

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»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Москва – 2015

Работа выполнена в лаборатории бурения и промывочных жидкостей ООО «Волго-Уральский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа».

Научный руководитель доктор технических наук,
Горонович Сергей Николаевич

Официальные оппоненты **Беленко Евгений Владимирович**
доктор технических наук, заместитель
генерального директора по новым технологиям
ООО «Национальный буровой сервис».

Ефимов Николай Николаевич
кандидат технических наук, начальник отдела
крепления и РИР
ООО «НПК «Спецбурматериалы»

Ведущая организация ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»

Защита состоится 17 апреля 2015 года в 10:00 на заседании диссертационного совета Д 002.059.04 при Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте машиноведения им. А. А. Благонравова Российской академии наук (ИМАШ РАН) по адресу:
г. Москва, 119334, ул. Бардина, д. 4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ИМАШ РАН по адресу: 119334, г. Москва, ул. Бардина, д. 4, www.imash.ru.

Автореферат разослан 17 марта 2015 года.

Ученый секретарь диссертационного совета
кандидат технических наук



Г.Н. Гранова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований. 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 является сложной проблемой.

Бурение сверхглубоких поисковых скважин в этих районах осуществляется в широком диапазоне термобарических условий, что предполагает наличие разнообразных видов осложнений. Это обусловлено, прежде всего, стадиями категенеза глинистых пород, различной физико-химической природой хемогенных отложений, разوناпорностью пластов в терригенных отложениях на склонах солевых штоков, 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 разوناпорность пластовых (поровых) давлений, обусловленных проявлением соляно-купольной 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.

Эффективность решения задач снижения затрат на осложнения в процессе бурения терригенно-хемогенных отложений большой толщины, во многом определяется научным обоснованием выбора типа, состава и параметров буровых растворов, а также учета процессов протекающих в системе «буровой раствор – горная порода».

При углублении сверхглубоких скважин с повышением давления и температуры происходит изменение минералогического состава глинистых пород, пористости, содержания воды, потеря свойств покрышек и проявление

свойств трещинных коллекторов. Породы галогенных солей и кристаллогидраты с повышением температуры снижают свои механические свойства, а также увеличивают растворимость в среде буровых растворов на водной основе.

Процесс промывки скважины в этих условиях должен не только обеспечивать устойчивость ее стенок, но и предотвращать сужение ствола скважины при оптимальной плотности бурового раствора в совместимом интервале бурения.

Для учета процессов, протекающих в среде бурового раствора при бурении терригенно-хемогенных отложений большой толщины необходима аналитическая проработка механизма взаимодействия буровых растворов с породами терригенно-хемогенного комплекса, изучение их физико-химической природы с целью выработки решений профилактики осложнений.

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.

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 кристаллизации 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.

Методы решения поставленных задач. В представленной диссертации исследования 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.

Практическая значимость работы.

1 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.

2 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 180 °С.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы неоднократно докладывались и обсуждались на научно-технических конференциях, в том числе на:

- научно-технических совещаниях в ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «ВолгоУралНИПИГаз», ООО «Оренбургская нефтяная компания», ЗАО «Зарубежнефтегаз», филиале «Оренбург бурение», ЗАО «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 «Трофимуковские 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 теме диссертации опубликовано 8 научных работ, в том числе один патент РФ, 5 статей в изданиях, рекомендованных ВАК.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, выводов и рекомендаций и 2 приложений. Работа изложена на 150 страницах, включает 30 рисунков, 35 таблиц. Библиографический список включает 100 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы диссертационной работы и представлены ее основные положения.

В первой главе дан анализ горно-геологических условий строительства сверхглубоких скважин в условиях терригенно-хемогенных отложений большой толщины (на примере Северного борта Прикаспийской синеклизы, Уральского краевого прогиба и Республики Таджикистан), определены требования к информационному обеспечению для дальнейшей разработки составов буровых растворов для данных условий бурения.

Показан большой вклад в разработку составов буровых растворов и технологий борьбы с осложнениями и авариями при вскрытии терригенно-хемогенных отложений большой толщины морских месторождений, внесенный отечественными исследователями Кистером Э. Г., Городновым В. Д., Булатовым А.И., Ангелопуло О. К., Жуховицким С. Ю., Паусом К. Ф., Пеньковым А. И., Новиковым В.С.

Среди зарубежных исследователей следует отметить Рождерса В.Ф., Грейя Дж. Р., Дарли Г.С.Г. и других.

