

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

ЧУДИНОВА ИННА ВЛАДИМИРОВНА



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

25.00.14 – Технология и техника геологоразведочных работ

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Научный руководитель
доктор технических наук, профессор
Николаев Николай Иванович

Санкт-Петербург – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ И ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТОК ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ.....	9
1.1 Понятие и классификация, этапы формирования глинистых пород	9
1.2 Анализ разработок ингибирующих буровых растворов для строительства скважин в неустойчивых глинистых породах	17
1.3 Выводы по первой главе.....	27
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СОСТАВОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ	29
2.1 Влияние буровых растворов на устойчивость глинистых отложений в процессе бурения	29
2.2 Основные параметры промывочной жидкости и методы их исследования	33
2.3 Методика исследования ингибирующей способности бурового раствора.....	39
2.4 Методика исследования устойчивости глинистых горных пород при бурении разведочных скважин.....	43
2.5 Планирование экспериментов и обработка результатов исследований.....	51
2.6 Выводы по второй главе.....	55
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ....	57
3.1 Материалы и реагенты, применяемые для проведения исследований свойств буровых растворов	57
3.2 Исследование влияния ингибиторов на устойчивость образцов глинистых пород.....	59
3.3 Разработка составов раствора полифункционального действия для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах.....	68

3.4 Выводы по третьей главе.....	74
ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД, СЛАГАЮЩИХ СТЕНКИ СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ	75
4.1 Исследование влияния бурового раствора на водной основе на механическую прочность глинистых горных пород	75
4.2. Исследование характера диффузии водной фазы бурового и транспорта ионов в пристволенной зоне скважины.....	81
4.3 Выводы по четвертой главе.....	85
ГЛАВА 5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТАННОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА	86
5.1 Выводы по пятой главе.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	91

ВВЕДЕНИЕ

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.

Значительный вклад в развитие научных представлений о проблемах 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., Маковой Н., Мамаджанов У.Д., Маслов В.В., Мухин Л.К., Токунов В.И., Хейфец И.Б., Ребиндер П.А., Ишбаев Г.Г., Шарафутдинов З.З., Осипов В.И. и многие другие исследователи.

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 исследования:

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.

Теоретическая и практическая значимость работы 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».

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%), поливинилпироллидон 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-винилпироллидона в концентрациях от 6,0 до 10% позволяет снизить трение бурильной колонны при бурении и СПО более чем на 27%

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 и результаты диссертации докладывались на 56 Konferencja Studenckich Kof Naukowych Pionu Gorniczego, Krakow (г. Краков, 2015 г.); XVII международной молодежной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2016» (г. Ухта, 2016 г.); XX Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2016 г.); Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях» (г. Санкт-Петербург, 2016); Международной научно-практической конференции «Научоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (г. Уфа, 2016 г.); XVIII международной молодежной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2017» (г. Ухта, 2017 г.); 71-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2017» (г. Москва, 2017 г.); 79th EAGE Conference & Exhibition 2017 Student Program (г. Париж, 2017 г.); 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 г.).

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 наименования, изложена на 104 страницах, содержит 14 таблиц, 37 рисунков.

Личный вклад. Проведен анализ современного состояния науки и техники в области применения буровых растворов для бурения скважин в интервалах неустойчивых глинистых пород, а также используемых материалов и реагентов и их влияние на ингибирующие свойства бурового раствора. Разработаны составы буровых промывочных жидкостей, обеспечивающих устойчивость перемежающихся пластичных и хрупких глинистых пород. Проведен анализ устойчивости ствола скважин, который обосновывает эффективность использования разработанных рецептов промывочных жидкостей.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ И ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТОК ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ

1.1 Понятие и классификация, этапы формирования глинистых пород

Глинистые породы представляют собой полиминеральные образования, которые состоят преимущественно из минералов класса силикатов, образовавшиеся из горных пород в результате длительных геохимических процессов: физико-химического выветривания, гидротермальных превращений и переосаждения. Однако основные свойства, характеризующие данные породы, определяются присутствием глинистых минералов. Глинистые минералы относятся к слоистым и слоисто-ленточным силикатам алюминия, железа и магния. Частицы глинистых минералов имеют главным образом пластинчатую форму, но также встречаются минералы в виде удлиненных пластинок, а также трубчатые и волокнистые частицы [41,55,73,76,128,131].

Обычные глинистые минералы являются слоистыми филлосиликатами, которые имеют слоистую структуру, в какой-то степени похожую на структуру слюд. На рисунке 1.1 представлена принципиальная структура глинистых минералов, которые состоят из двух типов слоев, один из которых представляет собой силикатный тетраэдрический слой, состоящий из групп SiO_4 , соединенных вместе и образующих гексагональную решетку структуры Si_4O_{10} . Расстояние между атомами кислорода в правильном тетраэдре равно $2,61 \text{ \AA}$, а расстояние между Si и O составляет $1,61 \text{ \AA}$; пространство, доступное для ионов в тетраэдрической координации имеет размер $0,55 \text{ \AA}$. Другой тип слоя представлен окисью или гидроксидом алюминия, слагающими два слоя плотно упакованных атомов кислорода или гидроксидов, между которыми располагаются октаэдрически координированные атомы алюминия. Расстояние O-O в правильных октаэдрах равно $2,60 \text{ \AA}$, а расстояние OH-OH – $2,94 \text{ \AA}$. Пространство, доступное для катиона, составляет $0,61 \text{ \AA}$ [35,41].

