которого обусловлено разрывом и восстановлением ионных связей на новых позициях деформируемого тела [1].

Для нормирования плотности бурового раствора при вскрытии солей исходными данными являются глубина залегания пласта, горное давление, температура, плотность пород на глубине залегания пласта, данные по литологическому составу соли, включая маточные рассолы, в долях единицы удельного объема.

Для условий нормирования плотности бурового раствора в совместимом интервале бурения терригенно – хемогенного комплекса плотность должна приниматься по большему расчетному значению на обеспечение устойчивости глинистых пород или обеспечения устойчивости галогенных солей.

Данное требование определяется большим размахом значений поровых давлений в глинистых породах, которые при соляно-купольной тектонике, например, по северному борту Прикаспийской синеклизы на склонах солевых куполов, имеют значения градиентов давления, соответствующие диапазону от 0,00105 МПа/м до 0,00149 МПа/м.

Как показали исследования, для обеспечения устойчивости кристаллогидратов, представленных пластами небольшой толщины, необходимые плотности бурового раствора должны превышать значения 2100 кг/м³.

Однако при бурении с использованием буровых растворов на водной основе они не представляют опасности прихвата бурильного инструмента, а исключение погиба обсадной колонны после крепления ствола скважины при развитии одностороннего нагружения на крепь должно выделяться в самостоятельную задачу [13, 51].

Сходимость результатов нормирования плотностей буровых растворов по оценке устойчивости галогенных пород апробированных при бурении сверхглубоких поисковых скважин в Оренбургской области приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Плотности бурового раствора при нормировании по СТО и фактических значениях при бурении скважин на площадях Прикаспийской синеклизы и Уральского краевого прогиба

Номер скважины	Интервал хемогенных отложений, м	Горное давление на подошву солей, МПа	Температура на конечной глубине, °С	Литотип для нормирования плотности для получения фактической плотности	Плотность бурового раствора на конечной глубине, кг/м ³	
					СТО (каменная соль)	Факт
1 Нагум. (УКП)	550 - 3820	86	79	Каменная соль	1633	1390
2 Нагум. (УКП)	1895-3923	86	81	Сильвинит	1660	1370
161 Кзыл. (УКП)	494 - 4974	106	90	Сильвинит	1810	1580
171 Акоб. (УКП)	248-5121	110,4	89	Сильвинит	1831	1610
172 Акоб. (УКП)	475-5164	106,9	86	Сильвинит	1830	1620
2 Каинсай (ПС)	294 – 5930	132,6	106	Кам. соль- до 5750 м Сильвинит 5750- 5850	1919 -	1600 1800

ПС- Прикаспийская синеклиза, УКП - Уральский крайовой прогиб, Нагум.- Нагумановское месторождение, Акоб. – Акобинское месторождение.

Изучение причин сужения ствола скважины в галогенных солях при нормировании плотности бурового раствора на галогены (галит, сильвин, сильвинит) по жесткопластической модели было проведено на поисковой скважине № 495 Вершиновской площади [51].

Поисковая скважина № 495 Вершиновской площади была пробурена по следующей конструкции (таблица 20).

Хемогенные отложения иренского горизонта в поисковой скважине № 495 Вершиновской площади были вскрыты в интервале 750 – 4866 м.

Таблица 20 – Проектная и фактическая конструкция поисковой скважины № 495 Вершиновской площади

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска, м		Подъем цемента
		Проект	Факт	
Кондуктор	426	250	248	До устья
I промежуточная колонна	324	1500	1492	До устья
II промежуточная колонна	244,5	4000	3986	До устья
Хвостовик	198	3900-4650	3904-4942	До устья
Эксплуатационная колонна	139,7 х 177,8	5350	-	До устья

Нормирование проектной плотности бурового раствора было произведено на обеспечение устойчивости ствола скважины при вскрытии галогенных солей.

Проектные и фактические плотности буровых растворов при бурении данного интервала представлены в таблице 21.

Проверка соответствия фактической плотности буровых растворов была произведена по заключению о физико-механических свойствах горных пород, распределению температур и давлений по разрезу, выданного НПФ «Оренбурггазгеофизика» по результатам ГИС.

Литологический состав галогенных пород был получен по результатам химико-аналитических исследований шлама, отобранного станцией ГТИ.

Выполненные исследования позволили сделать вывод, что фактические плотности буровых растворов должны были обеспечить устойчивость галогенных пород.

Таблица 21 – Проектные и фактические значения плотностей буровых растворов при вскрытии хемогенных отложений

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, кг/м ³	
	Проектная	Фактическая
1500 - 2450	1260 ± 20	1250
2450 - 2775		1380
2775 - 3000		1450
3000 - 4000	1380 - 1500	1490
4000 - 4650	1500-1550	1490
4650 - 4866	-	1560

При бурении данного интервала с глубины 1742 м станцией геолого-технологических исследований было отмечено несколько осложнений, обусловленных затяжками и посадками бурильного инструмента в диапазоне до 5 – 20 тн на глубинах 1742 м, 1761 м, 2107 м, 2167 м, 2230 м, 2348 м, 2405 м, 2465 м, 2783 м, 3194 м.

При забое 3613 м и был допущен прихват бурильного инструмента, который удалось ликвидировать установкой водяных ванн и расхаживанием с яссом.

По результатам выполненных исследований было установлено, что причиной сужений ствола является вторичная кристаллизация шлама галогенных пород на стенке скважины, протекающее по известному закону «старения осадка» солей [92].

Полученные результаты показали, что процесс кристаллизации соли в температурном диапазоне ствола скважины, представленного отложениями каменной соли, при использовании соленасыщенных по NaCl буровых растворов имеет интенсивность, способную во время отработки долота привести к сужению ствола скважины и создать аварийную ситуацию при подъеме бурильного инструмента [51].

Это позволило также сделать вывод, что сужение стволов скважин, в галогенных породах определяется как составом породы, содержанием маточных рассолов, так и вторичной кристаллизацией при массопереносе

мелких кристаллов галита из среды бурового раствора на стенку скважины, которое на практике воспринималось как течение солей при недостаточной плотности бурового раствора [13].

Для упрощения задачи получения исходной информации для выполнения расчетов по нормированию плотности буровых растворов по совместимым интервалам бурения хемогенных отложений дальнейшие исследования были проведены на поисковой скважине № 174 Акобинской площади Предуральяского краевого прогиба.

При этом была исследована возможность получения расчетных параметров по данным геофизических исследований, включая получение информации по составу галогенных пород.

Это позволило отказаться от трудоемких и дорогостоящих химико-аналитических исследований керна и шлама.

Строительство скважины № 174 Акобинской площади с проектной глубиной 5300 м до подсолевого комплекса пород геологического разреза осуществлялось по следующей конструкции (таблица 22).

Таблица 22 – Конструкция скважины по основным колоннам совместимых интервалов бурения скважины № 174 Акобинской площади

Интервал глубин, м	Литологический комплекс	Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска, интервал, м	Подъем цемента
0 - 539	Терригенные породы надсолевого комплекса	Кондуктор	426	301,6	0 - 300
539 - 1500	Хемогенный комплекс	Промежуточная колонна	324	1498	0 - 1500
1500 - 4000	Хемогенный комплекс	Промежуточная колонна	244,5/250,8	4000	0 - 4000
4000 - 5168		Хвостовик	198	3900-5168	3900-5168
5158 - 5304	Подсолевой комплекс	Эксплуатационная колонна	177,8-139,7	5299	0 - 5299

По данным ГИС термобарические условия залегания терригенно-хемогенного комплекса характеризовались следующими данными: по кровле хемогенного комплекса – температура 32,5 °С, горное давление 10,52 МПа; по кровле подсолевых отложений 89,8 °С, горное давление на глубине подсолевых отложений 5158,5 м – 104,3 МПа [93].

Интервалы, представленные каменной солью, характеризуются широким диапазоном плотностей от 1983 кг/м³ до 2113 кг/м³ при справочной плотности галита 2163 кг/м³, что обусловлено различным содержанием глинистых пород, сульфатов, сильвина, а также седиментационных рассолов и термобарическими условиями залегания по глубине (таблица 23) [94].

Таблица 23 – Интервалы и термобарические условия залегания каменной соли

Интервал, м		Плотность, кг/м ³	Горное давление, МПа	Диапазон температур, °С	
от	до			от	до
539	2398	2050	19,52	31,55	51,03
2498	2907	1986	47,89	52,26	57,6
2918	3136	1983	56,13	57,68	60,57
3144	3146	2113	60,59	60,65	60,68
3166	3721	1980	71,97	60,96	68,4
3772	3895	1981	73,08	69,14	71,01
3906	4001	1983	75,77	71,15	72,73
4001	4151	2074	77,62	72,73	75,26
4157	4348	2080	80,85	75,3	77,62
4784	4887	2037	94,72	83,78	85,19
4910	4949	2089	97,84	86,31	86,74

Таким образом, в настоящее время предложен комплекс ГИС и методы интерпретации, позволяющие с достаточной точностью определить все расчетные параметры для нормирования плотности бурового раствора без проведения трудоемких химико-аналитических исследований шлама при бурении [62].

Важнейшим условием безаварийной проводки скважин при бурении хемогенных отложений большой толщины является не только точное

нормирование плотности бурового раствора, но и понимание термодинамических основ возникающих осложнений, а именно процесса вторичной кристаллизации соли на стенке скважины.

Именно поэтому дальнейшие исследования были направлены на разработку способа исключения вторичной кристаллизации на стенке и сужения стволов, представленных галогенными солями при термобарических условиях залегания.

3.3 Природа сужений стволов скважин при вскрытии хемогенных отложений большой толщины

Сужение стволов скважин в галогенных солях зависит не только от свойств породы, но и от вторичной кристаллизации соли на стенке скважины.

При этом кинетика вторичной кристаллизации соли на стенке ствола скважины обуславливает быстрое сужение ствола скважины и значительно меньшее время работы долота [51].

В большинстве случаев затяжки и прихваты при подъеме бурильного инструмента технологами воспринимаются как течение солей при недостаточной плотности бурового раствора.

Природа процессов сужения стволов скважин при вскрытии галогенных солей большой толщины определяется следующими факторами:

- 1) термобарическими условиями залегания;
- 2) петрографическими особенностями состава горных пород;
- 3) различными физико-механическими свойствами горных пород;
- 4) составом бурового раствора;
- 5) вторичной кристаллизацией выбуренной соли на стенке скважины.

Образование и накопление мелких кристаллов в среде бурового раствора на водной основе определяется как условиями разрушения солевых пород при бурении, так и различной растворимостью галита в температурном диапазоне ствола скважины по мере её углубления.

При строительстве поисковых скважин на площадях Прикаспийской синеклизы и Уральского краевого прогиба толщины хемогенных отложений достигают 5400 м при глубине залегания до 5800 м при горном давлении более 140 МПа и температуре до 145 °С.

Исходной информацией для принятия решения о корректировке повышения плотности бурового раствора при бурении являются заключения по данным ГИС по физико-механическим свойствам горных пород и давлениям по разрезу, а также химико-аналитические исследования отобранного шлама и керна.

Кинетика процесса вторичной кристаллизации галита на стенке скважины при вскрытии хемогенных отложений большой толщины наиболее полно была исследована при бурении поисковой скважины № 174 Акобинской площади Предуральяского краевого прогиба.

При этом была исследована возможность получения исходной информации для нормирования плотности бурового раствора по данным геофизических исследований скважины и химико-аналитических исследований отобранного шлама по глубинам с наибольшими отклонениями от кадастровой плотности галита в интервале 4931-5138 м скважины № 174 Акобинской площади. Для этого были приняты следующие исходные данные (таблица 24).

Таблица 24 – Термобарические условия, плотность и состав пород в интервале 4931-5138 м скважины № 174 Акобинской площади

Глубина, м	Горное давление, МПа	Температура, К	Плотность соли, кг/м ³	Коэффициент чистоты соли	Содержание галита, д.е	Содержание сильвина, д.е
4931	89,68	355,0	2078	0,845	0,818	0,0265
4979	98,9	355,8	1988	0,883	0,871	0,0125
5036	100,1	356,2	2039	0,931	0,919	0,0124
5106	101,7	357,1	1971	0,881	0,868	0,0125
5127	102,1	357,3	1967	0,860	0,849	0,0115
5138	102,4	357,5	1986	0,912	0,895	0,0171

Согласно полученным расчетным значениям по 6 интервалам, плотность бурового раствора для обеспечения устойчивости стенок скважины (солей с минимальной пластической прочностью каменной соли), при бурении на этих глубинах, не должна была превышать 1476 кг/м^3 при фактической плотности бурового раствора 1610 кг/м^3 .

Таким образом, было выявлено, что при достаточной плотности бурового раствора, сужение стенок скважины, при бурении скважины № 174 Акобинской площади обусловлено процессом вторичной кристаллизации, определяющим массоперенос молекул галита с мелких кристаллов, формирующихся в среде бурового раствора (перенасыщенный буровой раствор), на крупные кристаллы – стенки ствола скважины [13].

Помимо этого, была выдвинута гипотеза: подавление процесса вторичной кристаллизации на стенке скважины возможно при модификации среды бурового раствора.

В качестве модификатора среды бурового раствора, предотвращающего процесс вторичной кристаллизации хлорида натрия на стенках скважины, был выбран полигликоль, а именно глицерин, который также эффективно предотвращает набухание глин (глава 2).

Химические свойства полигликолей обусловлены наличием нескольких гидроксильных групп, при этом они могут давать несколько производных: моно-, ди- и трипроизводные.

По своим химическим свойствам полигликоли схожи с одноатомными спиртами [95,96].

Исследования по изучению влияния модификатора на вторичную кристаллизацию соли на стенках скважины с целью предотвращения сужения её ствола были проведены на керновом образце галита с вырезанным в нем цилиндром (галитовый (соляной) стакан), в котором циркулировал соленасыщенный глинистый буровой раствор с различными добавками модификатора и без них.

Перед началом исследования образец солевого керна высушивался при температуре 105°C , взвешивался.

Исходя из наличия образцов соляных стаканчиков, было осуществлено геометрическое моделирование, в результате которого была сформирована геометрическая трехмерная модель образца соляного керна [97] и рассчитано необходимое количество бурового раствора ($V_{\text{бр.д}}$), циркулирующего над цилиндром в соляном стаканчике для пересчета на 1 м^2 (рисунок 12).



Рисунок 12 – Образец соляного керна

Исследования были выполнены на 6 образцах соляных стаканчиков, осуществлено геометрическое моделирование с расчетным количеством бурового раствора, циркулирующего над цилиндром в соляном стаканчике для пересчета на 1 м поверхности стенки скважины (таблица 25).

Таблица 25 – Геометрическое моделирование эксперимента по определению вторичной кристаллизации на 1 м длины ствола скважины диаметром 0,296 м

№	Dc, м	Lуд, м	Fс, м ²	Sудс, м ²	Vудс, м ³	Vудс, м ³ / Sудс, м ²	dо, м	Fо, м ²	Sуд об, м ²	Vуд о, м ³	Vудо, м ³ / Sо, м ²	Vбр д, м ³	1*	Lo, м	Vбр. д., см ³	2*
1	0,296	1,000	0,069	0,929	0,069	0,074	0,036	0,001	0,114	0,001	0,009	0,007	0	0,035	260	0,074
2	0,296	1,000	0,069	0,929	0,069	0,074	0,037	0,001	0,117	0,001	0,009	0,008	0,000	0,053	403,000	0,074
3	0,296	1,000	0,069	0,929	0,069	0,074	0,038	0,001	0,120	0,001	0,009	0,008	0,000	0,034	265,000	0,074
4	0,296	1,000	0,069	0,929	0,069	0,074	0,034	0,001	0,108	0,001	0,008	0,007	0,000	0,049	346,000	0,074
5	0,296	1,000	0,069	0,929	0,069	0,074	0,031	0,001	0,098	0,001	0,008	0,007	0,000	0,044	286,000	0,074

№ - номер соляного стакана; Dc, м - диаметр ствола скважины;

Lуд, м - удельная длина ствола скважины; Fс, м² - площадь ствола скважины; Суд с., м² - удельная боковая поверхность ствола; Vуд с., м³ - удельный объем ствола скважины; Vуд. с., м³ / Суд, м² - отношение удельного объема к площади стенок и забоя; dо, м - внутренний диаметр цилиндра в образце каменной соли; Fо, м² - площадь цилиндра в образце каменной соли; Суд об., м² - общая внутренняя поверхность цилиндра в образце соли; Vуд о., м³ - объем цилиндра в образце соли; Vо, м³ / Sо, м² - отношение объема цилиндра в соли к боковой поверхности; Lo, м - длина цилиндра в образце каменной соли; Vбр. д., см³ - объем добавленного раствора при моделировании.

$$1^* - (V_{уд.о.} + V_{бр.д.} / S_{уд.об.}) - (V_{уд.с.} / S_{уд.с.}) \quad 2^* - (V_{уд.о.} + V_{бр.д.} / S_{уд.об.})$$

По результатам геометрического моделирования была изготовлена модель с необходимыми внутренними размерами цилиндрического отверстия в образце солевого керна, размером и массой солевого керна.