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 бурении соленосных отложений большой толщины зачастую возникают осложнения, связанные с сужением ствола скважины в интервале залегания солей, что может быть вызвано процессом вторичной кристаллизации соли на стенках скважины.

Особенностью рассматриваемых геологических разрезов терригенно-хемогенного комплекса является наличие терригенных пород в отложениях хемогенных (соляных) пород, для устойчивости которых рекомендованы комплексные ингибиторы в составе буровых растворов.

Так на скважине № 1 – П Шахринав переход на ингибитор устойчивости глин полигликоль + гипс был обусловлен накоплением гипса в составе бурового раствора при бурении под промежуточные колонны 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.

Горно-геологические условия залегания терригенно-хемогенных отложений при бурении сверхглубоких скважин определяются параметрами, основными из которых являются литология, глубины залегания, температурные условия, плотность горных пород, градиенты пластовых (поровых) давлений и гидроразрыва пород.

Точность определения этих параметров необходима при проектировании буровых растворов по совместимым интервалам бурения, проводки и крепления скважины.

Наиболее точные оценки горно-геологических условий залегания пород геологического разреза для проектирования и строительства сверхглубоких скважин получают по геофизическим исследованиям, новые возможности которых показаны в работе.

Бурение сверхглубоких скважин на подсолевые отложения характеризуется большим разнообразием видов осложнений, эффективная

профилактика и ликвидации которых определяется уровнем геофизического обеспечения.

В работе показано, что свойства терригенных пород, слагающих стенки скважины, связаны с условиями их формирования и зависят от стадий катагенеза и метаморфизма, а в хемогенных породах определяются литологическим составом.

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

До разработки технологий изучения литологии хемогенных отложений геофизическими методами, в основном использовались химико-аналитические исследования, основанные 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 диссертации.

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-II 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 1.

Таблица 1 – Отклонение плотностей 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	355,0	2078	0,0023	0,845	-34,24
4979	98,90	355,8	1988	0,0885	0,883	-15,44
5036	100,10	356,2	2039	0,0530	0,931	-0,19
5106	101,70	357,1	1971	0,0844	0,881	-0,002
5127	102,10	357,3	1967	0,0785	0,860	-10,99
5138	102,40	357,5	1986	0,0530	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. Это 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.

Во второй главе дано теоретическое и практическое обоснование типов буровых растворов вскрытия терригенных отложений большой толщины, нормирование их плотности по совместимым интервалам бурения, исследован комплексный ингибитор «гипс – полигликоль» глинистых пород морских месторождений, а также технологии борьбы с осложнениями при вскрытии глинистых пород различных стадий катагенеза.

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

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

Несмотря на огромный объем проведенных исследований и успехи практического применения, для контроля набухания глинистых пород, предложена система планирования использования ингибиторов.

Как показывает анализ бурения поисковых сверхглубоких скважин в терригенно-хемогенных отложениях большой толщины, данный вопрос требует более обоснованных подходов.

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).

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

Проведенные лабораторные исследования и промысловые данные позволили установить, что комплексный ингибитор «гипс – полигликоль» исключает рост ионной силы среды при ионно-обменных процессах. Это позволило обеспечить снижение расхода реагентов, стабильность технологических параметров бурового раствора и сократить затраты времени на вторичную обработку при бурении.

Сравнительная оценка влияния исследуемого комплексного ингибитора гипс + полигликоль на величину набухания глинистого материала со скважины № 1 – П Шахринав, проводилась по коэффициенту набухания образцов глины согласно СТО ОАО «Газпром» 2-3.2-020-2005 (рисунок 1).



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

Примечание: Полиэколь – реагент НПО «Полицелл» на основе полигликолей.

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.

Проведенными измерениями удельного сопротивления бурового раствора при использовании комплексного ингибитора «гипс – полигликоль», была установлена возможность использования всех методов геофизических исследований, что является важнейшим условием при наличии в терригенном разрезе объекта поиска углеводородов.

Результаты измерений удельного сопротивления буровых растворов при использовании различных ингибирующих добавок представлены на рисунке 2.

