

На правах рукописи

Чудинова Инна Владимировна



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ПОЛИМЕРНЫХ
ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ
СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ**

Специальность 25.00.14 – Технология и техника геологоразведочных работ

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2019

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Научный руководитель –
доктор технических наук, профессор:

Николаев Николай Иванович

Официальные оппоненты

Соловьев Николай Владимирович

доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», кафедра современных технологий бурения скважин, заведующий кафедрой

Хуббатов Андрей Атласович

кандидат технических наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», лаборатория разработки технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин, заместитель начальника

Ведущая организация – ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»

Защита диссертации состоится 17 января 2020 г. в 10 час 00 мин на заседании диссертационного совета ГУ 2019.1 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. № 1171а

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 15 ноября 2019 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



Блинов
Павел Александрович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. В настоящее время Россия является одним из крупнейших производителей нефти и газа в мире. По запасам нефти РФ находится на шестом месте, а по газу является мировым лидером. Кроме того наша страна добывает и экспортирует в больших объемах твердые полезные ископаемые, такие, как медь, никель, золото, алмазы и др. В этой связи важным вектором экономического роста России в современных неустойчивых международных условиях является развитие нефтяной, газовой и рудодобывающей промышленности, которые приносят более половины доходов в бюджет страны.

Бурение скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые являются наиболее капиталоемкой составляющей в сырьевом секторе. При этом общие непроизводительные затраты времени на ликвидацию геологических осложнений в скважинах в ряде случаев составляют от 15 до 25% от общего объема затрат времени на производство буровых работ. Для снижения аварийности при бурении разведочных скважин на все виды полезных ископаемых и повышения качества их строительства необходимо применять эффективные и рационально подобранные составы промывочных жидкостей, соответствующие горно-геологическим условиям района проведения буровых работ.

Строительство скважин в сложных горно-геологических условиях, где в разрезе присутствуют как пластичные, так и хрупкие глинистые породы, связано с гидратацией этих пород, сужением и потерей устойчивости ствола скважины, что приводит к прихватам буровой колонны, обрывам бурового снаряда и, соответственно, увеличивает затраты времени и материалов на ликвидацию осложнений. Эффективность бурового раствора в этих условиях определяется составом и способами регулирования его свойств.

В связи с этим разработка новых составов эффективных буровых растворов с применением реагентов, которые могут обеспечить сохранение ствола скважины в устойчивом состоянии, представляется весьма актуальной задачей.

Цель работы. Повышение эффективности бурения разведочных скважин в перемежающихся глинистых породах.

Идея работы состоит в разработке составов буровых растворов полифункционального действия на основе комбинации органических и неорганических полимеров, обеспечивающих устойчивость пластичных и хрупких глинистых пород.

Задачи исследований:

1. Проведение анализа применяемых ингибирующих буровых растворов для бурения скважин в интервалах неустойчивых глинистых пород.
2. Проведение экспериментальных исследований по взаимодействию компонентов буровых растворов с образцами неустойчивых глинистых пород.
3. Проведение экспериментальных исследований по влиянию различных добавок на технологические свойства буровых растворов.
4. Разработка составов ингибирующих буровых растворов, методов управления их свойствами и технологий приготовления.

Научная новизна работы заключается в обосновании механизма повышения устойчивости хрупких и пластичных глинистых пород при их ингибировании буровыми растворами полифункционального действия.

Методология и методы исследования. В работе использовались такие методы исследования как, анализ литературных источников, экспериментальные исследования и статистическая обработка полученных результатов в соответствии с известными и вновь разработанными методиками.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанный состав полимерглинистого бурового раствора, содержащий глинопорошок (5%), поливинилпирролидон PVP (6,3%), формиат натрия (5,3%), жидкое калиевое стекло (3%), глицерин (5%), пеногаситель (0,1%) позволяет снизить показатель увлажняющей способности хрупких глинистых пород на 35-40%, а также пластичных глинистых пород на 55-60%.
2. Разработанный состав полимерглинистого бурового раствора, способствует повышению механической прочности хрупких глинистых пород на 12-15%.
3. Введение в раствор N-винилпирролидона в концентрациях от 6,0 до 10% позволяет снизить трение бурильной колонны при бурении и СПО более чем на 27%

Практическая и теоретическая значимость состоит в разработке новых составов полимерных буровых растворов для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах и их использовании в практических и лабораторных работах студентов специальностей «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых», «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Достоверность научных положений и выводов обосновывается проведением лабораторных исследований на современном сертифицированном оборудовании по утвержденным стандартам, достаточной сходимостью результатов исследований, и апробацией полученных результатов на международных и всероссийских конференциях.