Буровой раствор в солевом стакане перемешивался мешалкой со скоростью 30-60 об/мин при температуре 25 °С в течение 18 часов. Затем галитовый стакан промывался рассолом хлорида натрия плотностью 1196 кг/м³, высушивался в сушильном шкафу при температуре 105 °С и взвешивался.

Полученные результаты по изменению массы солевых стаканов представлены в таблице 26.

Таблица 26 - Результаты обработки эксперимента с соленасыщенными растворами с различными добавками модификатора

Состав	Изменение массы соляного стакана, г						Среднее значение, г	Стандартное отклонение, S
	m ₁	m ₂	m ₃	m ₄	m ₅	m ₆		
A	+4,1	+4,08	+4,04	+4,06	+4,05	+4,07	+4,07	0,0216
A ₁	-0,65	-0,68	-0,66	-0,69	-0,65	-0,68	-0,67	0,0172
A ₂	-1,11	-1,06	-1,02	-1,07	-1,02	-1,03	-1,05	0,0354
A ₃	-2,13	-2,08	-2,01	-2,03	-2,02	-2,07	-2,06	0,0455
A ₄	-3,85	-3,83	-3,84	-3,86	-3,85	-3,84	-3,85	0,0105

где A - соленасыщенный раствор без добавки модификатора полигликоля (глицерина); A₁, A₂, A₃, A₄ – соленасыщенные растворы с различной добавкой модификатора полигликоля (глицерина) 5, 10, 20, 30 % соответственно.

Проведенные исследования при комнатной температуре показали, что при модификации среды бурового раствора, направление массопереноса соли из бурового раствора на стенку скважины изменяется на противоположное с увеличением концентрации модификатора ввиду дополнительного дорастворения соли в среде соленасыщенного бурового раствора при добавке модификатора [13].

3.4 Термодинамические основы процесса вторичной кристаллизации соли на стенке скважины при вскрытии хемогенных отложений большой толщины

Подавление процесса вторичной кристаллизации соли на стенке скважины возможно при модификации среды бурового раствора (глава 3.2).

С увеличением процентного содержания модификатора в соленасыщенном (по NaCl) растворе, должны изменяться величины давления насыщенного пара, краевого угла смачивания солевой пластины, поверхностного натяжения.

Опытным путем были получены данные для соленасыщенных растворов с добавкой модификатора о давлении насыщенного пара, краевого угла смачивания солевой пластины, поверхностного натяжения, что дало возможность произвести расчет межфазного поверхностного натяжения на границе раздела твердое тело-жидкость, которое постепенно увеличивается при добавлении модификатора в соленасыщенный раствор (таблица 27).

Таблица 27 – Результаты измерений при $T = 25^{\circ}\text{C}$

Модификатор	Плотность раствора, ρ , кг/м ³	Давление насыщенных паров раствора, Р, кПа.		Поверхностное натяжение, $\sigma_{\text{ж}}$, $\cdot 10^{-3}$, Дж/м ²		Межфазное поверхностное натяжение на границе твёрдое тело – жидкость, $\sigma_{\text{т-ж}}$, $\cdot 10^{-3}$, Дж/м ²		Краевой угол смачивания, Θ		Косинус краевого угла смачивания, $\cos\Theta$	
A	1190	27,500	27,500	77,41	77,08	329,78	314,622	17°58'	17°58'	0,955	0,954
		26,750		79,25		307,82		17°56'		0,954	
		27,620		75,27		302,60		17°58'		0,958	
		28,000		74,28		311,91		17°57'		0,952	
		27,330		78,13		309,70		17°60'		0,954	
		27,800		78,14		325,92		17°59'		0,953	
		S		-		0,4349		1,9058		10,7683	
A ₁	1197	24,300	26,020	67,02	69,33	320,22	321,491	16°18'	16°17'	0,965	0,961
		24,230		71,22		319,33		16°18'		0,960	
		27,420		68,17		320,42		16°16'		0,964	
		23,400		71,24		341,16		16°17'		0,961	
		24,130		68,23		307,29		16°16'		0,959	
		23,400		70,11		320,52		16°17'		0,958	
		S		-		0,5221		1,7731		10,9262	
A ₂	1198	25,880	24,987	63,02	65,59	327,01	324,003	12°14'	12°15'	0,979	0,978
		25,230		64,04		322,63		12°15'		0,976	
		25,500		70,07		324,10		12°16'		0,978	
		23,980		64,1		325,83		12°13'		0,976	
		23,930		64,04		320,03		12°14'		0,979	
		25,400		68,28		324,42		12°12'		0,978	
		S		-		0,6643		2,8613		2,4590	
A ₃	1201	24,800	24,480	61,92	61,96	326,95	327,459	11°56'	11°56'	0,982	0,979
		25,670		60,84		328,93		11°59'		0,978	
		24,500		61,06		329,91		11°57'		0,978	
		22,980		62,71		324,99		11°54'		0,977	
		24,730		60,34		324,99		11°53'		0,979	
		24,200		64,9		328,98		11°57'		0,977	
		S		-		0,8843		1,6671		2,1418	
A ₄	1204	21,77	22,858	59,88	59,40	330,15	329,710	10°46'	10°46'	0,985	0,983
		23,27		57,62		329,23		10°45'		0,988	
		22,97		62,47		330,71		10°46'		0,979	
		23,68		59,9		329,11		10°46'		0,979	
		21,23		58,62		330,04		10°47'		0,982	
		24,23		57,91		329,02		10°46'		0,987	
		S		-		1,1467		1,7834		0,6883	

Где А – соленасыщенный раствор без добавки модификатора (полигликоля (глицерина)); А₁, А₂, А₃, А₄ – соленасыщенные растворы с различной добавкой модификатора (полигликоля (глицерина) 5, 10, 20, 30 % соответственно, S – стандартное отклонение.

Добавка в соленасыщенный водный раствор полигликоля (глицерина) приводит к значительному снижению поверхностного натяжения, при нанесении такого раствора на соляную пластину краевой угол смачивания уменьшается, а смачивание увеличивается, поэтому полигликоли являются оптимальными модификаторами среды бурового раствора.

Данные измерения были также проведены при различных температурах и получены следующие зависимости (рисунок 15, 18, 19, 23, 24).

Результаты измерений приведены в таблицах 28-32.

Давление насыщенного пара исследуемых растворов было измерено на аппарате ЛДП-2 по ГОСТ 1756-2000 [98], схема аппарата приведена на рисунках 13,14.

Аппарат ЛДП-2 состоит из двух стальных камер, соединенных по резьбе 3, верхняя камера 2 по объему в 4 раза больше нижней 4 и имеет штуцер 1 для соединения с манометром.



Рисунок 13 – Строение аппарата ЛДП-2



Рисунок 14 – Внешний вид аппарата ЛДП-2

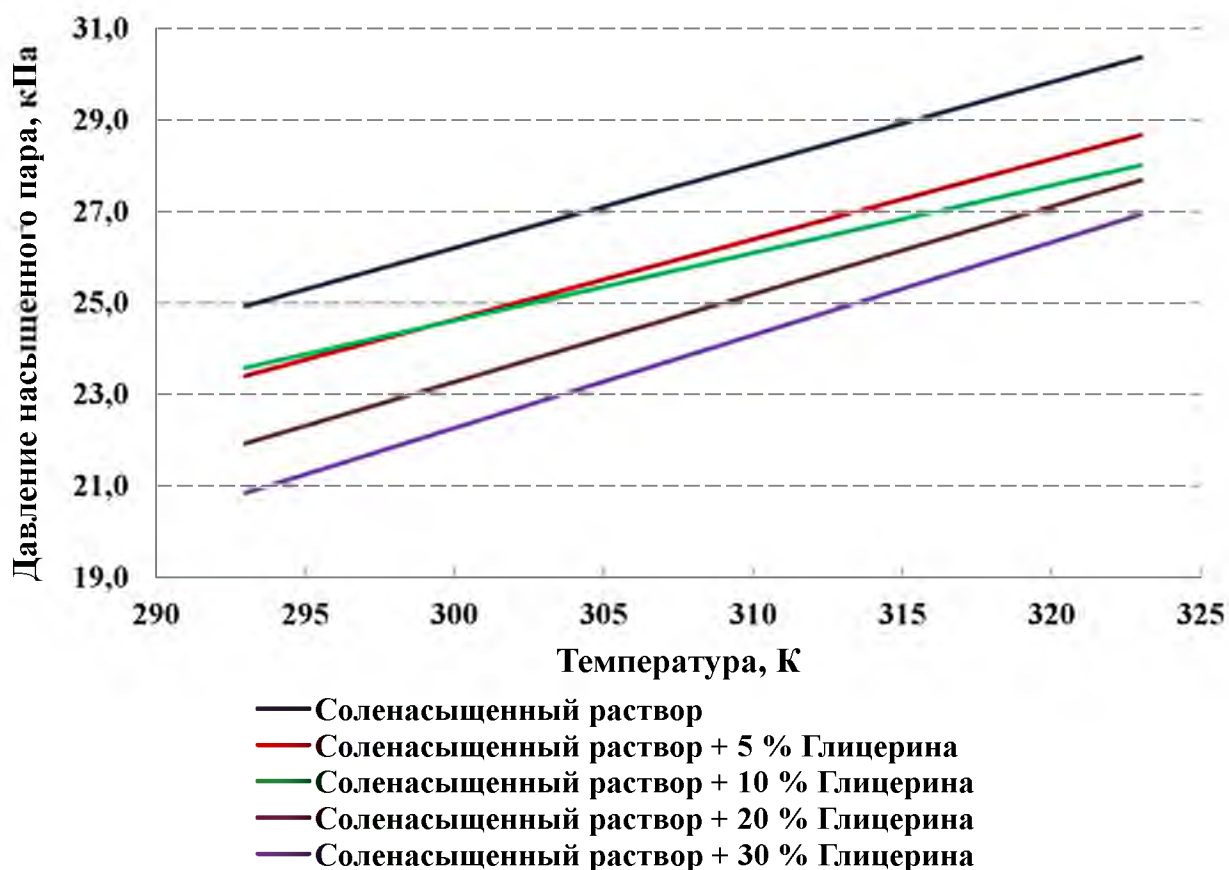
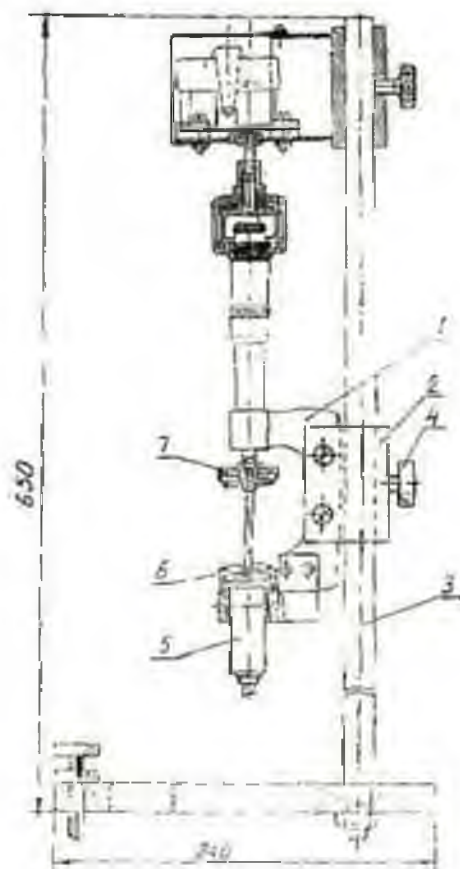


Рисунок 15 – Зависимость давления насыщенного пара соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Таблица 28 – Результаты измерений давления насыщенного пара соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Т, К	Давление насыщенного пара соленасыщенных растворов с добавкой глицерина, Р, кПа				
	Без добавки	5 %	10 %	20 %	30 %
293	22,750	22,530	21,080	19,370	18,303
298	27,500	24,480	26,020	24,987	23,858
303	27,730	25,920	26,490	25,103	24,125
313	28,950	27,485	26,873	25,640	24,954
323	29,500	28,000	27,020	26,987	26,136
Зависимость от температуры	$P=0,181 \cdot T-28,22$	$P=0,175 \cdot T-28,08$	$P=0,147 \cdot T-19,76$	$P=0,191 \cdot T-34,27$	$P=0,2 \cdot T-38,68$
R^2	0,67	0,89	0,51	0,62	0,65

Поверхностное натяжение исследуемых растворов было измерено на приборе СТ 2, схема прибора приведена на рисунках 16, 17.