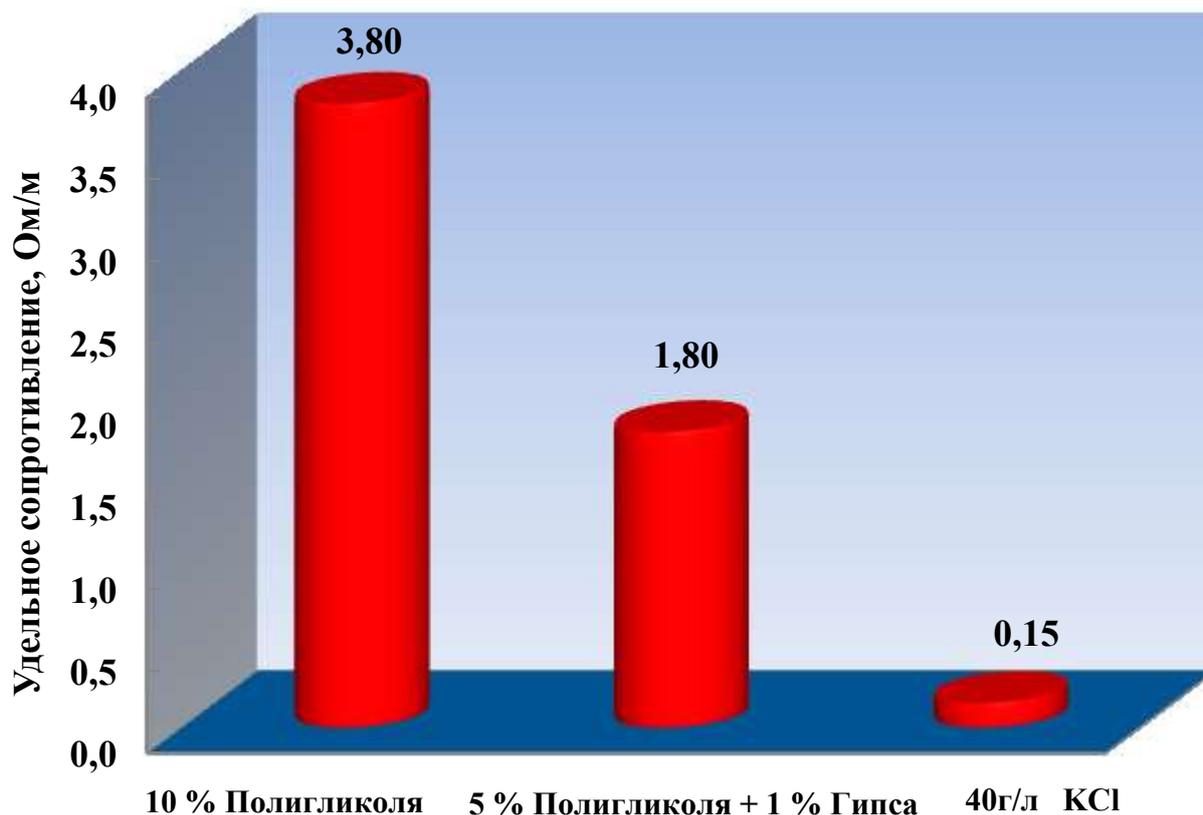


Рисунок 2 – Влияние ингибирующих добавок на удельное сопротивление бурового раствора

Кавернообразование и обвалы ствола скважин при вскрытии терригенных отложений зачастую связаны не только с набуханием глинистых пород, но и с переслаиванием растворимых пород.

Предполагаемый процесс выщелачивания (растворения) гипса косвенно подтверждался при анализе на содержание сульфат-иона фильтрата бурового раствора при бурении под первую промежуточную колонну поисковой скважины № 1-П Шахринав в диапазоне температур до 42 °С.

В терригенно - хемогенных отложениях при наличии пластов полигалитов, представленных сульфатами катионов кальция, магния и калия, при использовании соленасыщенных буровых растворов с ингибированием хлористым калием приводило к катастрофическим осыпям и тяжелым авариям при выщелачивании сульфата калия и набухания сульфата кальция представленного гипсом. Проблема обеспечения устойчивости полигалитов

была решена путем замены хлористого калия на сульфат калия в концентрации до насыщения.

Нормирование плотности бурового раствора для вскрытия терригенных отложений осуществлялось по требованиям нормативных документов. При этом, наибольшие сложности при планировании плотности буровых растворов для вскрытия терригенных отложений возникают в разрезах осложненных соляно-купольной тектоникой, что определяется большой разнапорностью пластовых и поровых давлений в терригенных отложениях на склонах солевых штоков, а также большими углами падения пластов (рисунок 3).