Апробация работы:

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на Всероссийских и международных конференциях: 56 Konferencja Studenckich Kof Naukowych Pionu Gorniczego, Krakow (г. Краков, 2015); XVII международной молодежной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2016» (г. Ухта, 2016); XX Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2016); Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях» (г. Санкт-Петербург, 2016); Международной научно-практической конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (г. Уфа, 2016); XVIII международной молодежной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2017» (г. Ухта, 2017); 71-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2017» (г. Москва, 2017); 79th EAGE Conference & Exhibition 2017 Student Program (г. Париж, 2017); II Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях» (г. Санкт-Петербург, 2017); Международной научно-практической конференции «Инновационные подходы при оказании услуг бурового подряда» (г. Альметьевск, 2018) и III Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях» (г. Санкт-Петербург, 2018).

Публикации:

По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, в том числе, 2 статьи опубликованы – в ведущих научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 3 статьи опубликованы в зарубежных рецензируемых изданиях, входящих в международную базу данных Scopus. Получен 1 патент.

Структура и объем диссертационной работы:

Диссертационная работа включает в себя введение, пять глав, заключение, приложения и список литературы из 132 наименований, изложена на 104 страницах, содержит 14 таблиц, 37 рисунков.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы; обосновывается ее актуальность; определяются цель, задачи, идея работы; излагаются защищаемые научные положения, научная новизна и практическая значимость.

В первой главе проведен анализ современного состояния вопроса использования ингибирующих буровых растворов для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах.

Успешное бурение скважины в интервалах неустойчивых глинистых пород зависит от многочисленных геолого-технических факторов. Однако, проблема качественного вскрытия толщ глинистых пород может осложниться из-за технологических сложностей, связанных с негативным влиянием фильтрата бурового раствора на породы.

Проблемами эффективности и повышения качества бурения скважин в неустойчивых глинистых породах занимались такие ученые, как Ангелопуло О.К., Булатов А.И., Грей Д.Р., Городнов В.Д., Дарли Г., Новиков В.С., Овчаренко В.Д., Жигач К.Ф., Киселев А.И., Кистер Э.Г., Крылов В.И., Липкес М.И., Литяева З.А., Майер Дж., Маковей Н., Мамаджанов У.Д., Маслов В.В., Мухин Л.К., Токунов В.И., Хейфец И.Б., Ребиндер П.А., Гайдаров М.М.-Р., Соловьев Н.В., Хуббатов А.А., Ишбаев Г.Г., Шарафутдинов З.З., Осипов В.И. и многие другие исследователи.

Успехи, достигнутые отечественными учеными в области коллоидно-химической науки о дисперсных системах, в том числе о механизмах ингибирования глинистых пород, не нашли еще достаточно полного отражения в технологии буровых процессов. В практике бурения все еще преобладают условные методы, как при оценке качества буровых растворов, так и при анализе изменения их состояния под воздействием различных факторов. Во многом это можно объяснить отсутствием специальных работ, в которых основные положения физико-химии дисперсных систем были бы изложены применительно к буровым растворам и условиям их использования на практике.

Из анализа материалов, изложенных в первой главе установлено, что ингибирование набухания глин достигается различными путями, но наиболее распространенным является уменьшение поверхностной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глин менее гидратирующимися. Причинами протекания катионного обмена являются такие процессы, как нарушение связей на краях алюмокремниевых групп и замещение.

Однако на сегодняшний день нет единой теории замещения катионов для глин, и в литературных источниках указывается преимущественно замещающая способность ингибиторов набухания. Достаточно хорошо исследовано влияние в основном неорганических катионов, а действие органических ингибиторов нового поколения на основе аминов на глины изучено недостаточно. Отсутствуют и сведения о комплексном влиянии органических и неорганических катионов.

Проанализированы основные методы ингибирования неустойчивых глинистых пород при бурении скважин. Сформулированы задачи исследований.

Во второй главе изложены разработанные и уже существующие методы экспериментальных исследований по разработке составов буровых промывочных жидкостей, обеспечивающих эффективное ингибирование глинистых пород и снижение интенсивности взаимодействия фильтрата бурового раствора и пород, слагающих стенки скважины при бурении разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах.

Определены методы планирования экспериментальных исследований и обработки результатов.