1 - микрометр, 2 - корпус, 3 - стойка, 4 - винт,
5 - главный шпатель, 6 - пружина, 7 - иголка

Рисунок 16 – Схема прибора сталагмометра СТ 2 [99]



Рисунок 17 – Внешний вид прибора сталагмометра СТ 2

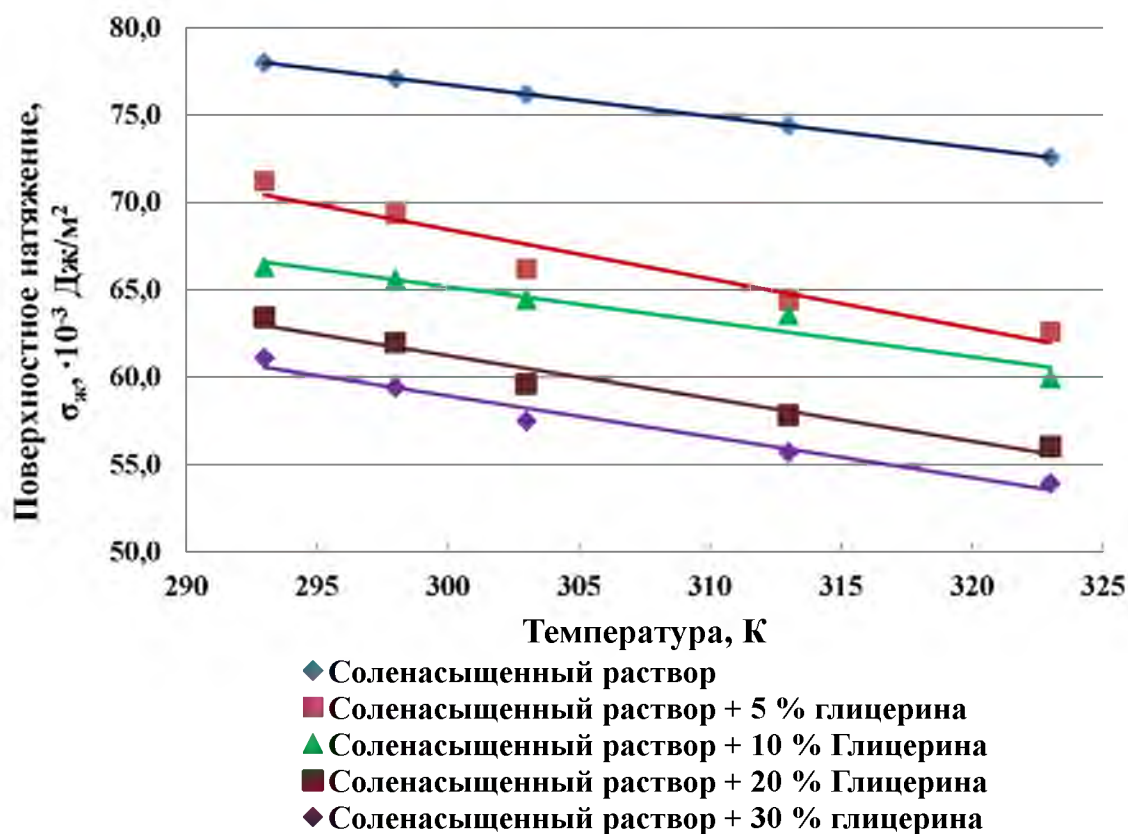
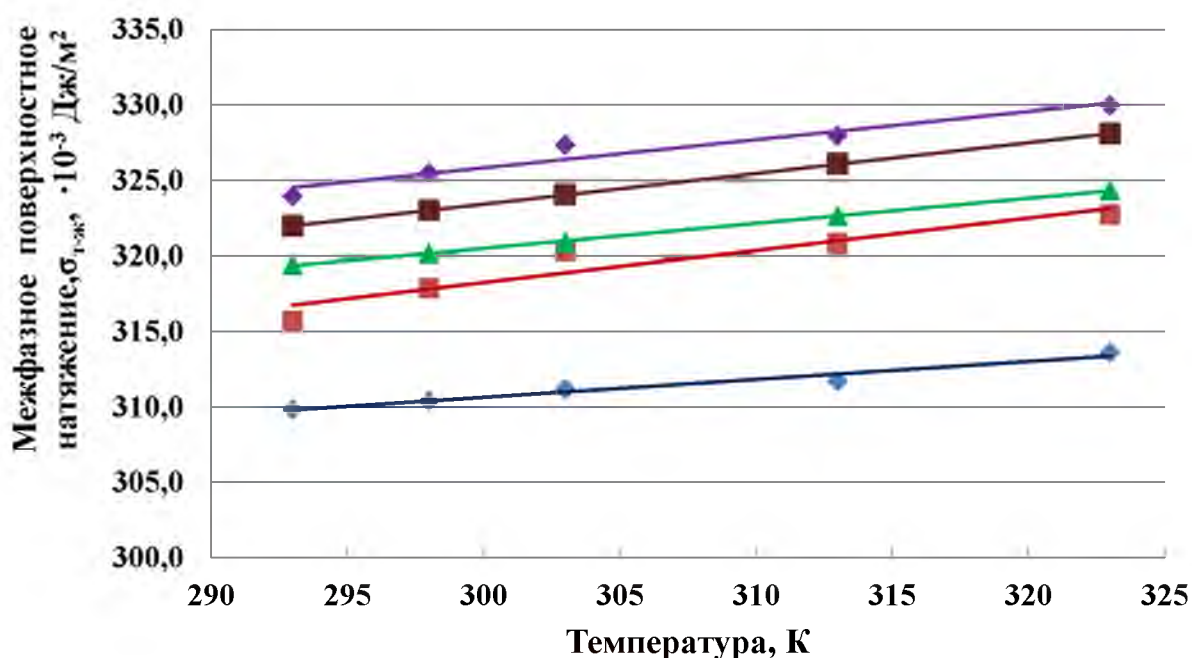


Рисунок 18 – Зависимость поверхностного натяжения соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Таблица 29 – Результаты измерений поверхностного натяжения соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Т,К	Поверхностное натяжение соленасыщенных растворов с добавкой глицерина, $\sigma_{ж}$, 10^{-3} , Дж/м ²				
	Без добавки	5 %	10 %	20 %	30 %
293	77,98	71,20	66,30	63,40	61,10
298	77,08	69,33	65,59	61,96	59,40
303	76,18	66,20	64,45	59,60	57,50
313	74,38	64,40	63,55	57,80	55,70
323	72,58	62,6	59,93	56,00	53,90
Зависимость от температуры	$\sigma_{ж} = -0,181 \cdot T + 130,7$	$\sigma_{ж} = -0,282 \cdot T + 153,1$	$\sigma_{ж} = -0,2005 \cdot T + 125,33$	$\sigma_{ж} = -0,245 \cdot T + 134,7$	$\sigma_{ж} = -0,2341 \cdot T + 129,17$
R ²	1	0,93	0,94	0,96	0,97

Из полученных данных произведен расчет межфазного поверхностного натяжения.



- ◆ Соленасыщенный раствор
- ▲ Соленасыщенный раствор + 10 % Глицерина
- ◆ Соленасыщенный раствор + 30 % глицерина
- Соленасыщенный раствор + 5 % глицерина
- Соленасыщенный раствор + 20 % Глицерина

Рисунок 19 – Зависимость межфазного поверхностного натяжения соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Таблица 30 – Результаты измерений межфазного поверхностного натяжения соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Т, К	Межфазное поверхностное натяжение соленасыщенных растворов с добавкой глицерина, $\sigma_{т-ж}$, 10^{-3} , Дж/м ²				
	Без добавки	5 %	10 %	20 %	30 %
293	309,824	315,715	319,390	321,982	323,963
298	310,372	317,879	320,159	323,012	325,457
303	311,155	320,305	320,900	324,031	327,348
313	311,702	320,882	322,644	326,091	327,969
323	313,610	322,724	324,331	328,087	329,975
Зависимость от температуры	$\sigma_{т-ж}=0,1190 \cdot T + 274,91$	$\sigma_{т-ж}=0,2205 \cdot T + 252,17$	$\sigma_{т-ж}=0,1657 \cdot T + 270,78$	$\sigma_{т-ж}=0,2038 \cdot T + 262,28$	$\sigma_{т-ж}=0,1866 \cdot T + 269,85$
R ²	0,96	0,89	0,99	1,0	0,94

Краевой угол смачивания полученных растворов был измерен на установке по ГОСТ 23904 [100] с некоторыми поправками в обработке результатов исследований, схема установки приведена на рисунке 20.

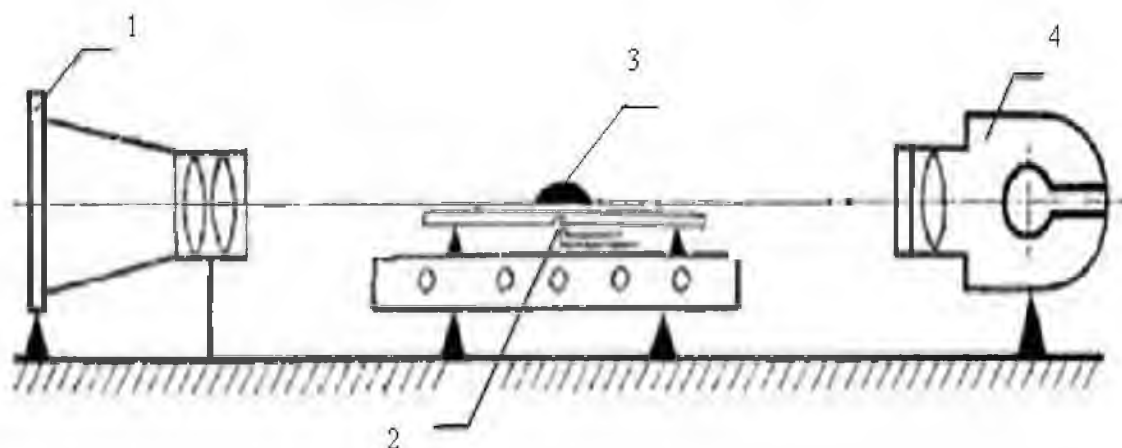


Рисунок 20 – Схема установки для определения краевого угла смачивания
1– фотоаппарат; 2 – солевая пластина (NaCl); 3 – соленасыщенный раствор (по NaCl) с добавкой полигликоля (глицерина); 4 – источник света.

Полученные снимки для каждого исследуемого раствора обрабатывались с помощью программы Compass 3D, которая автоматически высчитывает угол смачивания, примеры снимков представлены на рисунках 21, 22.



Рисунок 21 – Краевой угол смачивания шлифованной пластины NaCl соленасыщенным раствором (NaCl) с 5%-ой добавкой полигликоля (глицерина).

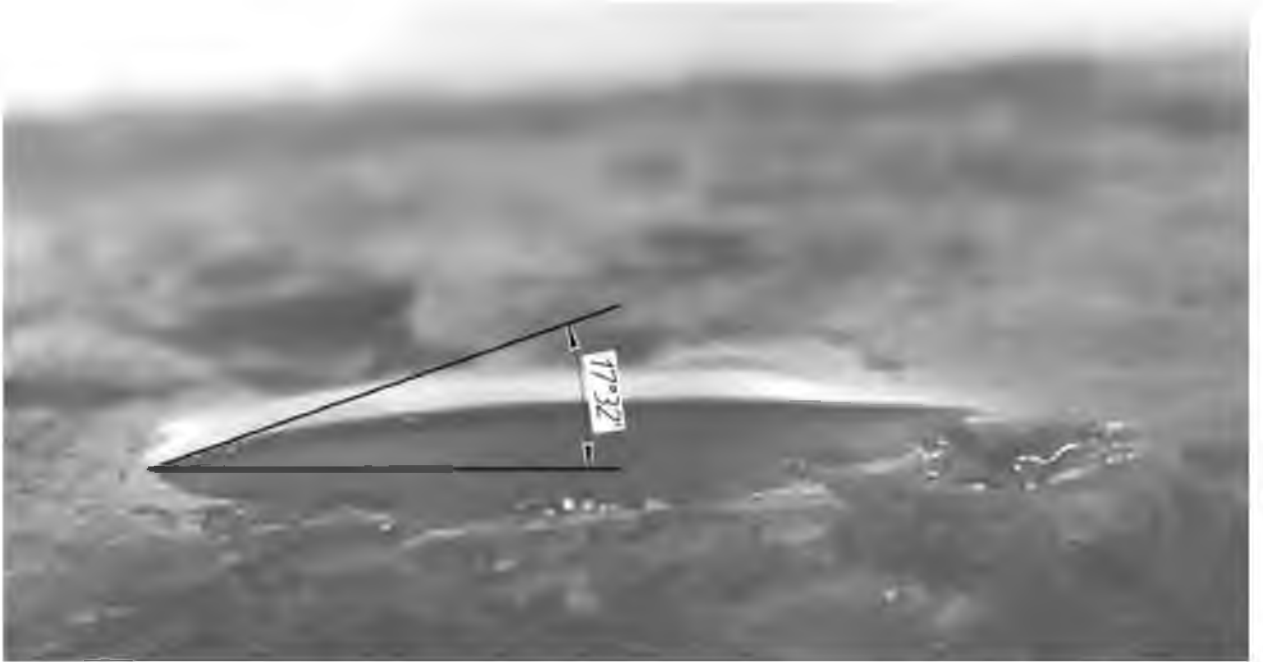
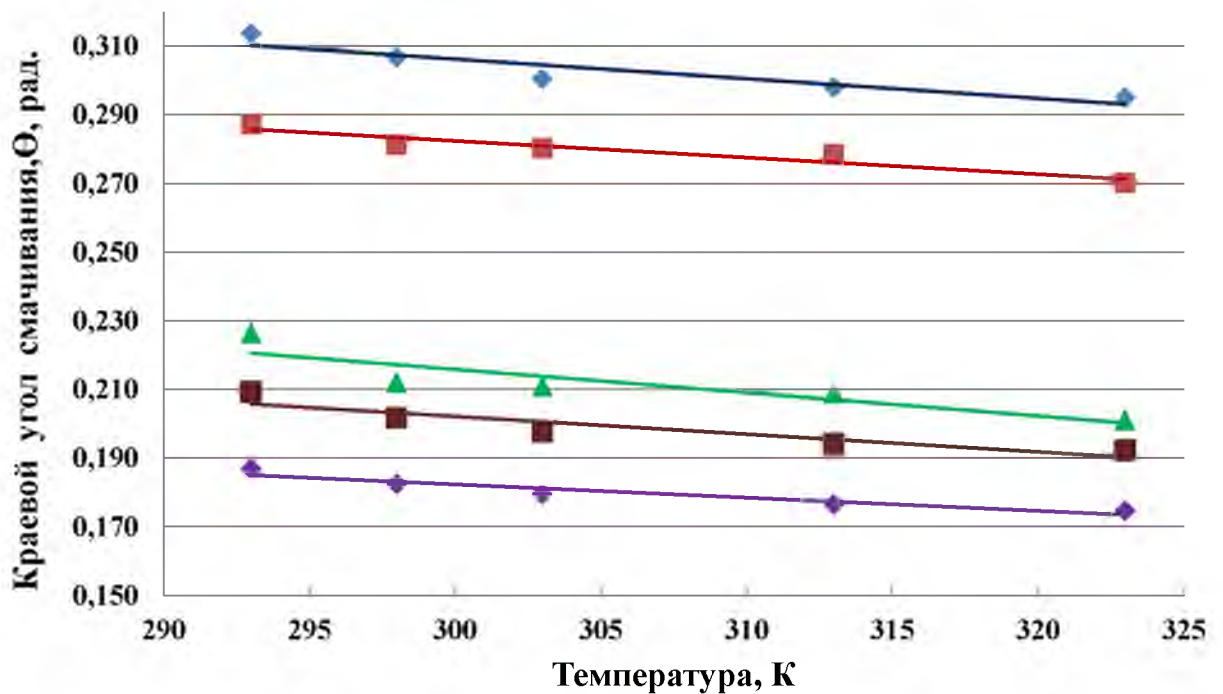


Рисунок 22 – Краевой угол смачивания шлифованной пластины NaCl соленасыщенным раствором (NaCl) без добавки глицерина



- ◆ Соленасыщенный раствор
- ▲ Соленасыщенный раствор + 10 % Глицерина
- ◆ Соленасыщенный раствор + 30 % глицерина
- Соленасыщенный раствор + 5 % глицерина
- Соленасыщенный раствор + 20 % Глицерина

Рисунок 23 – Зависимость краевого угла смачивания соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Таблица 31 – Результаты измерений краевого угла смачивания соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Т, К	Краевой угол смачивания соленасыщенных растворов с добавкой глицерина, Θ , рад.				
	Без добавки	5 %	10 %	20 %	30 %
293	0,314	0,287	0,226	0,209	0,187
298	0,307	0,281	0,212	0,202	0,182
303	0,300	0,280	0,211	0,198	0,180
313	0,298	0,279	0,209	0,194	0,176
323	0,295	0,270	0,201	0,192	0,175
Зависимость от температуры	$\Theta = -0,0006 \cdot T + 0,4777$	$\Theta = -0,0005 \cdot T + 0,4281$	$\Theta = -0,0007 \cdot T + 0,4187$	$\Theta = -0,0005 \cdot T + 0,3563$	$\Theta = -0,0004 \cdot T + 0,2981$
R^2	0,85	0,90	0,79	0,85	0,91

По результатам измерений краевого угла смачивания вычислялся косинус углов смачивания соляной пластины исследуемыми растворами.