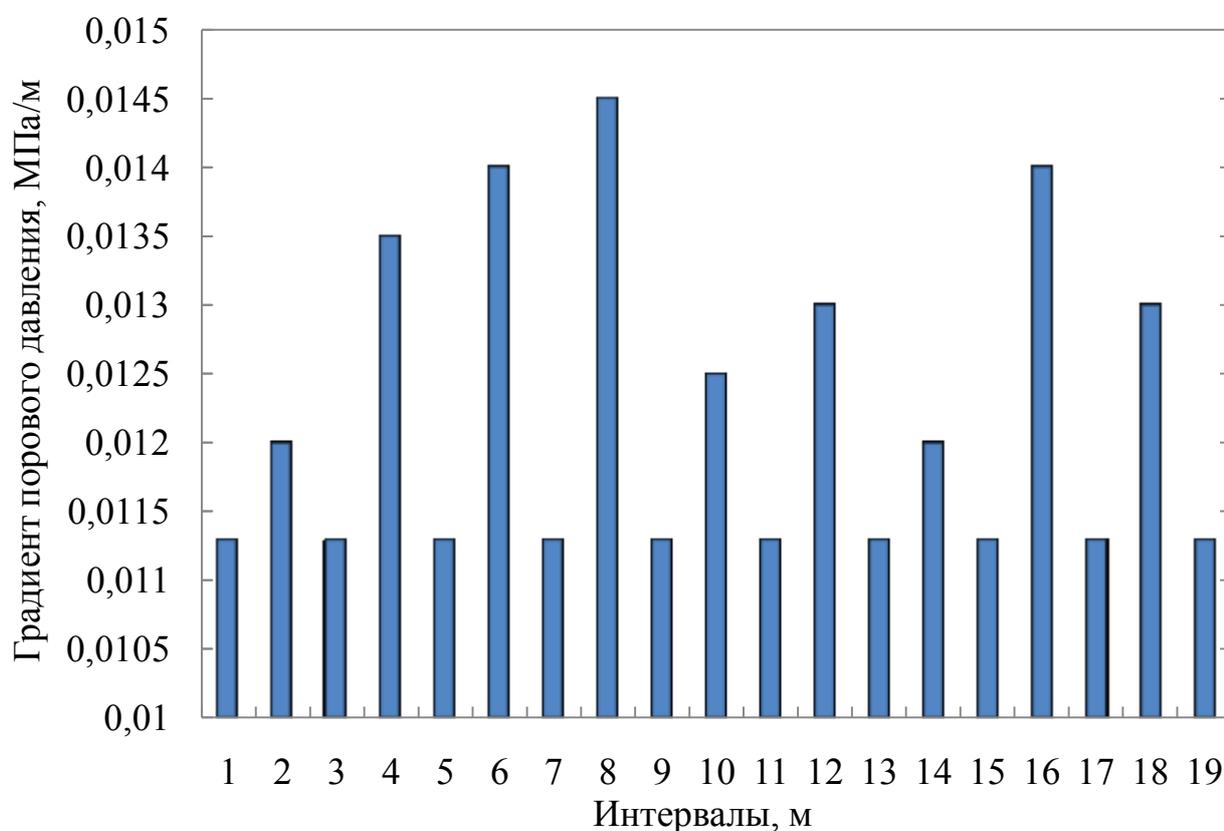


Рисунок 3 – Распределение градиентов порового давления по разрезу структурно-формационных районов Оренбургской области, осложненных соляно-купольной тектоникой

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.

Высокоминерализованные буровые растворы, ингибированные полигликолем и гипсом и пресные буровые растворы, ингибированные полигликолем при обработке гипсом, сохраняют оптимальные технологические показатели при насыщении по гипсу 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 4).