В третьей главе представлены результаты экспериментальных исследований по разработке составов буровых промывочных жидкостей для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах.

Низкая устойчивость ствола скважины в глинистых породах – одна из главных причин остановки процесса бурения и возникновения осложнений. На устойчивость ствола влияют такие факторы, как ориентация скважины в пространстве, высокие значения напряжений, действующих на контуре ствола скважины, тип бурового раствора, гидростатическое и поровое давление, геомеханические свойства глинистой породы, а также характер взаимодействия между дисперсионной средой бурового раствора и глинистой породой. Указанные факторы влияют на горные породы по-разному: пластичные породы выдавливаются в ствол скважины, твердые хрупкие породы разрушаются под действием растягивающих напряжений, осыпаются и обваливаются. Все это приводит к сужению ствола скважины, образованию пробок из вывалов горной породы, что в итоге приводит к прихватам и затяжкам бурового инструмента.

Эффективность поддержания стенки скважины в устойчивом состоянии снижается по мере проникновения фильтрата бурового раствора в породу. Если бурение в глинистой породе происходит с использованием

несовместимой промывочной жидкости, ее компоненты, проникающие в горную породу, вызывают набухание и разупрочнение глин.

В результате проведенных исследований была разработана рецептура ингибирующего бурового раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах.

Устойчивость ствола скважины обеспечивается за счет использования в составе бурового раствора полиакрилатов натрия или калия при их сочетании с глицерином и с формиатом натрия. Предварительная деполимеризация жидкого стекла путем растворения в нем глицерина способствует повышению ингибирующей способности к глинистым породам. Поливинилпирролидон (PVP) проявляет склонность к комплексообразованию и связывает низкомолекулярные соединения. Введение в состав бурового раствора на водной основе поливинилпирролидона (PVP) способствует снижению активности дисперсионной среды раствора, сдерживанию роста порового давления в породах, слагающих стенки скважины, и тем самым повышает устойчивость ствола, при бурении в глинистых породах.

В таблице 1 отражаются результаты исследований по влиянию предлагаемого бурового раствора на устойчивость глин в сравнении с известными растворами. Проводилась оценка ингибирующей способности раствора по количеству впитанной воды в образцы глин: чем меньше количество впитанной воды в образце, тем выше ингибирующая способность раствора и наоборот.

Экспериментальным путем были получены результаты исследования бурового раствора, которые приведены в таблице 1. При содержании формиата натрия не более 3% и PVP не более 5% по таблице 1, пункт 3 образцы глин набухают и диспергируют. При содержании формиата натрия 5,3-9,2% и PVP 6,3-10% образцы глин сохраняют устойчивость и не разрушаются (таблица 1, пункт 4-7). Увеличение содержания формиата натрия более 9,2% приводит к разрушению образца глины (таблица 1, пункт 8).

Таблица 1 - Результаты исследований по влиянию бурового раствора на устойчивость глин

№	Состав раствора, масс. %	Поведение образцов глинистой породы, выдержанной в растворе в течение 5 сут	Изменение массы образца, г		
			Начальная	Через 5 сут	Δm
1	2	3	4	5	6
1	83,9% вода + 5% глинопорошок + 5% PVP + 3% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1% пеногаситель	набухание и диспергирование	12,0	23,3	11,3
2	80,3% вода + 5% глинопорошок + 6,3% PVP + 5,3% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1 % пеногаситель	незначительное набухание и диспергирование		19,8	7,8
3	76,9% вода + 5% глинопорошок + 7,5% PVP + 7,5% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1% пеногаситель	набухание и диспергирование отсутствует		18,2	6,2
4	73,3% вода + 5% глинопорошок + 8,8% PVP + 8,5% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1% пеногаситель	набухание и диспергирование отсутствует		17,6	5,6
5	69,9% вода + 5% глинопорошок + 10% PVP + 9,2% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5 % глицерин + 0,1% пеногаситель	набухание отсутствует, незначительное диспергирование		17,3	5,3
6	69,9% вода + 5% глинопорошок + 10% PVP + 10,6% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5 % глицерин + 0,1% пеногаситель	набухание отсутствует, диспергирование		17,5	5,5
Примечание: за положительный результат принято значение $\Delta m < 8$ г					

В ходе экспериментов были исследованы основные параметры разработанных составов, полученные значения пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и показателя фильтрации представлены в таблице 2. При содержании формиата натрия 5,3-9,2% и PVP 6,3-10% обеспечивается минимальное значение показателя фильтрации (таблица 2, пункт 4-7).