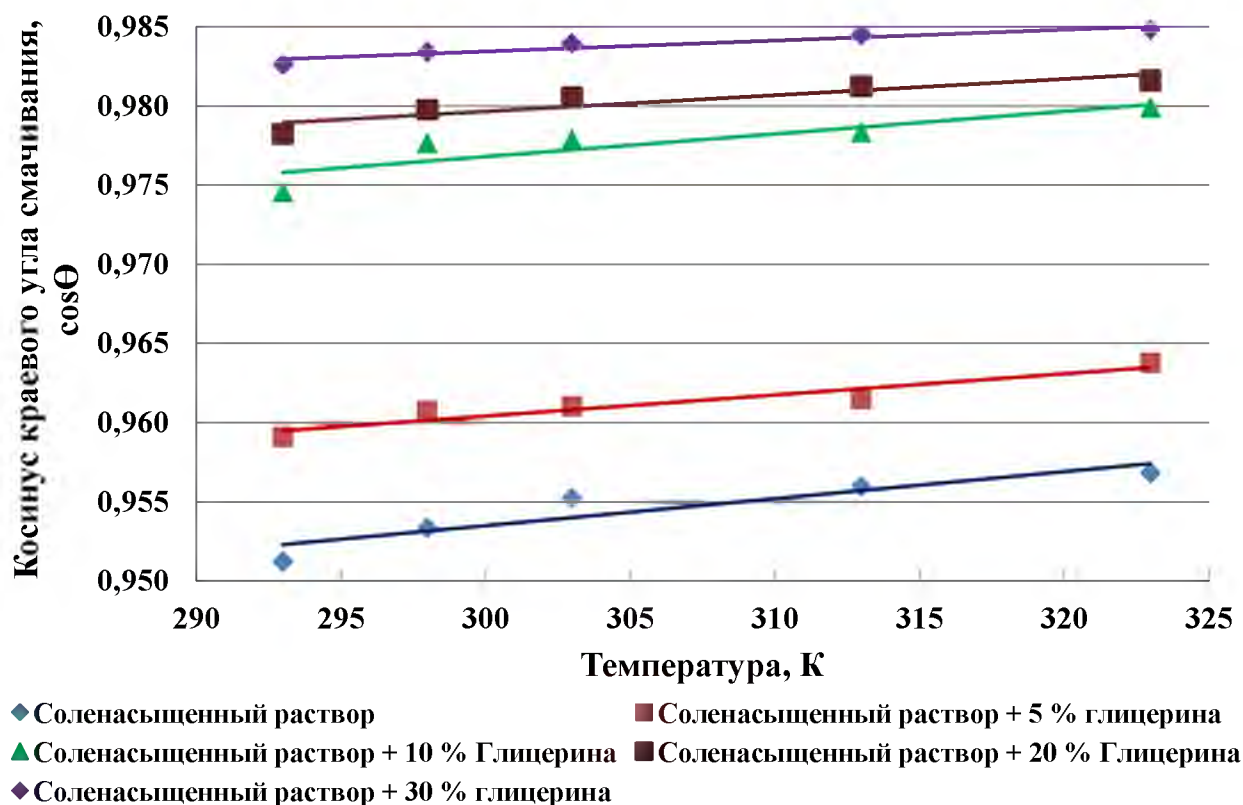


Рисунок 24 – Зависимость косинуса краевого угла смачивания соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Таблица 32 – Результаты расчета косинуса краевого угла смачивания соленасыщенных растворов с различными добавками полигликоля (глицерина) от температуры

Т,К	Косинус краевого угла смачивания соленасыщенных растворов с добавкой глицерина, Cos Θ				
	Без добавки	5 %	10 %	20 %	30 %
293	0,951	0,959	0,975	0,978	0,983
298	0,953	0,961	0,978	0,980	0,983
303	0,955	0,961	0,978	0,981	0,984
313	0,956	0,961	0,978	0,981	0,984
323	0,957	0,964	0,980	0,982	0,985
Зависимость от температуры	Cos Θ = 0,0002·Т + 0,9029	Cos Θ = 0,0001·Т + 0,9204	Cos Θ = 0,0001·Т + 0,9340	Cos Θ = 0,0001·Т + 0,9458	Cos Θ = 0,0001·Т + 0,9623
R ²	0,84	0,90	0,77	0,83	0,90

Для обоснования процесса предотвращения подавления вторичной кристаллизации соли на стенках скважины, был необходим поиск термодинамического выражения данного процесса.

Физико-химическое обоснование процесса вторичной кристаллизации соли на стенках скважины соответствует известному процессу «старения» осадка солей, который сопровождается массопереносом, в рассматриваемом случае, молекул галита с мелких кристаллов, формирующихся в среде бурового раствора при бурении соли, на крупные кристаллы стенки скважины [13].

Усиление способности к выделению вещества из данной фазы, происходящее при повышении степени дисперсности, приводит к увеличению растворимости, согласно уравнению Томсона – Кельвина (27) [93]:

$$\ln c_1/c = (2 \cdot \sigma_{т-ж})/\rho_{кр} \cdot R \cdot T \cdot dr_1, (27)$$

где c_1 – растворимость мелких кристаллов, моль/м³; c – растворимость крупных кристаллов, моль/м³; $\sigma_{т-ж}$ – поверхностное натяжение на границе раздела кристалл/раствор, Дж/м²; $\rho_{кр}$ – плотность кристаллов, кг/м³; r_1 – радиус мелкого кристалла, м; R – универсальная газовая постоянная – 8,134 Дж/(моль·К); T – температура измерений, К.

3.5 Термодинамическое обоснование способа исключения вторичной кристаллизации на стенке скважины при вскрытии хемогенных отложений большой толщины

Явление вторичной кристаллизации соли сопровождается массопереносом, поэтому для исследования подавления данного процесса было принято более удобное для использования термодинамическое выражение данного процесса, описываемого уравнением Томсона-Кельвина (28) [94, 93]:

$$\ln(P_2/P_1) = 2 \cdot \sigma_{т-ж} \cdot M / (d_{ж} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср}) \quad (28),$$

где P_1 – давление пара чистого растворителя, Па; P_2 – давление пара модифицированного растворителя, Па; $\sigma_{т-ж}$ – поверхностное натяжение на границе кристалл – раствор, Дж/м²; M – масса, выкристаллизованной соли, кг; $d_{ж}$ – относительная плотность жидкости, кг/м³; R – универсальная газовая постоянная – 8,134 Дж/(моль·К); T – температура измерений, К; $r_{ср}$ – средний размер мелких кристаллов в соленасыщенном растворе, м.

Решение данного уравнения осуществляется в параметрическом виде (все переменные уравнения представлены как функции от температуры):

$$\ln P_2 = 2 \cdot \sigma_{т-ж2} \cdot M_2 / (d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср2}) \quad (29)$$

$$\ln P_1 = 2 \cdot \sigma_{т-ж1} \cdot M_1 / (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср1}) \quad (30)$$

$$r_{ср2} = 2 \cdot \sigma_{т-ж2} \cdot M_2 / (d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot \ln P_2) \quad (31)$$

$$r_{ср1} = 2 \cdot \sigma_{т-ж1} \cdot M_1 / (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot \ln P_1) \quad (32)$$

$$M_2 = \ln P_2 \cdot (d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср2}) / (2 \cdot \sigma_{т-ж2}) \quad (33)$$

$$M_1 = \ln P_1 \cdot (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср1}) / (2 \cdot \sigma_{т-ж1}) \quad (34)$$

$$\sigma_{тж} = \sigma_{тв} - \cos \theta \cdot \sigma_{ж}, \quad (35)$$

где $\sigma_{ж}$ – поверхностное натяжение на границе жидкость – газ, Дж/м²; $\sigma_{тв}$ – равновесная поверхностная энергия твердого тела Дж/м²; $\cos \theta$ – косинус краевого угла смачивания; M_1 и M_2 – массы, выкристаллизованной соли, кг - получены экспериментальным путем;

Полученные значения M_1 и M_2 пересчитываются на 1 м² поверхности.

$$M_2 - M_1 = (\ln(P_2/P_1) \cdot ((d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot r_{сп2}) / (2 \cdot \sigma_{т-ж2}) - (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot r_{сп1}) / (2 \cdot \sigma_{т-ж1}))) \quad (36)$$

Уравнение подбора температуры при модификации среды бурового раствора для достижения равенства $M_2 = M_1$ представляет собой:

$$(\ln(P_2/P_1) \cdot ((d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot r_{сп2}) / (2 \cdot \sigma_{т-ж2}) - (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot r_{сп1}) / (2 \cdot \sigma_{т-ж1}))) = 0 \quad (37) \quad [94]$$

Решим данное уравнение в неявном виде, например для соленасыщенного раствора с 5% - ной добавкой полигликоля (глицерина):

Представим каждый из параметров уравнения как функцию от температуры (таблица 33).

Таблица 33 – Исходные данные для расчета оптимальной температуры применения добавки 5 % полигликоля (глицерина) для предотвращения процесса вторичной кристаллизации соли (NaCl) на стенках скважины

Исследуемый раствор	Температурные зависимости параметров исследуемых растворов				
	Давление насыщенных паров раствора, P, кПа.	Поверхностное натяжение, $\sigma_{ж}, \cdot 10^{-3}, \text{ Дж/м}^2$	Межфазное поверхностное натяжение на границе твёрдое тело – жидкость, $\sigma_{т-ж}, \cdot 10^{-3}, \text{ Дж/м}^2$	Краевой угол смачивания, Θ , рад.	Косинус краевого угла смачивания, $\cos\Theta$
Соленасыщенный раствор	$P_1 = 0,181 \cdot T - 28,22$	$\sigma_{ж1} = -0,181 \cdot T + 130,7$	$\sigma_{т-ж1} = 0,1190 \cdot T + 274,91$	$\Theta_1 = -0,0006 \cdot T + 0,4777$	$\cos\Theta_1 = 0,0002 \cdot T + 0,9029$
Соленасыщенный раствор + 5 % полигликоля (глицерина)	$P_2 = 0,175 \cdot T - 28,08$	$\sigma_{ж2} = -0,282 \cdot T + 153,1$	$\sigma_{т-ж2} = 0,2205 \cdot T + 252,17$	$\Theta_2 = -0,0005 \cdot T + 0,4281$	$\cos\Theta_2 = 0,0001 \cdot T + 0,9204$

Подставим полученные функции (из таблицы 36), используя уравнения 31-34, решим уравнение (37):

$$(\ln((0,175 \cdot T - 28,08)/(0,181 \cdot T - 28,22))) \cdot ((d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot ((2 \cdot (0,2205 \cdot T + 252,17) \cdot M_2) / (d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot \ln(P_2)) / (2 \cdot 0,2205 \cdot T + 252,17) - (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot ((2 \cdot (0,1190 \cdot T + 274,91) \cdot M_1) / (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot \ln(P_1)) / (2 \cdot 0,1190 \cdot T + 274,91))) = 0$$

Где R – универсальная газовая постоянная, 8,31441 Дж/(моль·К), зная, что

$d_{ж1} = 1190 \text{ кг/м}^3$, $d_{ж2} = 1197 \text{ кг/м}^3$, $M_1 = 4,977 \text{ кг}$, $M_2 = 3,76 \text{ кг}$, то решаем данное уравнение **относительно T**:

$$\begin{aligned} & (\ln((0,175 \cdot T - 28,08)/(0,181 \cdot T - 28,22)) \cdot ((1197 \cdot 8,31441 \cdot T \cdot ((2 \cdot (0,2205 \cdot T + \\ & 252,17) \cdot 3,76)/(1197 \cdot 8,31441 \cdot T \cdot \ln(0,175 \cdot T - 28,08)))/(2 \cdot 0,2205 \cdot T + 252,17) - \\ & (1190 \cdot 8,31441 \cdot T \cdot ((2 \cdot (0,1190 \cdot T + 274,91) \cdot 4,977)))/ \\ & (1190 \cdot 8,31441 \cdot T \cdot \ln(0,181 \cdot T - 28,22)))/(2 \cdot (0,1190 \cdot T + 274,91)) = 0 \end{aligned}$$

Получим $T = 310,4045 \text{ К}$ ($21,0 \text{ }^\circ\text{C}$)

Решение уравнения (37) в неявном виде, для каждой добавки модификатора, позволяет выполнить определение температуры для исключения процесса вторичной кристаллизации соли на стенке скважины (таблица 34).

Таблица 34 – Точки нулевой кристаллизации

Модификатор	T, К	T, $^\circ\text{C}$
A ₁	294,039	21
A ₂	315,922	43
A ₃	342,659	70
A ₄	369,292	96

Где А – соленасыщенный раствор без добавки модификатора (полигликоля (глицерина)); А₁, А₂, А₃, А₄ – соленасыщенные растворы с различной добавкой модификатора (полигликоля (глицерина) 5, 10, 20, 30 % соответственно

По шагу добавок модификатора была получена функциональная зависимость добавки модификатора от температуры и рассчитаны оптимальные концентрации модификатора для диапазона температур от 22 до 96 $^\circ\text{C}$.

Для рассчитанного диапазона температур был также исследован процесс вторичной кристаллизации в солевых стаканчиках по методике, описанной выше, т.е. осуществлена их проверка точности.

Результаты исследования представлены в таблице 35.

Таблица 35 - Проверка нулевых точек кристаллизации, начальная масса соляного стакана – 1283,0 г

Теоретически рассчитанная добавка модификатора, %	Фактическая добавка модификатора, %	Температура, °С	Уменьшение массы соли, г	Стандартное отклонение, S
13,7	14	50	- 0,08	0,0063
17,12	17	60	- 0,04	0,0089
20,5	21	70	- 0,03	0,0041

В результате исследований наблюдалось незначительное уменьшение массы соляного стакана, близкое к точке нулевой кристаллизации, ввиду сложности процесса приготовления раствора с аналитически точной концентрацией добавки модификатора.

По результатам исследований была написана программа на языке программирования DELFI по расчету добавки модификатора в соленасыщенный буровой раствор. Интерфейс и пример работы программы представлены на рисунках 25, 26.

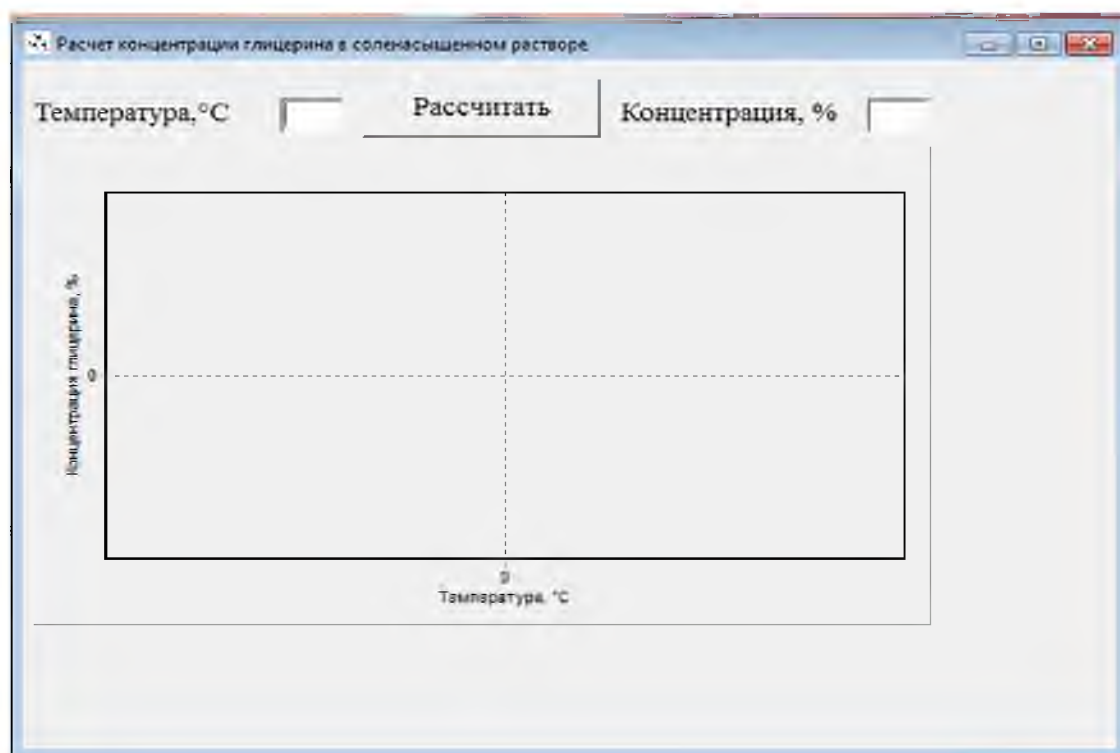


Рисунок 25 – Интерфейс программы расчета добавки полигликоля (глицерина) в соленасыщенный раствор