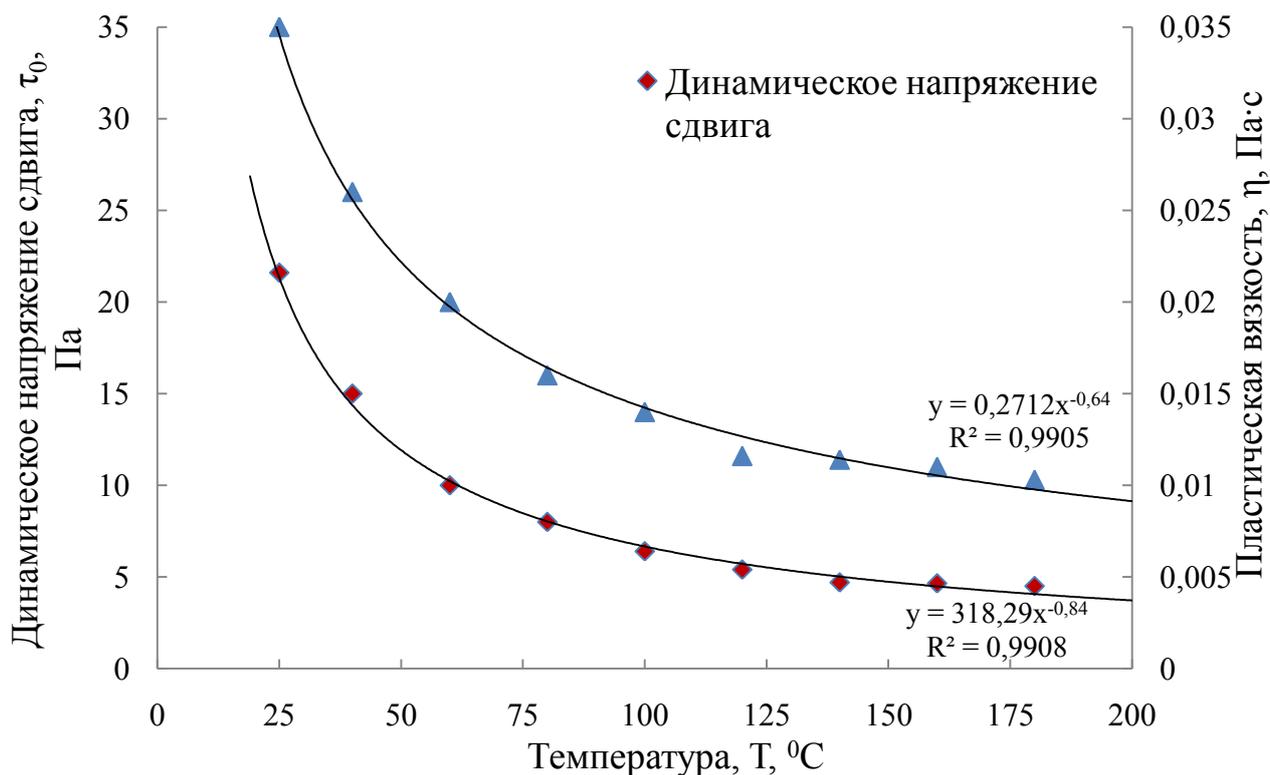


Рисунок 4 – Зависимость реологических показателей обработанного ингибиторами бурового раствора от температуры

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

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.

Для изоляции трещинных коллекторов в аргиллитах дополнительные требования к технологии изоляции определялись 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.

При вскрытии трещинных коллекторов в аргиллитах буровой раствор поступает в трещину при эквивалентной плотности бурового раствора, это дало возможность получения 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 разработаны следующие составы:

1) буровой раствор + жидкое стекло; 2) жидкое стекло + модельный состав пластовой воды; 3) жидкое стекло + кислая соль трехвалентного катиона.

Так при взаимодействии бурового раствора и жидкого стекла образуется тампон с начальной пластической прочностью 1169 Па.

При взаимодействии жидкого стекла плотностью 1250 кг/м^3 и пластовой воды образуется тампон с начальной пластической прочностью 1683 Па.

Состав систем жидкое стекло + кислая соль трехвалентного катиона показал 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.

Также, одним из распространенных и тяжелых видов осложнений, встречающихся при бурении скважин, в том числе в терригенных отложениях, является поглощение буровых и тампонажных растворов.

В целях упрощения борьбы с поглощениями при разработке составов буровых растворов для вскрытия терригенных отложений была решена задача унификации их с технологическими жидкостями для ликвидации полных

поглощений двухрегентным способом путем закачки буферного тампона в трещины пласта для создания квазистационарных условий формирования цементного моста в стволе скважины. При этом получение технологической жидкости для буферного тампона было сведено к повышению концентрации используемого бентонита и утяжелителя до плотности 1350 кг/м^3 (рисунок 5).

Разработанная технология и составы технологических жидкостей были рекомендованы для применения при ликвидации поглощений буровых растворов в ряде районах ведения буровых работ ОАО «Газпром».