Таблица 2 – Результаты тестирования основных параметров бурового раствора

№	Состав раствора, масс. %	Показатели раствора		
		Ф, смЗ	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , Па
1	2	3	4	5
1	83,9% вода + 5% глинопорошок + 5% PVP + 3% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1% пеногаситель	6	23	6,2
2	80,3% вода + 5% глинопорошок + 6,3% PVP + 5,3% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1 % пеногаситель	4	28	6,4
3	76,9% вода + 5% глинопорошок + 7,5% PVP + 7,5% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1% пеногаситель	4	34	6,7
4	73,3% вода + 5% глинопорошок + 8,8% PVP + 8,5% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1% пеногаситель	3	42	7,2
5	69,9% вода + 5% глинопорошок + 10% PVP + 9,2% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1% пеногаситель	3	48	7,5
6	69,9% вода + 5% глинопорошок + 10% PVP + 10,6% формиат натрия + 3% жидкое стекло + 5% глицерин + 0,1% пеногаситель	3	46	7,3
Примечание: Ф - показатель фильтрации; $\eta_{пл}$ - пластическая вязкость; τ_0 - динамическое напряжение сдвига.				

Таким образом, приведенные в таблицах 1-2 результаты экспериментов позволяют установить оптимальную рецептуру бурового раствора, обладающего повышенной ингибирующей способностью к глинам и пониженными значениями показателя фильтрации.

После получения результатов основных параметров бурового раствора были проведены сравнительные исследования смазочной способности нескольких распространенных составов буровых растворов и разработанного состава. Под смазочной способностью понимают способность формировать на контактирующих поверхностях граничные слои, которые характеризуются низким напряжением сдвига и высоким напряжением на сжатие. Граничные слои могут быть представлены поверхностно-активными веществами, углеводородными жидкостями, а также гидрофобизирующими материалами. Если граничный слой представлен ПАВ, то коэффициент трения снижается в результате незначительных взаимодействий между углеводородными радикалами. Результаты

измерения смазочной способности на приборе УСП 1 представлены на рисунке 7.

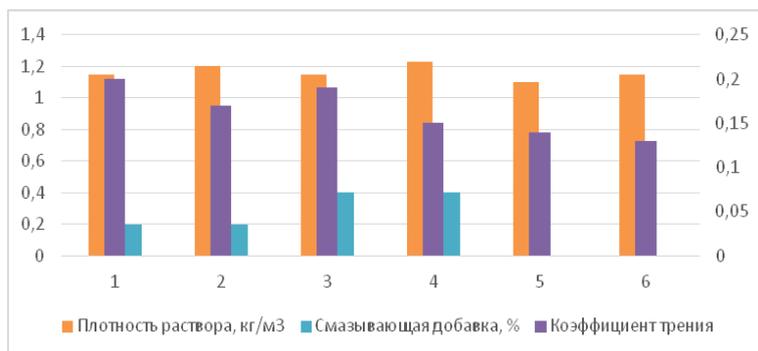


Рисунок 1 - Сравнительный анализ коэффициентов трения для различных составов буровых растворов: 1 – хлоркалийевый БР с добавлением 2% с смазочной добавки

К-Lube, 2 – Barazan с добавлением 2% смазочной добавки К-Lube, 3- хлоркалийевый БР с добавлением 4% смазочной добавки К-Lube, 4 - Barazan с добавлением 4% смазочной добавки К-Lube, 5 – разработанный БР с 6% PVP и 5,5% HCOONa, 6 – разработанный БР с 6% PVP и 8% HCOONa

В результате проведенного исследования разработанный раствор показал снижение коэффициента трения по сравнению с базовыми растворами более чем на 27%. Полученный результат достигается за счет введения в состав раствора глицерина и поливинилпирролидона (PVP) – полифункционального синтетического полимера гамма-виниллактама N-аминомасляной кислоты. В комплексе с глицерином повышает смазочные свойства бурового раствора благодаря взаимодействию между углеводородными радикалами. Так как поливинилпирролидон обладает ярко выраженными абсорбционными свойствами (за счет наличия в молекуле группы $-N-C=O$), то он способен сорбировать молекулы воды и проявляет склонность к комплексособразованию. За счет этих свойств поливинилпирролидон также снижает активность водной фазы бурового раствора, за счет чего уменьшается скорость проникновения фильтрата бурового раствора в стенки скважины.