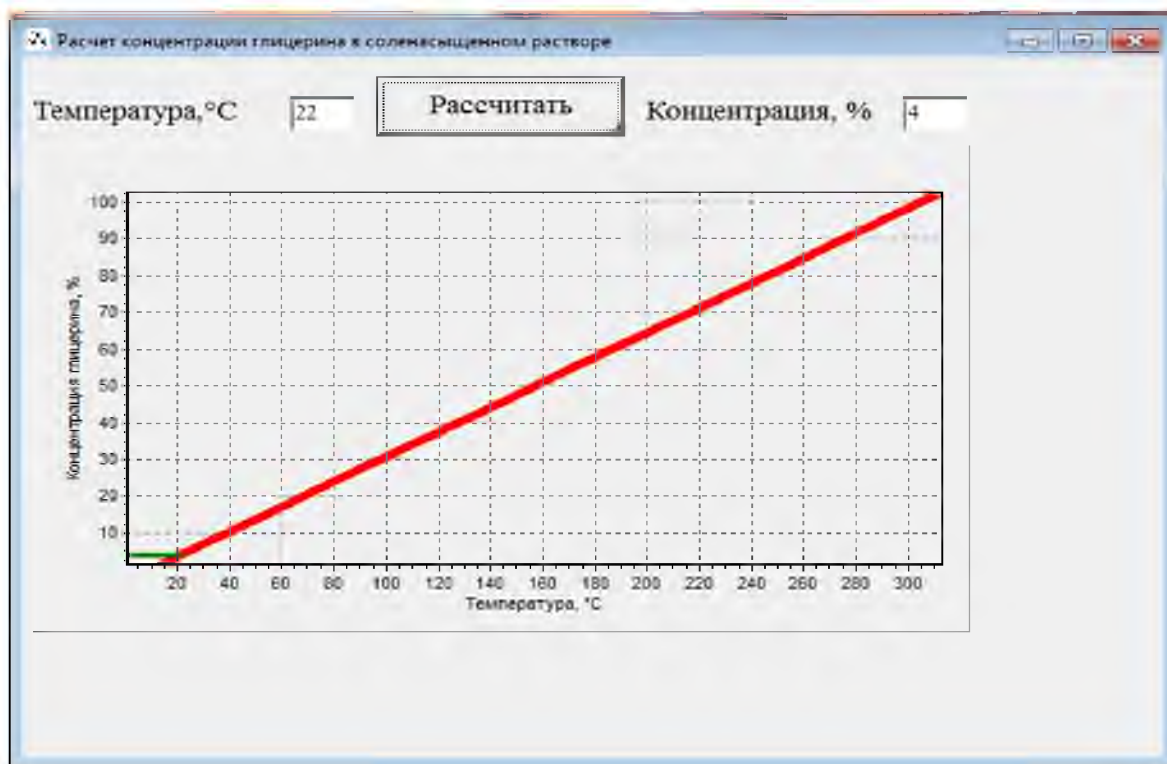


Рисунок 26 – Пример работы программы расчета добавки полигликоля (глицерина) в соленасыщенный раствор

Таким образом, для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины в качестве типа бурового раствора необходимо использовать соленасыщенный, ингибированный, утяжеленный на водной основе.

Для исключения вторичной кристаллизации соли на стенке ствола скважины необходимо использовать модификатор среды, в количестве, соответствующем конечной температуре залегания галогенных солей.

Требованиям к составам, обеспечивающим предотвращение процесса вторичной кристаллизации соли на стенке скважины, не удовлетворяют растворы на углеводородной основе (РУО), где дисперсионной средой являются жидкие углеводороды.

Исследования по изучению влияния РУО на выкристаллизацию соли на стенках скважины, с использованием соляного керна, по методике, описанной выше, были проведены также с соленасыщенными буровыми растворами на углеводородной основе.

Соотношение неводной и водной фаз среды – 60% к 40%.

Параметры исследуемого РУО:

- плотность – 1600 кг/м³;
- условная вязкость – 232 с;
- показатель фильтрации – 27 см³/30 мин;
- рН – 10,7;
- статическое напряжение сдвига $Q_{1/10}$ – 44/49.

При этом было установлено, что при использовании РУО наблюдается выкристаллизация соли на поверхности соляного стакана (рисунок 27).



Рисунок 27 – Выкристаллизация соли на стенке соляного стакана после использования соленасыщенных РУО

Обработка результатов исследований показала, что среднее значение массы образца соляного керна после использования соленасыщенного бурового раствора на углеводородной основе увеличилось на 1,67 г (стандартное отклонение, $S=0,08$).

Для бурового раствора на углеводородной основе был измерен краевой угол смачивания соляной пластины, среднее значение которого составило $58^{\circ}36'$ и соответствовало ограниченному смачиванию поверхности соли данным раствором.

Полученные результаты эксперимента по изучению предотвращения вторичной кристаллизации соли при использовании РУО носят качественный характер, так как не был введен дополнительный критерий моделирования по гидравлическому режиму течения (ламинарный режим), что свидетельствует о бесперспективности применения неводных растворов для подавления вторичной кристаллизации соли на стенке скважины [94].

Глава 4. Результаты промысловой апробации выполненных исследований

4.1 Результаты внедрения ингибированных растворов для вскрытия терригенно-хемогенных пород на скважине № 1-П структуры Шахринав лицензионной площади Сарикамыш Республики Таджикистан

Опытно-промысловые испытания разработанных составов ингибированных (полигликоль + гипс) буровых растворов были проведены на скважине № 1-П структуры Шахринав лицензионной площади Сарикамыш Республики Таджикистан.

Данная скважина относится к сверхглубокому типу, проектная глубина 6350 м, фактическая 6450 м.

Основанием для бурения данной скважины является межправительственное соглашение республики Таджикистан и ОАО «Газпром» об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Таджикистана от 2008 г.

Поисковая скважина № 1-П Шахринав заложена в Республике Таджикистан на шарьяжной структуре, представленной аллохтоном и

автохтоном терригенных отложений неогеновой – палеогеновой-меловой систем, разделенных карбонатно – хемогенными отложениями гаурдакской свиты.

При этом углы залегания пластов в области аллохтона составили 20 - 25⁰, а автохтона – 1- 9⁰.

Фактическая конструкция и типы буровых растворов скважины № 1-П Шахринав по совместимым интервалам бурения под обсадные колонны приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Типы буровых растворов при бурении скважины № 1-П Шахринав

Интервал бурения, м	Наименование колонны	Диаметр колонн, мм	Тип раствора	Плотность, кг/м ³	Ингибитор устойчивости глин
17-50	Удлиненное направление	530	Глинистый, нестабилизированный	1120	-
50-700	Кондуктор	426	Глинистый, стабилизированный, ингибированный	1210	КСl 40 – 45 г
700-2850	I Промежуточная колонна	324		1280 - 1360	КСl 40 – 45 г,
2850-4263	II Промежуточная колонна	244,5× 250,8	Глинистый, стабилизированный, соленасыщенный, ингибированный	1330- 1670	NaCl -260 г/л + КSl 40 – 45 г, полигликоль
4263-5522	Эксплуатационная колонна	177,8	Малоглинистый, стабилизированный, ингибированный,	1470- 1630	полигликоль + CaSO ₄ ,
5260-6450	Колонна «Хвостовик»	114,3		1640	

При бурении под I промежуточную колонну химическим контролем факультативных параметров бурового раствора было отмечено накопление гипса в составе бурового раствора, содержание которого восстанавливалось при полнении объема бурового раствора.

Это было отнесено к наличию тонких пропластков гипсов в толще глинистых пород терригенных отложений, растворение которых обуславливали

катастрофические обвалы стенок ствола скважин с развитием каверн от кровли их залегания и выше по стволу скважины.

Проведенные исследования по ингибирующей способности комплексного ингибитора «полигликоль + гипс», полученные по результатам замеров удельного сопротивления бурового раствора, а также отсутствие роста ионной силы среды при ионообменных процессах, позволили рекомендовать использование его для вскрытия терригенных отложений в температурном диапазоне до + 42 °С и объекта поиска.

Подробнее выбор ингибиторов глинистых пород для скважины № 1 – П Шахринав приведен в главе 1 и 2.

Нормирование плотности буровых растворов в терригенных отложениях по совместимым интервалам бурения производилось по большему значению, полученному при расчете по пластовому (поровому) давлению или углу залегания пластов.

Состояние глинистых пород в геологическом разрезе поисковой скважины № 1-П Шахринав при бурении под первую промежуточную колонну 324 мм определялось I, II и III стадиями катагенеза, которые в температурном диапазоне их залегания не являлись коллекторами.

Нормирование плотности бурового раствора при проектировании скважины для вскрытия терригенного комплекса было осуществлено по поровым давлениям глинистых пород.

При этом было принято, что пластовые давления коллекторов, контролирующих поровые давления глинистых пород, являются областью стока отжимаемых вод при уплотнении глин.

Величины пластовых (поровых давлений) определялись гидрогеологическими особенностями, как самого пласта-коллектора, так и состоянием его зоны питания и разгрузки.

Однако наиболее точные и полные данные обеспечивала обработка результатов ГИС с достижением точности определения пластовых (поровых) давлений до 4%.

В условиях шарьяжной структуры в интервале и больших диаметров скважины, представленной аллохтоном, определение пластовых и поровых давлений по данным ГИС являлось проблематичным, без привлечения данных станции геолого-технологического контроля.

Выполненный комплекс исследований и контроля при бурении терригенных отложений аллохтона позволил установить, что проектные значения плотности бурового раствора отвечали принятым значениям пластовых (поровых) давлений при бурении интервала 50 – 3360 м.

Нормирование плотности бурового раствора для вскрытия солей в проектных решениях исходило из условий интервала их залегания 3080 – 3570 м в диапазоне температур от 80 °С до 90 °С и литологии – каменная соль и при проектировании осуществлялось по СТО ОАО «Газпром», что определило необходимость использования плотности бурового раствора 1650 кг/м³.

Для уточнения плотности бурового раствора в интервале залегания хемогенных отложений 3369-3384,5 м были проведены химико-аналитические исследования отобранного шлама при бурении и геофизические исследования для определения термобарических условий залегания галогенных солей и их плотности.

Выполненные исследования позволили установить, что галогенные соли в основном представлены сильвинитом с большим содержанием вмещенных пород различной литологии (глинистые породы, сульфаты).

Полученные данные по петрографическому составу хемогенных отложений позволили установить, что необходимая плотность бурового раствора должна составлять не выше 1600 кг/м³ (таблица 4.1.2).

Таблица 4.1.2 – Расчет плотности бурового раствора на пласт при минимальной устойчивости галогенных солей на скважине № 1-П Шахринав

Глубина, м	Горное давление, МПа	Температура пласта, К	Содержание галогенных пород, д.е.	Содержание галита, д.е.	Содержание сильвина, д.е.	Плотность бурового раствора, кг/м ³
3382	81,84	361,27	0,670	0,6	0,4	1597

Отмеченные осложнения при бурении скважины определялись следующими видами (таблица 4.1.3).

Таблица 4.1.3 – Осложнения при бурении скважины № 1-П Шахринав

Интервал, м	Вид осложнения	Количество зон	Толщина пластов по данным ГИС, м	Коэффициент удельной приемистости м ³ /с·МПа	Скважность, д.е.
1600 - 3360	Осыпи и обвалы	Интервал: 1600 – 3000 м	-	-	-
2851 - 3178	Поглощение	8	1,6 – 7,7	0,00204 - 0,00305	0,00705- 0,00950
3236 - 3292		2	5,8 – 7,4	0,0470 - 0,0533	0,018-0,019
Рапопроявления					
Интервал, м	Вид осложнения	Количество зон	Толщина пластов по данным ГИС, м	Дебит, м ³ /с	Скважность, д.е.
3445 - 3545	Рапопроявление	4	4 - 5	0,00033-0,00066	0,00039- 0,0049
5525 - 5527	Водопроявление из трещинных аргиллитов	1	2	0,0004	0,01

Осложнение ствола скважины при бурении под первую промежуточную колонну 324 мм было обусловлено как наличием тонких пропластков гипсов, так и постановкой скважины на консервацию, при вскрытых терригенных отложений без перекрытия их обсадной колонной по организационным причинам.

При этом общее время открытых терригенных отложений значительно превысило расчетное время обеспечения устойчивости глинистых пород при выбранном способе ингибирования.

С целью гидроочистки ствола скважины были использованы прокачки сверхтяжелых, как не стабилизированных, так и стабилизированных технологических жидкостей плотностью $2550 - 2750 \text{ кг/м}^3$ в объеме от 12 до 18 м^3 , что обеспечивало вынос обвального шлама до $4,5 \text{ м}^3$ и позволяло осуществлять нормальное углубление скважины в течение 10-12 суток.

Поглощения буровых растворов с коэффициентами удельной приемистости $0,00204 - 0,00305 \text{ м}^3/\text{с}\cdot\text{МПа}$ зон были ликвидированы установкой объемов до $30 - 40 \text{ м}^3$ бурового раствора с наполнителем на равновесие при растекаемости по конусу $18 - 20 \text{ см}$, остановкой скважины в покое и её долива через 2 часа стоянки. При этом в качестве наполнителя был использован асбест марки А5 и А6.

Поглощения буровых растворов с коэффициентами удельной приемистости $0,0147 - 0,0433 \text{ м}^3/\text{с}\cdot\text{МПа}$ были ликвидированы по технологии изоляции зон с коэффициентами удельных приемистости $0,00204 - 0,00205 \text{ м}^3/\text{с}\cdot\text{МПа}$ с последующей установкой цементных мостов на равновесие высотой по $80 - 100 \text{ м}$ от подошвы поглощающего пласта.

Встреченные зоны рапопроявления в трещинных ангидритах характеризовались низкими дебитами, скважностью пород и близостью фактической раскрытости трещин к размеру частиц цементного раствора, что затрудняло достижение надёжности изоляционного экрана при тампонаже горных пород коллектора рапы.

Из представленных зон рапопроявлений на глубине 3545 м произошел срыв изоляционного экрана при спуске $244,5 \times 250,8 \text{ мм}$ колонны, что подтвердило актуальность проблемы решения материаловедческой задачи изоляции малодебитных рапопроявлений на больших глубинах и повышенных температурах.

Исследования химического состава проб рапы показали, что по составу рапа относится к хлориднокальциевому типу плотностью 1230 – 1240 кг/м³ при общем содержании катионов до Ca²⁺ и Mg²⁺ 39,4 г/л.

Высокая ионная сила среды рапы приводила к коагуляции и желированию бурового растворов с прочностью структур до нескольких десятков тысяч Паскаль и определяло необходимость проведения дополнительных обработок бурового раствора.

Бурение подсолевой части разреза при вскрытии объектов поиска в интервале 4550-5760 м под эксплуатационную колонну осуществлялось на буровом растворе ингибированном комплексом «полигликоль + гипс» и дополнительно обработанного нейтрализатором сероводорода.

Анализ использования данного состава бурового раствора не обеспечивал достижения номинального ствола скважины, однако природа развития диаметра ствола, как показали геофизические исследования, лежит не в области его ингибирующей способности, а в действии радиальных тектонических напряжениях (рисунки 28, 29, 30).

Во время процесса бурения параметры бурового раствора оставались стабильными, так показатель фильтрации бурового раствора не превышал 3 см³/30мин, для поддержания данного показателя один раз в неделю была необходима добавка 0,05 % реагента Dristemp.