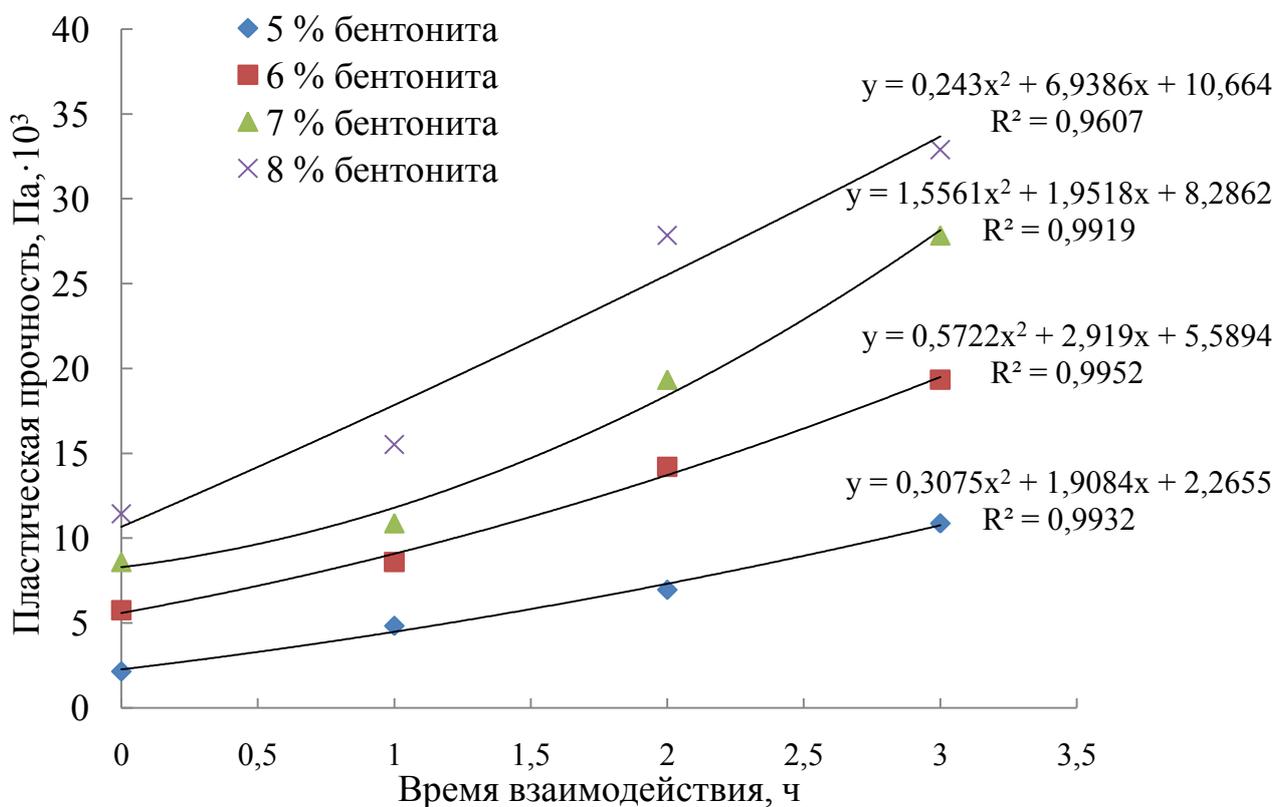


Рисунок 5 – Объединенный график зависимости пластической прочности тампона от времени

Третья глава посвящена разработке составов и исследованию параметров буровых растворов, а также процессов протекающих в системе «буровой раствор – соляная стенка скважины», представленных галогенами при вскрытии хемогенных отложений большой толщины.

При бурении в интервалах галогенных солей с нормированием плотности бурового раствора по жестко-пластической модели была подтверждена

точность метода и установлена природа сужений стволов скважин при вскрытии хемогенных отложений большой толщины.

В работе показаны термодинамические основы процесса вторичной кристаллизации соли на стенке скважины, определяющие сужение ствола и термодинамическое обоснование способа исключения вторичной кристаллизации на стенке скважины при вскрытии 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.

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

Выполненными исследованиями было установлено, что причиной сужений ствола является вторичная кристаллизация шлама галогенных пород на стенке скважины.

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. Это позволило также сделать вывод, что сужение стволов скважин, в галогенных породах определяется как литологическим составом породы и 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.

Для упрощения задачи получения исходных данных для выполнения расчетов по нормированию плотности буровых растворов по совместимым интервалам бурения хемогенных отложений дальнейшие исследования были проведены на поисковой скважине № 174 Акобинской площади Предуральского 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.

По результатам выполненных работ 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. Установлено, что при достаточной плотности бурового раствора, сужение стенок скважины при бурении скважины № 174 Акобинской площади обусловлено процессом вторичной кристаллизации.

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 согласно уравнению Томсона – Кельвина (1):

$$\ln c_1/c = (2 \cdot \sigma_{т-ж})/\rho_{кр} \cdot R \cdot T \cdot dr_1, (1)$$

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

Дальнейшие исследования были направлены на разработку способа исключения вторичной кристаллизации на стенке и сужения стволов,

представленных галогенными солями при термобарических условиях залегания. При этом была выдвинута гипотеза о возможности подавления процесса вторичной кристаллизации на стенке скважины при модификации среды бурового раствора.