В четвертой главе представлены результаты анализа устойчивости горных пород на контуре ствола при бурении скважины.

С целью оценки устойчивости ствола скважины при его промывке разработанным составом бурового раствора, проводился расчет вероятности потери его устойчивости под действием внешних нагрузок в зависимости от интенсивности физико-химического взаимодействия.

В Таблице 4.1. приведены результаты испытания механической прочности кернов глинистой породы после взаимодействия с буровым раствором и водой. За характеристику механической прочности приняты показатели угла внутреннего трения $\varphi(t)$ и коэффициента когезии $c(t)$ до и после взаимодействия с жидкостью.

Таблица 3 - Изменение механической прочности породы под воздействием воды и бурового раствора

№ п/п	Механические характеристики	Время насыщения, сут.				Жидкость насыщения
		0	4	8	12	
1	$c_m(t)$, МПа	25,02	23,7	19,71	19,07	вода
2	$\varphi_m(t)$, град	31,01	29,84	26,39	26,23	
3	$c_o(t)$, МПа	4,71	3,03	0,79	0,37	
4	$\varphi_o(t)$, град	24,7	18,81	10,5	9,49	
5	$c_m(t)$, МПа	25,02	24,51	23,53	23,39	буровой раствор
6	$\varphi_m(t)$, град	31,01	30,6	29,61	29,41	
7	$c_o(t)$, МПа	4,71	3,9	2,98	2,73	
8	$\varphi_o(t)$, град	24,7	23,77	21,42	21,09	

На рисунках 2-3 изображены графики зависимости изменения величины угла внутреннего трения в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы жидкостью и от направления сдвига. Значения угла внутреннего трения, измеренные при разрушении образца, насыщенного буровым раствором в течение 12 суток, перпендикулярно поверхности напластования, на 16% выше по сравнению с разрушением образца, насыщенного водой. Также значение угла внутреннего трения при насыщении образца глинистой породы буровым раствором по истечению 12 суток снижается на 5% по сравнению с первоначальными показателями. При разрушении образцов вдоль поверхности напластования снижение значения угла внутреннего трения образцов, находящихся в водной среде, происходит значительно интенсивнее по сравнению с образцами, которые находились в контакте с буровым раствором. Этот факт свидетельствует о том, что поверхности напластования наиболее подвержены влиянию

бурового раствора, вследствие большей проницаемости, что позволяет раствору проникать вглубь породы и разрушать ее преимущественно вдоль этих поверхностей.

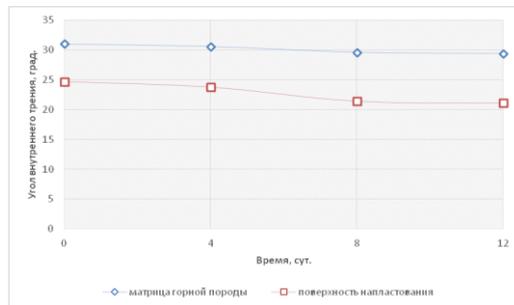


Рисунок 2 - Изменение величины угла внутреннего трения в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы буровым раствором

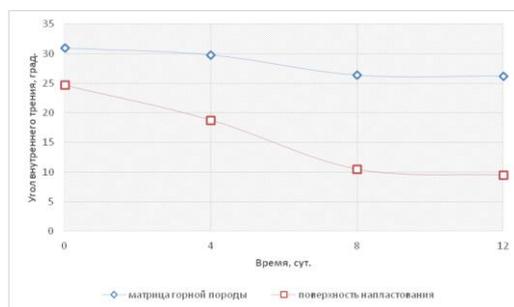


Рисунок 3 - Изменение величины угла внутреннего трения в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы водой

При одинаковом первоначальном значении угла внутреннего трения породы в 24,7 град., в условиях водной среды значение угла внутреннего трения снижается до 9,49 град., в условиях бурового раствора до 21,09 град. Следовательно, при взаимодействии глинистой породы с буровым раствором значение угла внутреннего трения снижается на 15%

по сравнению с первоначальными условиями, и остается на 55% выше, чем при взаимодействии глинистой породы с водной средой.