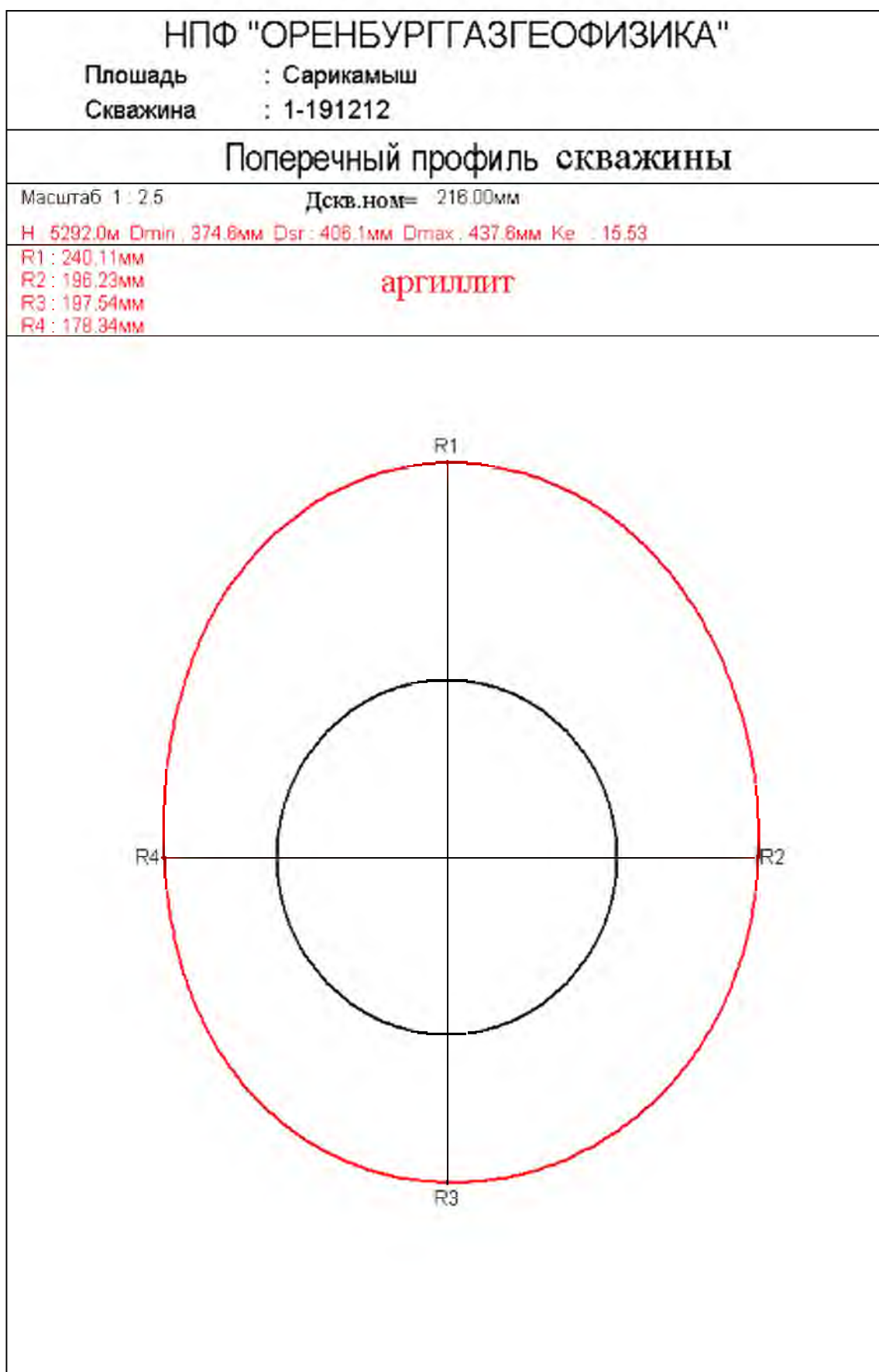


Рисунок 28 – Поперечный профиль скважины (аргиллит)

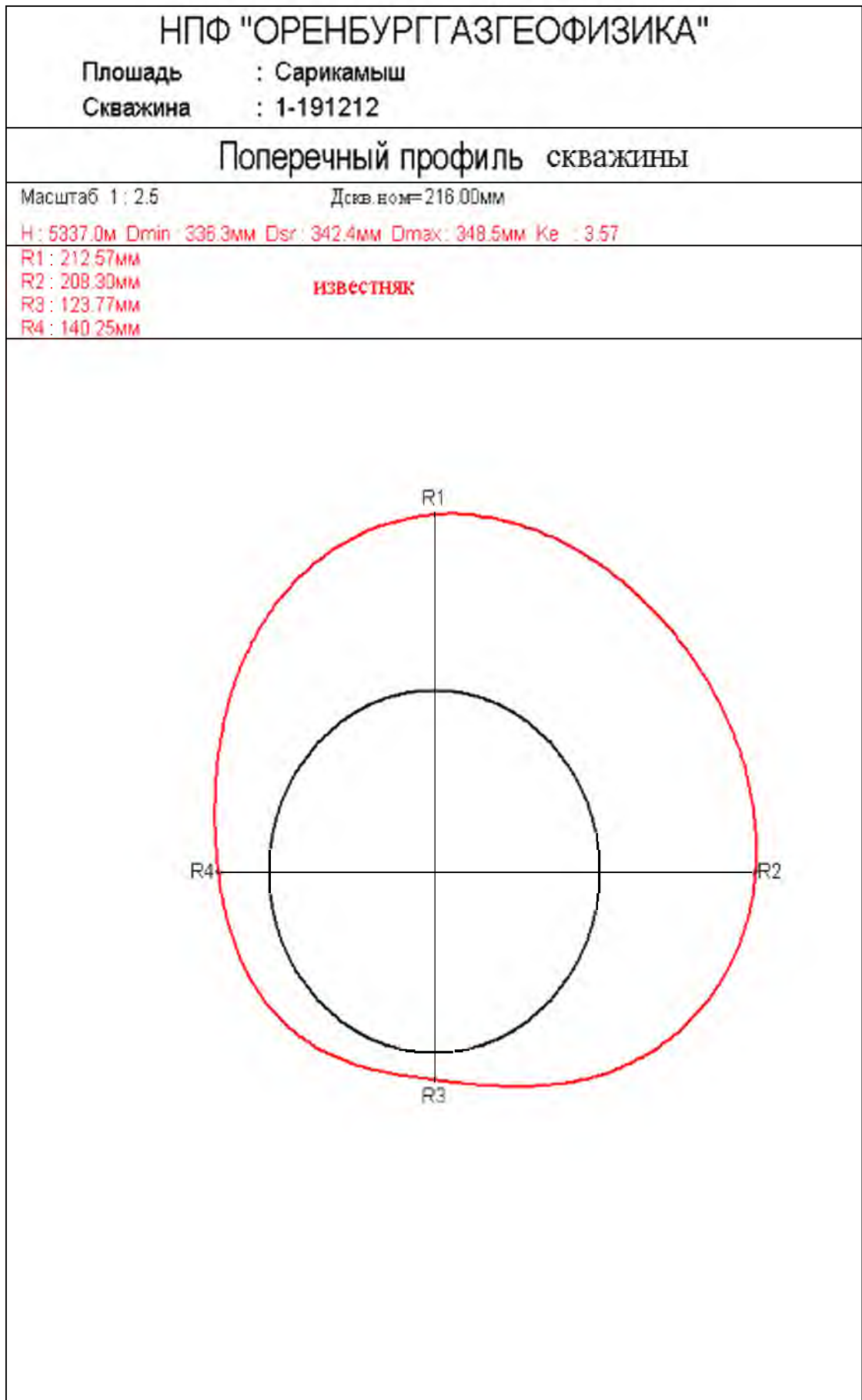


Рисунок 29 – Поперечный профиль скважины (известняк)

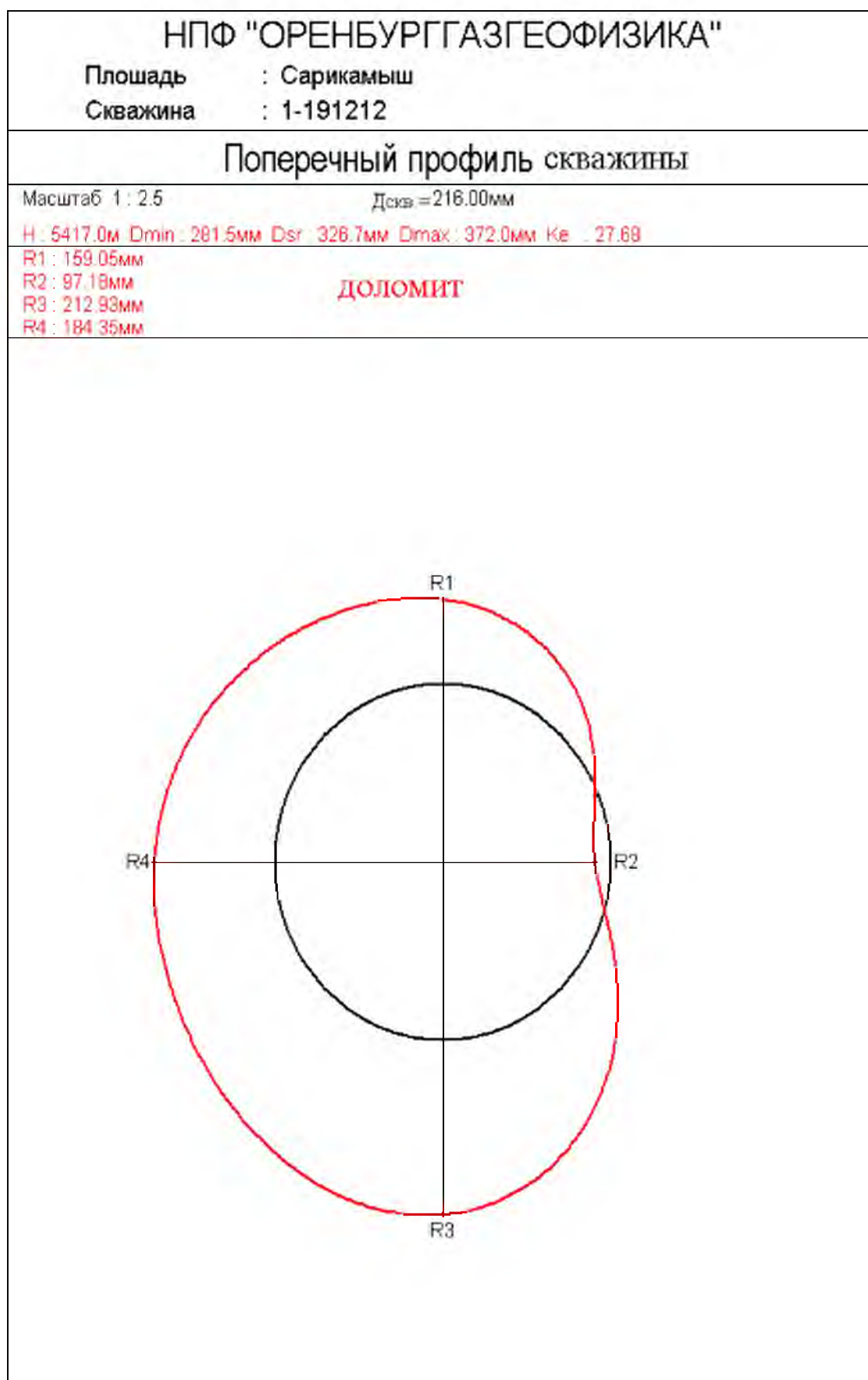


Рисунок 30 – Поперечный профиль скважины (доломит)

Коагуляция и желирование буровых растворов при высоких температурах и попадании пластовых вод хлоркальциевого типа были отмечены на глубине установки башмака 177,8 мм эксплуатационной колонны, что было связано с водопроявлением из трещинных коллекторов аргиллитов VI стадии их категенеза. Водопроявление было ликвидировано установкой силикатной ванны при опрессовке цементного кольца 177,8 – мм колонны.

В дальнейшем коагуляция и желирование были выявлены и при попытке использования бурового раствора при опробовании пластов первого объекта в хвостовике 114,3 м спущенного на глубину 6450 м с температурой забоя 180⁰ С.

Для опробования пластов первого объекта перфорацией были вскрыты пласты в интервалах 6419 – 6416 м; 6414 – 6395,5 м; 6393 – 6383 м; 6380 – 6371,5 м при плотности бурового раствора 1640 кг/м³. Проведение дальнейшего вскрытия пластов первого объекта оказалось безрезультатным в связи с недохождением перфоратора.

При опробовании вскрытых пластов была получена пластовая вода плотностью 1151 кг/м³ хлоркальциевого типа при общем содержании кальция и магния 35,83 г/л, а пластовое давление на глубине 6395 м было оценено в 107 МПа, что предполагало использование промывочной жидкости плотностью 1745 кг/м³.

Выполненные исследования по недопущению коагуляции и желированию промывочной жидкости при высоких температурах и длительных остановках без движения показали, что комплекс основных мероприятий должен включать:

- исключение контакта с пластовыми водами хлоркальциевого типа;
- использование гравитационного барита;
- применение эффективных термостойких понизителей вязкости концентрированных суспензий при оптимальной области рН;
- использование комплексной соли.

Таким образом, по результатам промысловых испытаний, был составлен акт опытной апробации бурового раствора с добавкой полигликоля и гипса ООО «Оренбургской буровой компанией» (Приложение 1).

Согласно нему:

1. В интервале хомогенных отложений отмечалось:

- отсутствие сужение ствола скважины, связанной с вторичной кристаллизацией соли на стенке скважины;

- отсутствие прихватов бурильного инструмента.

2. Был отмечен высокий уровень эффективности применения бурового раствора с использованием комплекса «полигликоль–гипс» в качестве ингибитора набухания глинистых пород. Осыпей и обвалов глинистых пород не наблюдалось.

3. Применение бурового раствора с добавкой глицерина и гипса позволило произвести бурение под 177,8 – мм эксплуатационную колонну в регламентируемый период без перерасхода материалов, реагентов и при отсутствии осложнений.

4.2 Результаты внедрения ингибитора (Полиэколь (полигликоль) + гипс) в составе бурового раствора в интервале 350-3150 м для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины № 1109 Астраханского ГКМ

Опытно-промысловые испытания разработанных составов ингибированных (Полиэколь (реагент на основе полигликолей) + гипс) буровых растворов также были проведены на скважине № 1109 АГКМ.

Проектная глубина данной скважины 4020 м.

Конструкция скважины № 1109 АГКМ приведена в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Конструкция скважины № 1109 АГКМ

Интервал	Наименование колонны
10-350	Кондуктор
350-3600	I Промежуточная колонна
3600-3850	II Промежуточная колонна
3850-3890	Эксплуатационная колонна
3800-4020	Открытый ствол

На скважине № 1109 Астраханского ГКМ специалистами ООО «Сервисный центр «СБМ» проведены опытно – промышленные испытания бурового раствора с добавкой комплексного ингибитора (Полиэколь + гипс) при вскрытии палеогеновых отложений в интервале глубин 350 – 3150 м в температурном диапазоне от 25 °С до 90 °С при значении коэффициента аномальности пластового давления 1,05–1,10.

Используемые на скважине № 1109 АГКМ буровые растворы на основе полигликоля и гипса обеспечили устойчивость глинистых пород в течение 120 суток.

При этом:

- для бурения в глинисто-хемогенной толще и вскрытия объектов поиска углеводородов на скважине был использован буровой раствор на водной основе с ингибиторным комплексом глинистых пород полиэколь – гипс;

- технологические параметры бурового раствора с добавкой полиэколя и гипса во время бурения интервала глинистых отложений были стабильны и соответствовали требованиям проекта;

- осложнений при бурении интервала 350 – 3150 м не отмечено.

По результатам промысловых испытаний бурового раствора с добавкой полиэколя и гипса в интервале 350 – 3150 м отмечается отсутствие прихватов бурильного инструмента и отсутствие сужения ствола скважины вследствие вторичной кристаллизации соли.

Был отмечен высокий уровень эффективности применения бурового раствора с использованием комплекса полиэколь + гипс в качестве ингибитора набухания глинистых пород. Осыпей и обвалов глинистых пород не наблюдалось.

Применение бурового раствора с добавкой глицерина и гипса позволило произвести бурение под первую промежуточную колонну в регламентируемый период без перерасхода материалов, реагентов и при отсутствии осложнений (Приложение 2).