В качестве модификатора среды бурового раствора, предотвращающего процесс вторичной кристаллизации хлорида натрия на стенках скважины, были выбраны полигликоли, которые также эффективно предотвращают набухание глин.

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.

Проведенные исследования при комнатной температуре показали, что модификация среды бурового раствора предотвращает массоперенос соли из соленасыщенных при температурах 20 – 96 °С буровых растворов на стенку скважины, а процесс увеличения концентрации модификатора расширяет температурный диапазон массопереноса соли на стенку скважины.

Полученные результаты показали, что увеличение процентного содержания модификатора в соленасыщенном (по NaCl) растворе, изменяет 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.

Для изучения процесса подавления вторичной кристаллизации соли на стенке скважины было принято более удобное для использования уравнение Томсона-Кельвина (2):

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

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; R – универсальная газовая постоянная – 8,134 Дж/(моль·К); T – температура измерений, К; $r_{ср}$ – средний размер мелких кристаллов в соленасыщенном растворе.

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

$$\ln P_2 = 2 \cdot \sigma_{Т-ж2} \cdot M_2 / (d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср2}) \quad (3)$$

$$\ln P_1 = 2 \cdot \sigma_{Т-ж1} \cdot M_1 / (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср1}) \quad (4)$$

$$r_{ср2} = 2 \cdot \sigma_{Т-ж2} \cdot M_2 / (d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot \ln P_2) \quad (5)$$

$$r_{ср1} = 2 \cdot \sigma_{Т-ж1} \cdot M_1 / (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot \ln P_1) \quad (7)$$

$$M_2 = \ln P_2 \cdot (d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср2}) / (2 \cdot \sigma_{Т-ж2}) \quad (8)$$

$$M_1 = \ln P_1 \cdot (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср1}) / (2 \cdot \sigma_{Т-ж1}) \quad (9)$$

$$\sigma_{Тж} = \sigma_{Тв} - \cos \theta \cdot \sigma_{ж}, \quad (10)$$

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 пересчитывались на 1 м² поверхности.

$$M_2 - M_1 = (\ln(P_2/P_1) \cdot ((d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср2}) / (2 \cdot \sigma_{Т-ж2}) - (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср1}) / (2 \cdot \sigma_{Т-ж1}))) \quad (11)$$

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

$$(\ln(P_2/P_1) \cdot ((d_{ж2} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср2}) / (2 \cdot \sigma_{Т-ж2}) - (d_{ж1} \cdot R \cdot T \cdot r_{ср1}) / (2 \cdot \sigma_{Т-ж1}))) = 0 \quad (12)$$

Решение уравнения (12) в неявном виде, для каждой добавки модификатора, позволяет выполнить определение температуры для

исключения процесса вторичной кристаллизации соли на стенке скважины (таблица 2).

Таблица 2 – Точки нулевой кристаллизации

Модификатор, %	T, К	T, °C
5	294,039	21
10	315,922	43
20	342,659	70
30	369,292	96

По шагу добавок модификатора была получена функциональная зависимость добавки модификатора от температуры и рассчитаны оптимальные концентрации модификатора для диапазона температур от 20 до 96 °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 3.

Таблица 3 – Проверка нулевых точек кристаллизации, начальная масса соляного стакана – 1283,0 г

Теоретически рассчитанная добавка модификатора, %	Фактическая добавка модификатора, %	Температура, °C	Прирост массы соли, г	Стандартное отклонение, S
13,7	14	50	0	0,0063
17,12	17	60	0	0,0089
20,5	21	70	0	0,0041

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 в совместимом интервале бурения.

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.

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). Однако это свидетельствовало о бесперспективности применения неводных растворов для подавления вторичной кристаллизации соли на стенке скважины.

В четвертой главе приведены 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 является сверхглубокой, 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.

При бурении под I промежуточную колонну химическим контролем факультативных параметров бурового раствора было отмечено накопление гипса в составе бурового раствора, содержание которого восстанавливалось при пополнении 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», полученным результатом замеров удельного сопротивления бурового раствора, а также отсутствия роста ионной силы среды при ионообменных процессах, позволили рекомендовать его использование для вскрытия терригенных отложений в температурном диапазоне до $+ 42 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и объекта поиска.

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.