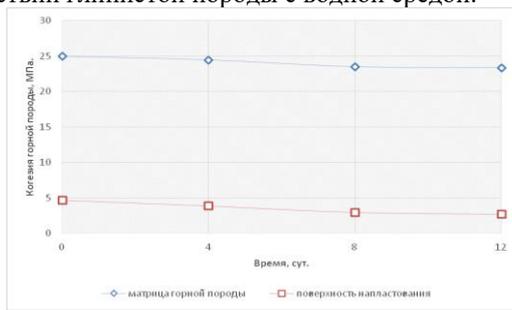


Рисунок 4 - Изменение величины коэффициента когезии в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы буровым раствором

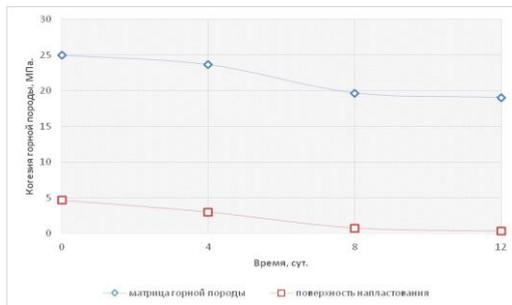


Рисунок 5 - Изменение величины коэффициента когезии в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы водой

На рисунках 4-5 изображены графики зависимости изменения коэффициента когезии в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы жидкостью и от направления сдвига. Значения коэффициента когезии, измеренные при разрушении образца, насыщенного буровым раствором в течение 12 суток, перпендикулярно поверхности напластования, на 18% выше по сравнению с разрушением образца, насыщенного водой. Также значение коэффициента когезии при

насыщении образца глинистой породы буровым раствором по истечению 12 суток снижается на 6% по сравнению с первоначальными показателями.

При разрушении образцов вдоль поверхности напластования отмечается существенное снижение коэффициента когезии в зависимости от первоначального значения, которое составляет 4,71 МПа, в условиях водной среды значение коэффициента когезии снижается до 0,37 МПа, в условиях бурового раствора до 2,73 МПа.

В условиях разрушения глинистой породы вдоль поверхностей напластования показатели механической прочности снижаются, что свидетельствует о них, как о поверхностях ослабления. Однако, с учетом вышеперечисленных фактов, можно сделать вывод, что разработанный состав бурового раствора, оказывает минимальное воздействие на механические свойства породы, слагающие стенки скважины и может эффективно применяться для бурения скважин в глинистых породах.

Для анализа устойчивости горных пород с помощью математических моделей и на основе входных данных, проанализированы напряжения на стенке скважины, которые возникают вследствие взаимодействия фильтрата бурового раствора с породами, слагающими стенки скважины.

Взаимодействие промывочной жидкости и глинистой породы оказывает существенное влияние на устойчивость ствола и приводит к изменению порового давления и напряженно-деформированного состояния породы вокруг скважины, в результате перераспределения полярных соединений из-за разности их концентрации в буровом растворе и породе.

На рисунках 1-6 представлены результаты расчета по определению влияния взаимодействия бурового раствора и горной породы, в результате разницы в концентрации полярных реагентов, на устойчивость пород вокруг ствола скважины.

Из графиков следует что, если первоначальные концентрации полярных соединений в растворе C_p и в породе C_n не уравновешены, то с увеличением времени взаимодействия между ними, происходит изменение порового давления и как результат – снижение устойчивости пород, слагающих стенки скважины.

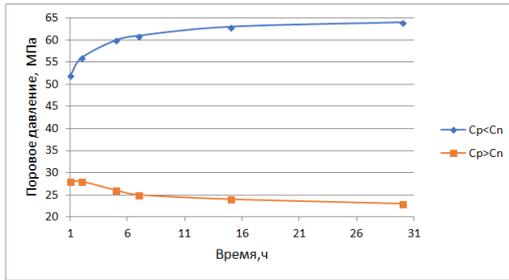


Рисунок 6 - График распределения порового давления в породе на контуре скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

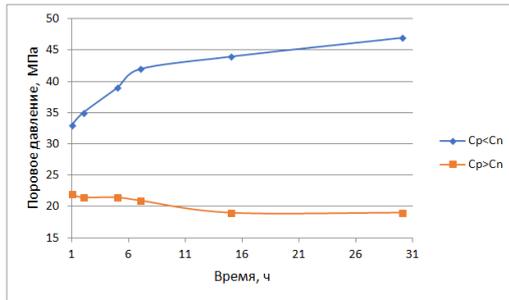


Рисунок 7 - График распределения порового давления в породе на расстоянии $1,5r$ от оси скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