4.3 Экономическая эффективность разработок

Экономический эффект разработок складывается из нескольких составляющих: снижение непроизводительного времени за счет предотвращения заклинки бурильного инструмента, вызванной сужением ствола скважины и экономии утяжелителя за счет оптимизации нормирования плотности бурового раствора.

Примеры расчетов представлены ниже.

На скважине № 174 Акобинской площади 96 часов было потрачено на проработку ствола скважины, вызванной ее сужением, вследствие вторичной кристаллизацией соли. Эксплуатационные суточные затраты буровой установки F-320 составляют 25 тыс. долларов. Соответственно за 4 суток простоя буровой установки F-320 эксплуатационные затраты составят 100 тыс. долларов или 6 млн. рублей.

Экономический эффект от экономии баритового утяжелителя рассчитывается исходя из следующих соображений.

По методике нормирования плотности бурового раствора, описанной в работе, снижение расхода утяжелителя составляет 200 - 400 кг на 1 м³ раствора. При среднем объеме бурового раствора на скважину 400 м³ и стоимости утяжелителя барита 15 тыс. руб/т. экономический эффект на скважину составит:

$$\mathcal{E} = P_b \times C_b \times V_{бр} = 0,4 \times 15000 \times 400 = 2\,400\,000 \text{ руб.},$$

где \mathcal{E} – величина экономического эффекта на одну скважину, руб.;

P_b – перерасход барита, т;

C_b – стоимость барита, руб;

$V_{бр}$ – объем бурового раствора, м³.

Общий экономический эффект работы составляет 8,4 млн. рублей на одну скважину.

Основные выводы

1 Теоретически обоснованы и подтверждены промысловой практикой требования к планированию систем буровых растворов для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины при бурении сверхглубоких скважин.

2 Определены области эффективного применения ингибиторов глинистых пород различных стадий катагенеза и хемогенных отложений морских месторождений широкого спектра литологического состава для профилактики осложнений, снижения затрат на промывку и принадлежности к объекту поиска углеводородов.

3 Геофизическими исследованиями и химико-аналитическими определениями литологического состава галогенных солей подтверждена точность нормирования плотности бурового раствора по жесткопластической модели устойчивости при вскрытии хемогенных отложений большой толщины.

4 Установлена природа сужения ствола скважины при вскрытии хемогенных отложений большой толщины в широком диапазоне термобарических условий и исследована кинетика процесса вторичной кристаллизации.

5 Исследована возможность подавления процесса вторичной кристаллизации путем использования термодинамических основ модификации среды бурового раствора для управления поверхностными силами в системе «буровой раствор – соляная стенка скважины», обоснован тип раствора. (Патент РФ № 2520101).

Список использованных источников

1. Горонович, С. Н. Методы обеспечения совместимости интервалов бурения: монография [Текст] / С.Н. Горонович. – М.: ООО «Газпром экспо». – 2009. – 356 с.
2. Новиков, В.С. Устойчивость глинистых пород [Текст] / В.С. Новиков. – М.: Недра. – 2000. – 273 с.
3. Горонович, С. Н. Регулирование ионообменных процессов при разбуривании терригенно-хемогенного комплекса пород [Текст] / С. Н. Горонович // Газовая промышленность. – 2002. – № 10. – С.77-78.
4. Макарова, С. П. Особенности тектоники кристаллического фундамента Оренбургской области [Текст] / С. П. Макарова, Г. В. Макаров. – Саратов: ВНИИГНИ. – 1973. – Вып. 2.
5. Алиев, М. М. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазодной провинции [Текст] / М. М. Алиев, Г.П. Батанова, Р.О. Хачатрян. – М.: Недра. – 1978. – 216 с.
6. Алексин, А.Г. Особенности размещения и перспективы поисков скопления нефти и газа в ловушках нетрадиционного типа Волго-Урала: особенности геологического строения Волго-Уральского региона: монография [Текст] / А. Г. Алексин. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1994. – ч. 1.
7. Политыкина, М.А. О пластовом строении Оренбургского газоконденсатного месторождения [Текст] / М. А. Политыкина // Геология нефти и газа. – 1980. – № 6. – С. 26-33.
8. Горонович, С. Н. Научное и проектное обеспечение массового строительства скважин в Прикаспийской нефтегазовой провинции [Текст] / С. Н. Горонович. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2002. – № 7.
9. Шпильман, И. А. Геологическое строение Оренбургского газоконденсатного месторождения и перспективы дальнейших геолого-разведочных работ в пределах Яикского свода [Текст] / И. А. Шпильман // Геология нефти и газа. – 1972. – № 7. – С. 1-9.

10. Алиев, М. М. Геология и нефтегазоносность рифейских и вендских отложений Волго-Уральской провинции [Текст] / М. М. Алиев, С.Г. Морозов, И.Е. Постникова. – М.: Недра. – 1977. – 156 с.
11. Жуков, И. М. Перспективы нефтегазоносности зон сочленения Волго-Уральской антеклизы, Предуральского краевого прогиба и Прикаспийской впадины [Текст] / И. М. Жуков // Геология нефти и газа. – 1980. – № 2. – С. 5 – 9.
12. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Оренбургской области в 2008 году». – Оренбург. – 2009.
13. Горонович, С. Н. Природа сужения ствола скважин при вскрытии солей большой толщины [Текст] / С. Н. Горонович, Т. В. Кожина, А. Н. Олейников // НТЖ «Нефтяное хозяйство». – 2014. – № 1. – С. 41 - 43.
14. Дир, У.Д. Породообразующие минералы [Текст] / У.Д. Дир, Р.А. Хауи, Дж. Зусман. – М.: Мир. – 1966. – С. 224-311.
15. Грим, Р. Е.. Минералогия глин. / Перевод с английского, под редакцией и с предисловием В.А. Франк-Каменского [Текст] / Р. Е. Грим. – М.: Иностранная литература. – 1956. – 454 с.
16. Аникеев, К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ [Текст] / К. А. Аникеев. – Л.: Недра. – 1971. – 168 с.
17. Горонович, С.Н. Устойчивость ствола скважины при бурении галогенных пород [Текст] / С. Н. Горонович // НТЖ «Нефтяное хозяйство». – 2008. – № 2. – С. 49–51.
18. Пантелеев, А.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области [Текст] / А. С. Пантелеев, Н. Ф. Козлов, П. И. Постоенко. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство. – 1997. – 270 с.
19. Логвиненко, Н.В. Петрография осадочных пород [Текст] / Н. В. Логвиненко. – М.: Высшая школа. – 1967. – 416 с.
20. Паус, К. Ф. Буровые растворы [Текст] / К. Ф. Паус. – М.: Недра. – 1973. – 303 с.

21. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении [Текст] / В. Д. Гороноднов. – М.: Недра. – 1985. – 280 с.
22. Булатов, А. И. Справочник по промывке скважин [Текст] / А. И. Булатов, Пеньков А. И. – М.: Недра. – 1984. – 317 с.
23. Кистер, Э. Г. Химическая обработка буровых растворов [Текст] / Э. Г. Кистер. – М.: Недра. – 1972. – 391 с.
24. Хуршудов, В. А. Бурение глубоких скважин в надсолевых и солевых отложениях [Текст] / В. А. Хуршудов. – М.: Недра. – 1979. – 240 с.
25. Горонович, С. Н. Буровые растворы строительства поисковой скважины № 1-П Шахринав [Текст] / С. Н. Горонович, Т. В. Кожина, А.Н. Олейников // НТЖ «Бурение и нефть». – 2014. – № 4. – С. 36-39.
26. Горонович, С.Н. Буровые растворы вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой мощности [Текст] / С. Н. Горонович, Т. В. Кожина // НТЖ «Нефть. Газ. Новации». – № 9. – 2014. – С. 58-63.
27. Хомутов, Е. И. Методические особенности определения характеристик сжимаемости загипсованных грунтов с использованием химических реагентов [Текст] / Е. И. Хомутов // Молодёжь и наука: Сборник материалов VI Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных [Электронный ресурс]. – Красноярск: Сибирский федеральный университет. – 2011.
28. Горонович, С. Н. Планирование систем буровых растворов при строительстве сверхглубоких параметрических и поисковых скважин южной зоны Оренбургской области и методы их оперативной корректировки [Текст] / С. Н. Горонович, Д. А. Галян, Н. П. Чадина // РНТС «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – М. – 1999. – № 12. – С. 11 – 16.
29. Горонович, С.Н. Регулирование ионообменных процессов при разбуривании терригенно-хемогенного комплекса пород [Текст] / С. Н. Горонович, Д. А. Галян, Е. А.. Коновалов // «Газовая промышленность». – Москва. – 2002. – № 10. – С. 77-78.

30. Хаин, В.Е. Региональная геотектоника. Внеальпийская Европа и Западная Азия [Текст] / В. Е. Хаин. – М.: Недра. – 1977. – 359 с.
31. Милановский, Е. Е. Геология СССР часть № 1. Нефтеносные и Прикаспийские впадины и с определенных районов [Текст] / Е. Е. Милановский. – М.: Наука. – 1987.
32. Милановский Е. Е Геология России и ближнего зарубежья [Текст] / Е. Е. Милановский. – М.: Издательство МГУ. – 1996 год.
33. Еременко, Н. А. Справочник по геологии нефти и газа [Текст] / под. ред. Н. А. Еременко. – М.: Недра. – 1984. – 480 с.
34. Мирчинко, М. Ф. Словарь по геологии нефти, изд. второе и дополненное [Текст] / под. ред. М. Ф. Мирчинка. – Ленинград: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, ленинградское отделение. – 1958 г.
35. Кузнецов, В. Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: Учебное пособие для вузов [Текст] / В. Г. Кузнецов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2007. – 511с.
36. Тараборин, Д. Г. Радиология нефтегазоносных районов западного Оренбуржья [Текст] / Д. Г. Тараборин. – Оренбург: ГОУ ОГУ. – 2003. – 160 с.
37. Рябоконт, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин [Текст] / С. А. Рябоконт. – Краснодар: Бурение. – 2002. – 274 с.
38. Басарыгин, Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин [Текст] / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2002. – 632 с.
39. Ясов, В. Г. Осложнения в бурении [Текст] / В. Г. Ясов, М. А. Мыслюк. – М.: Недра. – 1991. – 334с.
40. Хемик, В. Е. Прихват бурильной колонны под влиянием перепада давления [Текст] / В. Е. Хемик, А. Д. Лонгли. – М.: ГОСИНТИ. – 1962. – 46 с.
41. Спивак, А. И. Методы оперативного контроля и управления состоянием призабойной зоны пластов при вскрытии продуктивных отложений

на Оренбургском и Карачаганакском газоконденсатных месторождениях: Стандарт объединения, СТО 0159014-19-85 [Текст] / А. И. Спивак, М. Р. Мавлютов, В. Н. Поляков, С. Н. Горонович. – Уфа: УНИ. – 1985.

42. Горонович, С. Н. Крепление скважин в Прикаспийской нефтегазовой провинции [Текст] / С. Н. Горонович, П.Ф. Цыцымушкин // Юбилейный сборник трудов ООО «ВолгоУралНИПИгаз». – Оренбург: ИПК «Газпромпечатъ». – 2002. – С. 54-56.

43. Патент 2213203 Российская Федерация Е 21 В 33/138. Способ уплотнения крепи газовых скважин [Текст] / С. Н. Горонович, П. Ф. Цыцымушкин и др.; патентообладатель ООО «Волго-Уральский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа». – 2001130222/20; заявл. 08.11.01; опубл. 27.09.03. Бюл. № 7.

44. Горонович, С. Н. Способ вскрытия терригенного комплекса пород в условиях проявления термоаномалии [Текст] / С. Н. Горонович, Д. А. Галян, Н. П. Кулагина, П. Ф. Цыцымушкин // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – М: ВНИИОЭНГ. – 2007. – № 9. – С. 23-25.

45. Горонович, С. Н. К вопросу вскрытия хемогенных отложений на Восточно-Песчаной и Песчаной площадях в условиях интервальной их неоднородности [Текст] / С. Н. Горонович, Д. А. Галян // Материалы НТС ОАО «Газпром»: «Пути повышения эффективности и качества строительства скважин. – Тюмень, сентябрь 2003 года. – М.: ИРЦ Газпром. – 2003. – С. 65-72.

46. Горонович, С. Н. Планирование систем буровых растворов при строительстве сверхглубоких параметрических и поисковых скважин Южной Зоны Оренбургской области [Текст] / С. Н. Горонович, Д. А. Галян, Н. П. Чадина и др. // НТС: «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых, газоконденсатных месторождений». – М.: ООО «ИРЦ «Газпром». –1988. – Вып.12. – С. 16-20.

47. Басарыгин, Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – М.: Недра. – 2000. – 680 с.

48. Горонович, С. Н. Технологические аспекты строительства сверхглубоких скважин в условиях хемогенных отложений [Текст] / С. Н. Горонович, В. Н. Степанов, А. В. Ефимов и др. // Нефтяное хозяйство. – № 4. – М.: ЗАО «Издательство Нефтяное хозяйство». – 2006. – С. 102-104.

49. Марморштейн, Л. М. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах [Текст] / Л. М. Марморштейн. – М.: Недра. – 1985. – 190 с.

50. Новиков, В. С. Критерии ингибирующих свойств бурового раствора [Текст] / В. С. Новиков // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 6. – С. 11-15.

51. Горонович, С. Н. Технологические особенности вскрытия каменной соли большой толщины [Текст] / С. Н. Горонович, Д. А. Галян, Т. С. Швец, О. Г. Мязин // Специализированный журнал «Бурение и нефть». – М.: ООО «Бурнефть». – 2010. – № 4. – С. 44–46.

52. Хуршудов В. А. Характерные особенности борьбы с осложнениями в солевых отложениях верхней юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях Восточного Предкавказья [Текст] / В.А. Хуршудов, Д.В. Хуршудов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: № 11, 12. – 2009. – № 1, №2. – 2010 г.

53. Стрелец, Г. А. Опыт крепления скважин в интервалах залегания калийно-магниевых солей: Обз. информ. [Текст] / Г. А. Стрелец, В. К. Чебан, Ю. Г. Еремеев. – М.: ВНИИОНГ. – 1975. – № 1. – С. 17-20.

54. Войтенко, В.С. Управление горным давлением при бурении скважин [Текст] / В. С. Войтенко. – М.: Недра. – 1985. – 181с.

55. Пат. 2520101 Российская Федерация, МПК E21B31/00. Способ предотвращения прихвата бурильного инструмента [Текст] / Горонович С.Н., Олейников А. Н., Кожина Т. В., и др.; патентообладатель ООО «Волго-Уральский науч.-исслед. и проект. ин-т нефти и газа». – 2012140598/03; заявл. 21.09.2012; опубл. 27.03.2014.

56. Городнов, В. Д. Исследования глин и новые рецептуры глинистых растворов [Текст] / В. Д. Городнов. – М.: Недра. – 1975. – 272 с.
57. http://engeco.ru/geofiz_ishedovanie.php
58. Алымова, М. В. Трехмерное многовариантное моделирование строения месторождений нефти и газа с целью снижения геологических рисков [Текст] / М. В. Алымова // НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – 2014. – № 5. – С. 14-15.
59. Масленников, В. И. Литологическое расчленение галогенных отложений комплексом геофизических методов [Текст] / В. И. Масленников // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. Вып. 5-6 (118-119). – 2004. – С. 128-136.
60. Добрынин, В. М. Петрофизика [Текст] / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – М.: Недра. – 1991. – 368 с.
61. Ивакин, Б. Н. Акустический метод исследования скважин [Текст] / Б. Н. Ивакин, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов. – М.: Недра. – 1978. – 320 с.
62. Горонович, С.Н. Геофизическое обеспечение проводки глубоких скважин в терригенно-хемогенных отложениях [Текст] / С. Н. Горонович, В.И. Масленников, Т.В. Кожина // НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». 2014. – № 5. – С. 21-25.
63. Городнов, В. Д. Буровые растворы [Текст] / В. Д. Городнов. – М.: Недра. – 1985. – 206 с.
64. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении [Текст] / В. Д. Городнов. – М.: Недра. – 1984. – 229 с.
65. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении [Текст] / В. Д. Городнов. – М.: Недра. – 1977. – 280 с.
66. Городнов, В.Д. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов [Текст] / В. Д. Городнов., В. Н. Тесленко и др. – М.: Недра. – 1971. – 204 с.