Вскрытие хемогенных отложений было осуществлено на соленасыщенном буровом растворе с использованием в качестве ингибитора набухания глинистых пород полигликоля.

Нормирование плотности бурового раствора для вскрытия солей в проектных решениях исходило из условий интервала их залегания 3080 – 3570 м в диапазоне температур от $80 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $85 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и литологии – каменная соль и при проектировании осуществлялось по СТО ОАО «Газпром», что 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 вмещенных пород различной литологии (глинистые породы, сульфаты), а расчеты необходимой плотности бурового раствора не должны превышать 1600 кг/м^3 .

Бурение подсолевых части разреза при вскрытии объектов поиска в интервале 4550-5760 м под эксплуатационную колонну осуществлялось на буровом растворе с использованием в качестве среды технической воды, ингибированном комплексом «полигликоль + гипс» и дополнительно обработанным 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 области ингибирующей способности бурового раствора, а в действии в горной области ведения буровых работ радиальных тектонических напряжений. При этом было отмечено увеличение площади сечения ствола, как в аргиллитах, так и в устойчивых породах (известняк, доломит).

Во время процесса бурения параметры бурового раствора оставались стабильными, так показатель фильтрации бурового раствора не превышал $3 \text{ см}^3/30\text{мин}$, для поддержания данного показателя один раз в неделю была необходима добавка 0,05 % реагента Dristemp, а удельное сопротивление позволило выполнить полный комплекс геофизических исследований необходимый для объекта поиска.

На скважине № 1109 Астраханского ГКМ специалистами ООО «Сервисный центр «СБМ» проведены опытно – промышленные испытания бурового раствора с добавкой комплексного ингибитора (полиэколь + гипс) при вскрытии терригенных отложений в интервале глубин 350 – 3150 м в температурном диапазоне от $25 \text{ }^\circ\text{C}$ до $90 \text{ }^\circ\text{C}$ при значении коэффициента аномальности пластового давления 1,05–1,10.

Проектная глубина данной скважины 4020 м.

Конструкция скважины № 1109 АГКМ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – 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

Буровые растворы с использованием комплексного ингибитора глинистых пород «полиэколь + гипс» на скважине № 1109 АГКМ обеспечили устойчивость глинистых пород при бурении интервала под I и II промежуточные колонны в течение 120 суток.

При этом было установлено:

- стабильность технологических параметров бурового раствора и снижение затрат времени на повторные обработки;
- осложнений при бурении интервала 350 – 3150 м связанных с осыпями и обвалами глинистых пород отмечено не было;
- отсутствие прихватов бурильного инструмента и сужений ствола скважины вследствие вторичной кристаллизации соли.

Был отмечен высокий уровень эффективности применения бурового раствора с использованием комплекса полиэколь + гипс в качестве ингибитора устойчивости глинистых пород при подготовке стволов при креплении I и II промежуточными колоннами и сокращение расхода тампонажного цемента при их цементировании.

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 категенеза 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 жестко-пластической 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 № 20520101).

ОСНОВНЫЕ НАУЧНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ.

1. Горонович С. Н., Кожина Т.В., Олейников А.Н. Природа сужения ствола скважин при вскрытии солей большой толщины. НТЖ «Нефтяное хозяйство», 2014, № 1, с.41-43.

2. Горонович С. Н., Кожина Т.В., Олейников А.Н. Буровые растворы строительства поисковой скважины № 1-П Шахринов. НТЖ «Бурение и нефть», 2014, № 4, с.36-39.

3. Горонович С.Н., Кожина Т.В., Буровые растворы вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой мощности, НТЖ «Нефть. Газ.Новации.», № 9, 2014, с. 58-63.

4. Горонович С. Н., Масленников В. И., Кожина Т.В., Геофизическое обеспечение проводки глубоких скважин в терригенно-хемогенных

отложениях. НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», 2014, № 5, с. 21-25.

5. С. Н. Горонович, Т.С. Швец, А.Н. Олейников, Т.В. Гамбург (Кожина) и др. Влияние добавки многоатомных спиртов на набухаемость глины в пресных, моносолевых и полисолевых системах. НТЖ Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, г. Москва, ВНИИОНГЭ, № 8, 2012 г., стр. 14-15.

6. Горонович С. Н., Кожина Т.В., Олейников А.Н. Термодинамические основы планирования составов буровых растворов для вскрытия солевых отложений большой толщины. НТЖ «Нефтяное хозяйство», 2014, № 11, с.107-109.

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

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

Соискатель

Т.В. Кожина