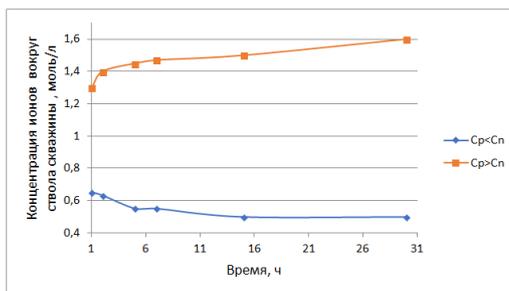


Рисунок 8 - График распределения концентрации растворенных ионов в породе на контуре скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

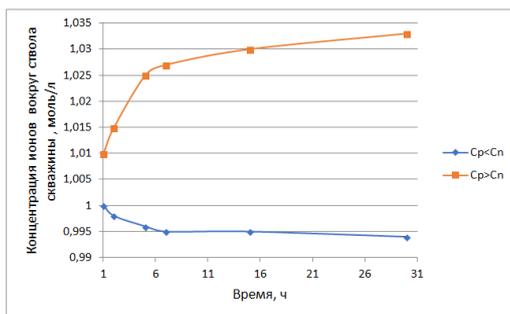


Рисунок 9 - График распределения концентрации растворенных ионов в породе на расстоянии 1,5г от оси скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

Снижение концентрации полярных соединений в буровом растворе в сравнении с их концентрацией в горной породе $C_p < C_n$ на 0,25 моль/л (рисунок 1-3), способствует существенному росту порового давления вокруг ствола скважины, благодаря переносу несвязанной воды в пространство горной породы и вымыванию растворенных ионов из нее. Транспорт ионов в свою очередь снижает концентрацию полярных соединений в породе вокруг ствола скважины. В результате описанных процессов происходит перераспределение напряжений в породе вокруг ствола скважины и снижение их устойчивости по сравнению с первоначальными условиями.

Увеличение концентрации полярных соединений в буровом растворе в сравнении с их концентрацией в горной породе $C_p > C_n$ на 0,25 моль/л (рисунок 4-6), позволяет существенно снизить поровое давление вокруг ствола скважины, благодаря переносу молекул свободной воды из горной породы в буровой раствор. В результате повышается устойчивость горных пород вокруг ствола скважины по сравнению с первоначальными условиями.

Стоит отметить, что амплитуда изменения значений порового давления и концентрации полярных реагентов в породе вокруг ствола скважины наиболее существенна на расстоянии 1-1,5г от скважины, что является результатом активного поступления фильтрата бурового раствора в породу.

В пятой главе представлена экономическая оценка предлагаемых разработок. Результаты экономической оценки показывают, что стоимость

разработанных составов на 15% меньше, чем среднее значение стоимости составов наиболее близких по свойствам к защищаемому составу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Состав бурового раствора, содержащий глинопорошок (5%), поливинилпирролидон РVP (6,3%), формиат натрия (5,3%), жидкое калиевое стекло (3%), глицерин (5%), пеногаситель (0,1%) позволяет снизить показатель увлажняющей способности хрупких глинистых пород на 35-40%, а также пластичных глинистых пород на 55-60%.

2. Разработанный состав полимерглинистого бурового раствора, способствует повышению механической прочности хрупких глинистых пород на 12-15%.

3. Введение в раствор N-винилпирролидона в концентрациях от 6,0 до 10% позволяет более чем на 27% снизить коэффициент трения по сравнению со стандартной рецептурой бурового раствора.

4. При взаимодействии глинистой породы с буровым раствором значение угла внутреннего трения снижается на 15% по сравнению с первоначальными условиями, и на 55% выше, чем при взаимодействии глинистой породы с водной средой.

5. Увеличение концентрации полярных соединений в буровом растворе в сравнении с их концентрацией в горной породе $C_p > C_n$ на 0,25 моль/л, позволяет существенно снизить поровое давление вокруг ствола скважины, благодаря переносу молекул свободной воды из горной породы в буровой раствор. В результате повышается устойчивость горных пород вокруг ствола скважины по сравнению с первоначальными условиями.

6. Стоимость разработанного состава бурового раствора в среднем на 20% ниже стоимости составов, применяемых для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах.

7. Оценка экономической эффективности разработанного состава полимерглинистого бурового раствора показывает целесообразность их использования при бурении скважин в неустойчивых глинистых породах на месторождениях России.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

Статьи в журналах, рекомендованных ВАК

1. Чудинова, И. В. Обоснование выбора ингибирующих реагентов для повышения устойчивости глинистых пород / И. В. Чудинова, Н. И. Николаев, А. В. Розенцвет. Текст : непосредственный // «Инженер-нефтяник». – 2017. – №2. – С. 10–12.