67. Чегодаев, Ф. А. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика [Текст] / Ф. А. Чегодаев, З. З. Шарафутдинов, Р. З. Шарафутдинова. – СПб: НПО «Профессионал». – 2007. – 416 с.

68. Кошелев, В. Н. Обеспечение устойчивости глинистых отложений за счет применения ингибированных буровых растворов [Текст] / В.Н. Кошелев, Б.А. Растегаев, А.С. Добросмыслов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: ВНИИОЭНГ. – 2008. – №3. – С. 30-34.

69. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст] / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли: пер. с англ. – М.: Недра. – 1985. – 509 с.

70. Горонович, С. Н. Влияние реагента с высокополярным гидрофильным анионом на процесс вторичной кристаллизации соли на стенке скважины [Текст] / С. Н. Горонович, Т.В. Кожина, А.Н. Олейников // г. Новосибирск.: Материалы всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. 2013. – С. 336-338.

71. Мавлютов, М. Р. Технология бурения глубоких скважин [Текст] / М. Р. Мавлютов, Л. А. Алексеев, К. И. Вдовин. – М.: Недра. – 1982. – 287 с.

72. Рязанов, Я. А. Справочник по буровым растворам [Текст] / Я. А. Рязанов. – М.: Недра. – 1979. – 215 с.

73. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам [Текст] / Я. А. Рязанов. – Оренбург: «Летопись». – 2005. – 663 с.

74. Лукманов, Р. Р. Повышение устойчивости горных пород при больших зенитных углах скважины [Текст] / Р. Р. Лукманов, Э. В. Бабушкин, Р. З. Лукманова, В. Н. Попов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – №8. – С. 34-37.

75. Улиаш, М. Разбуривание глинисто-сланцевых пород с учетом продуктивных горизонтов при использовании новых систем промывочных растворов [Текст] / М.Улиаш, Я. Худоба, З. Херман. – Краков: институт Нефти и Газа.

76. Горонович, С.Н. Влияние добавки многоатомных спиртов на набухаемость глин в пресных, моносоловых и полисоловых системах [Текст] / С. Н. Горонович, Т.С. Швец, А.Н. Олейников, Т.В. Гамбург (Кожина) и др. // М.: ОАО «ВНИИОНГЭ», НТЖ «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». 2012. – № 8. – С. 14-15.

77. Руководство по эксплуатации тестера продольного набухания в динамическом режиме с компактором с изменениями от 07.08.2007 г. OFI Testing equipment Inc.

78. ОАО «Газпром». Стандарт организации. Буровые растворы. Методика выполнения измерений коэффициента набухания глин и глинопорошков. СТО Газпром 2-3.2-020-2005. – М. – 2005.

79. Яворский, В. А. Планирование научного эксперимента и обработка экспериментальных данных [Текст] / В. А. Яворский. – М.: МФТИ. – 2006. – 44 с.

80. Гусейнзаде, М. А. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности [Текст] / М. А. Гусейнзаде, Э. В. Калинина, М. Б. Добкина. – М.: Недра. – 1979. – С. 13 - 26; 303 - 310.

81. Пустыльник, Е. И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений [Текст] / Е. И. Пустыльник. – М.: Наука, 1968. – С. 252-268, 288.

82. Игнатов, В. И. Организация и проведение эксперимента в бурении [Текст] / В. И. Игнатов. – М.: Недра. – 1978. – С. 11-39.

83. Гордон, А. Спутник химика [Текст] / А. Гордон, Р. Форд. – М.: Мир. – 1976. – 541 с.

84. Валяшко, М. Г. Методы анализа растворов и солей [Текст] / М. Г. Валяшко. – Ленинград-Москва: Госхимиздат. – 1950. – 162 с.

85. Витвицкий, В. В. Исследование сульфатно-кальциевого и карбонатного равновесий в подземных водах палеозойских отложений Куйбышевского Поволжья и Башкирского Приуралья: дис. канд. техн. наук [Текст] / В. В. Витвицкий. – М. – 1976. – 192 с.

86. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ от 12.03.2013 № 101, Зарегистрирован Минюстом России 19 апреля 2013 г. Регистрационный № 28222.

87. Мухин, Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков [Текст] / Ю. В. Мухин. – М.: Недра. – 1965. – 200 с.

88. Александров, Б. Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах [Текст] / Б. Л. Александров. – М.: Недра. – 1987. – 216 с.

89. Патент 2166613 E21B33/138 Российская Федерация. Способ уплотнения крепи газовых скважин [Текст] / П. Ф. Цыцымушкин, С. Н. Горонович, и др.; патентообладатель ООО «Волго-Уральский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа». – 98118177/03; заявл. 02.10.98; опубл. 10.05.01.

90. Степанов, В. Н. Разработка и исследование технологий ликвидации поглощений буровых растворов: Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук, специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин [Текст] / В. Н. Степанов. – Тюмень. – 2007.

91. СТО Газпром 2-3.2-299-2009. ОАО «Газпром». Стандарт организации. Строительство скважин в хемогенных отложениях. – М. – 2009.

92. Киреев, В.А. Курс физической химии [Текст] / В. А. Киреев. – М.: Химия. – 1975. – 776 с.

93. Горонович, С. Н. Термодинамические основы планирования составов буровых растворов для вскрытия солевых отложений большой толщины [Текст] / С. Н. Горонович, Т.В. Кожина, А.Н. Олейников // НТЖ «Нефтяное хозяйство». 2014. – № 11. – С.107-109.

94. Мельников, Н. В. Справочник (кадастр) физических свойств горных пород [Текст] / под ред. Н. В. Мельникова. – М.: Недра. – 1975. – 279 с.

95. Реутов, О. А. Органическая химия, часть 2 [Текст] / О. А. Реутов, А. Л. Курц, К. П. Бутин. – М.: Бином. – 2012. – 623 с.

96. Ким, А. М. Органическая химия [Текст] / А. М. Ким. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство. – 2002. – 976 с.
97. Смирнов А. А. Трехмерное геометрическое моделирование [Текст] / А. А. Смирнов. – М.: МГТУ. – 2008. – 40 с.
98. ГОСТ 1756-2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. – Минск. – 2005.
99. Сталагмометр СТ – 2, руководство по эксплуатации. – Уфа. – 2006.
100. ГОСТ 23904 – 79 Пайка. Метод определения смачивания материалов припоями. – Москва. – 1985.



ООО "ОРЕНБУРГСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ"

ООО "ОБК" (Оренбургский юр адрес: 460027 г. Оренбург, ул. Докучаева 3-ий проезд, 3
 (Псковский) адрес: 480000 Г.П. в Оренбург, ул. Докучаева 3-ий проезд, 3
 Телефон: (3532) 37-55-50, факс: (3532) 37-55-19; e-mail: obk@orenbk.ru, orenbk@mail.ru; www.orenbk.ru



Утверждаю:

Технический директор ООО «ОБК»

А.В. Ефимов

« 20 » август 2014 г.

Акт

Применения глицерина в составе бурового раствора в интервале хемогенных отложений для предотвращения вторичной кристаллизации соли на стенках скважины № 1-П структуры Шахринав лицензионной площади Сарикамыш Республики Таджикистан

Комиссия в составе:

Председатель комиссии:

Иконников С.Е - главный технолог ООО «Оренбургская буровая компания»

Члены комиссии:

Киселев Е.И – начальник ГО ООО «Оренбургская буровая компания»

Арчибасов П.В – начальник ТО ООО «Оренбургская буровая компания», составила настоящий акт о том, что специалистами ООО «Оренбургская буровая компания» проведены опытно – промышленные испытания бурового раствора с добавкой глицерина при вскрытии хемогенных отложений на скважине № 1- П Шахринав в интервале глубин 3369-3570 м в температурном диапазоне от 87,43 °С до 91,22 °С и горном давлении от 81,53 МПа до 84,6 МПа, а также вскрытия объектов поиска до проектной глубины 6450 м при температуре до 180° С.

Комиссия отмечает, что:

- для уточнения плотности бурового раствора в интервале залегания хемогенных отложений 3369-3384,5 м были проведены химико-аналитические исследования отобранного шлама при бурении и геофизические исследования для определения термобарических условий залегания галогенных солей и их плотности, на основании чего было выполнено нормирование плотности бурового раствора до 1600 кг/м³ для солей, представленных сиддвинитами;
- для вскрытия объектов поиска углеводородов на скважине после перекрытия хемогенных отложений был использован буровой раствор на

водной основе с ингибиторным комплексом глинистых пород глицерин – гипс;

- использование в качестве среды технической воды позволило получить удельное сопротивление бурового раствора, равное 1,8 Ом/м и обеспечить, в отличие от ингибирования солями калия (0,15 Ом/м), информативность всех методов геофизических исследований при вскрытии объектов поиска;
- технологические параметры бурового раствора с добавкой глицерина и гипса во время бурения интервала хомогенных отложений и вскрытия интервалов поиска были стабильны и соответствовали требованиям проекта;
- течение солей при использовании расчетной плотности солей не отмечено.

Выводы и рекомендации:

1. По результатам промысловых испытаний бурового раствора с добавкой глицерина в интервале хомогенных отложений отмечается:

- отсутствие течения солей и сужений ствола скважины, связанных с вторичной кристаллизацией соли на стенке скважины;
- отсутствие прихватов бурильного инструмента.

2. Был отмечен высокий уровень эффективности применения бурового раствора с использованием комплекса глицерин-гипс в качестве ингибитора набухания глинистых пород. Осыпей и обвалов глинистых пород не наблюдалось.

3. Применение бурового раствора с добавкой глицерина и гипса позволило произвести бурение под 177,8 – мм эксплуатационную колонну и ниже до проектной глубины в регламентируемый период без перерасхода материалов, реагентов и при отсутствии осложнений.

Главный технолог

Начальник ГО

Начальник ТО

Иконников С.Е.

Киселев Е.И.

Арчибасов П.В.



ООО "ОРЕНБУРГСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ"

Отзыв

на применение бурового раствора в интервале хемогенных отложений для предотвращения вторичной кристаллизации соли на стенках скважины № 1-П структуры Шахринав лицензионной площади Сарикамыш Республики Таджикистан

Общей практикой вскрытия хемогенно-территенных отложений большой толщины при бурении сверхглубоких скважин в широком диапазоне термобарических условий является применение соленасыщенных, ингибированных буровых растворов на водной основе.

Вскрытие хемогенных отложений на скважине № 1- П структуры Шахринав было осуществлено в интервале глубин 3369 – 3570 м в температурном диапазоне от $87,43^{\circ}\text{C}$ до $91,22^{\circ}\text{C}$ и горном давлении от 81,53 МПа до 84,6 МПа.

Нормирование плотности бурового раствора для вскрытия солей в проектных решениях исходило из условий интервала их залегания 3080 – 3570 м в диапазоне температур от 100°C до 115°C и горного давления от 73,9 МПа до 83,7 МПа, с принятием в соответствии с СТО ОАО «Газпром», литологии – каменная соль. Это определило необходимость использования плотности бурового раствора 1650 кг/м^3 .

Для уточнения плотности бурового раствора в интервале залегания хемогенных отложений 3369-3384,5 м были проведены химико-аналитические исследования отобранного шлама при бурении и геофизические исследования для определения термобарических условий залегания галогенных солей и их плотности.

Выполненные исследования позволили установить, что галогенные соли в основном представлены сильвинитом с большим содержанием амесенных пород различной литологии (глинистые породы, сульфаты).

Полученные данные по петрографическому составу хемогенных отложений и геофизических исследований позволили установить, что необходимая плотность бурового раствора должна составлять 1600 кг/м^3 , несмотря на меньшую устойчивость сильвинита.

Для исключения сужения ствола скважины, связанной с вторичной кристаллизацией соли на стенке скважины при разбуривании хемогенных отложений, был использован буровой раствор ингибированный глицерином при расчетной добавке его по термодинамическому уравнению Томсона. Это исключило прихваты бурильного инструмента, а также позволило однозначно определять устойчивость галогенных отложений и необходимость повышения плотности буровых растворов.

Технологические параметры бурового раствора с добавкой глицерина во время бурения интервала хемогенных отложений были стабильны и соответствовали требованиям проекта.

Для вскрытия объектов поиска углеводородов на скважине после перекрытия хемогенных отложений был использован буровой раствор на водной основе с

ингибиторным комплексом глинистых пород глицерин – гипс. Использование в качестве среды технической воды позволило получить удельное сопротивление бурового раствора, равное 1,8 Ом/м и обеспечить, в отличие от ингибирования солями калия (0,15 Ом/м), информативность всех методов геофизических исследований при вскрытии объектов поиска.

Следует отметить высокий уровень эффективности применения данного бурового раствора при использовании комплекса глицерин – гипс, как в качестве ингибитора набухания глинистых пород морских месторождений, так и сохранения целостности массива приствольной зоны путем исключения растворимости вмещенных тонких пропластков гипсов.

Высокая ингибирующая способность бурового раствора с добавкой глицерина и гипса подтверждена лабораторными исследованиями, которые показали возможность обеспечения устойчивости глинистых пород в течение 117 суток.

Применение бурового раствора с добавкой глицерина и гипса позволило произвести бурение под 177,8 - мм эксплуатационную колонну в регламентируемый период без перерасхода материалов, реагентов и при отсутствии осложнений.

Технический директор
ООО «Оренбургская буровая
компания»



Ефимов А.В.

Дата и печать

18.03.14

2 экз



ООО «Сервисный Центр СБМ»

СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР СБМ



Утверждаю
 Главный технолог
 ООО «Сервисный Центр «СБМ»
 В.П. Позиндученко
 «10» декабря 2014 г.

Акт
 Применения комплексного ингибитора (полиэкокл. + гипс) в составе бурового раствора в интервале 350 – 3150 м для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины № 1109 Астраханского ГКМ

г. Москва

«10» декабря 2014 г.

Настоящим Актом подтверждается, что в период с «21» сентября 2013 г. по «19» декабря 2013 г. специалистами ООО «Сервисный центр «СБМ» проведены опытно-промышленные испытания бурового раствора с добавкой комплексного ингибитора (полиэкокл. + гипс) при вскрытии палеогеновых отложений на скважине № 1109 Астраханского ГКМ в интервале глубины 350 - 3150 м и температурном диапазоне от 25 °С до 90 °С и при значении коэффициента аномальности пластового давления 1,05 – 1,10.

Для бурения в глинисто-хемогенной толще и вскрытия объектов поиска углеводородов на скважине был использован буровой раствор на водной основе с ингибиторным комплексом глинистых пород полиэкокл. – гипс.

Технологические параметры бурового раствора с добавкой полиэкокла и гипса во время бурения интервал глинистых отложений были стабильны и соответствовали требованиям проекта.

Осложнений при бурении интервала 350 - 3150 м не отмечено.

Выводы и рекомендации:

1. По результатам промысловых испытаний бурового раствора с добавкой полиэкокла и гипса в интервале 350 - 3150 м отмечается отсутствие прихватов бурового инструмента.
2. Был отмечен высокий уровень эффективности применения бурового раствора с использованием комплекса полиэкокл-гипс в качестве ингибитора набухания глинистых пород. Осыпей и обвалов глинистых пород не наблюдалось.
3. Применение бурового раствора с добавкой полиэкокла и гипса позволило произвести бурение под первую промежуточную колонку в регламентированный период без перехода материалов, реагентов и при отсутствии осложнений.

Ведущий инженер-технолог
 ООО «Сервисный Центр СБМ»

Журавлева М.В.