2. **Чудинова, И. В.** Разработка состава и исследование свойств бурового раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах / И. В. Чудинова, Н. И. Николаев. Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2019. – № 8 – С. 85–89.

Патент

3. Патент № 2675650 Российская Федерация, МПК С09К, 8/24 (2006.01). Полимерглинистый буровой раствор : № 2018120252 : заявл. 31.05.2018 : опубл. 21.12.2018 / **Чудинова И.В.**, Николаев Н.И., Розенцвет А.В.; заявитель СПГУ. – 8 с. : ил. – Текст : непосредственный.

Статьи в изданиях, индексируемых международной научной базой цитирования SCOPUS

4. Tabatabaee, S.Sh. Geomechanical Analysis of Wellbore Stability in High-Pressure, High-Temperature Formations / S.Sh. Tabatabaee, N.I. Nikolaev, **Chudinova I.V.** // Materials of 79th EAGE Conference & Exhibition 2017 Student Programme, Paris, France. – 2017. – P.1145-1147.

5. Tabatabaee, S.Sh. Geomechanical study of well stability in high-pressure, high-temperature conditions / S.Sh. Tabatabaee, Nikolaev N.I., **Chudinova I.V.**, A.S. Martel // Geomechanics and Engineering. Techno-Press, Ltd. – 2018. – Vol. 16. – No. 3 – P. 331-339.

6. **Chudinova, I.V.** Design of domestic compositions of drilling fluids for drilling wells in shales / I.V. Chudinova, N.I. Nikolaev, A.A. Petrov // Youth Technical Sessions Proceedings VI Youth Forum of the World Petroleum Council - Future Leaders Forum (WPF 2019), Saint Petersburg, 2019. – P. 371-375.

Прочие

7. **Чудинова, И.В.** Обзор способов ингибирования глинистых пород в зависимости от стадии литогенеза / Чудинова, И.В., Эрнандес Дж. Р. Текст : непосредственный // Материалы XVII Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех- 2016». – Ухта, – 2016. – С.134-136.

8. **Chudinova, I.V.** Modification of shale rock / Chudinova, I.V. // Problems of Geology and Subsurface Development: Proceedings. Materials of the 20th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of Tomsk Polytechnic University. – Tomsk. – 2016. – P.181-184.

9. **Чудинова, И.В.** Особенности гидратации глинистых пород с точки зрения супрамолекулярной химии/ И. В. Чудинова, Н. И. Николаев Текст : непосредственный // Бурение в осложненных условиях: Материалы

- Международной научно-практической конференции. – СПб.: «ЛЕМА». – 2016. – С. 102-103.
10. **Чудинова, И.В.** О вопросах стабильности ствола скважин при бурении в глинистых породах / И. В. Чудинова Текст : непосредственный // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: материалы Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 19–24 декабря 2016 г.) / отв. редактор К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ. – 2016. – С. 121-124.
11. **Чудинова, И.В.** Сохранение устойчивости ствола скважины при бурении в глинистых породах / И. В. Чудинова Текст : непосредственный // The Journal of Mongolian University of Science and Technology (JMUST). – 2016. – Volume 21/204. – pp. 21-26.
12. **Чудинова, И.В.** Подбор компонентного состава раствора для бурения в глинистых отложениях / И. В. Чудинова, А. В. Розенцвет Текст : непосредственный // Сборник тезисов 71 Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2017». – М.:РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2017. – С. 338.
13. **Чудинова, И.В.** Исследование свойств ингибирующих реагентов и их влияния на устойчивость глинистых пород / И. В. Чудинова, А. В. Розенцвет Текст : непосредственный // Сборник материалов Молодежной научно-практической конференции «Инновационные подходы при оказании услуг бурового подряда». – Альметьевск. – 2017. – С. 83-84
14. **Чудинова, И.В.** Подбор ингибирующих реагентов для повышения стабильности раствора при бурении в глинистых породах / И. В. Чудинова, Н. И. Николаев, А. В. Розенцвет Текст : непосредственный // Тезисы докладов II Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях». СПб. – 2017. – С. 72.
15. **Чудинова, И.В.** Разработка состава бурового раствора для бурения скважин в глинистых породах / И. В. Чудинова, Н. И. Николаев, А. С. Мартель Текст : непосредственный // Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях». – СПб. – 2018. – С. 128.