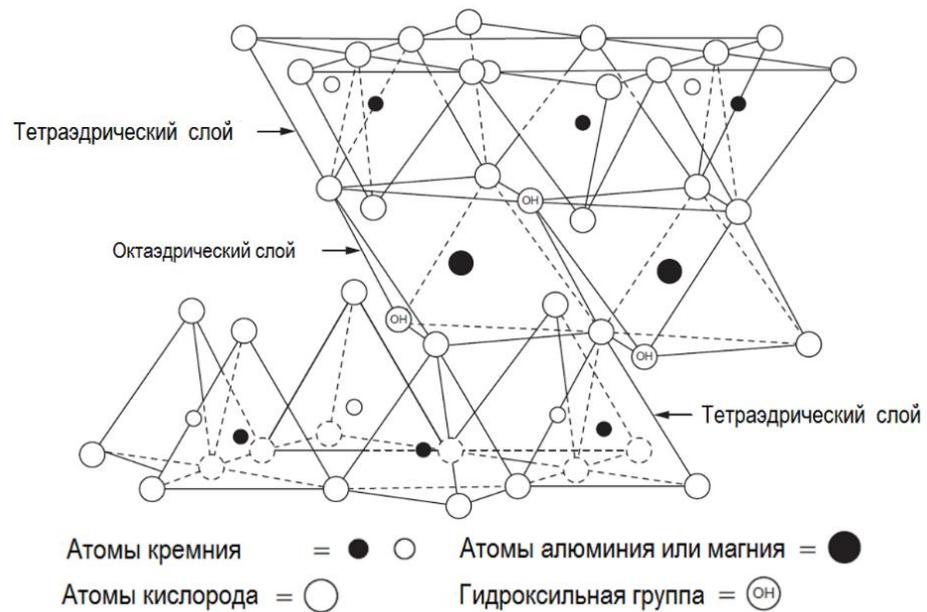


Рисунок 1.1 - Принципиальная структура глинистых минералов

На рисунке 1.2 изображена упрощенная модель распределения сил, действующих в структуре глинистой породы. По природе происхождения их можно разделить на механические и физико-химические силы, такие как:

- местные вертикальные и горизонтальные напряжения;
- поровое давление;
- силы, притяжения и отталкивания, возникающие на контактах кристаллических решеток.

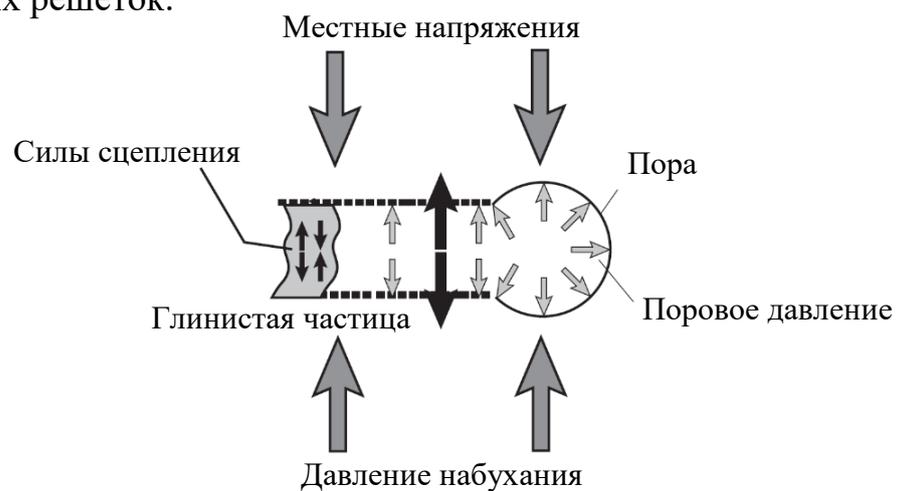


Рисунок 1.2 - Схематическое представление сил, действующих в структуре глинистой породы

Микроструктуры глинистых образований исключительно чувствительны к изменению физических и геохимических полей и поэтому трансформируются в процессе литогенеза. Сразу же после отложения осадка начинается его диагенетическое преобразование под влиянием процессов физико-химического уплотнения и дегидратации. При физико-химическом уплотнении изменяются состав и концентрация иловых вод. Одно из наиболее характерных направлений диагенетического преобразования иловых вод — концентрирование в них солей и увеличение содержания Mg^{2+} , Ca^{2+} и K^+ , в результате которого обменный комплекс осадков также претерпевает значительные изменения. Это приводит к уменьшению гидрофильности глинистых частиц и степени диффузности их двойного электрического слоя [35,41,105,128].

С увеличением глубины погружения осадка наряду с физико-химическим уплотнением уже на раннем этапе диагенеза начинает развиваться гравитационное уплотнение, также выражающееся в укрупнении микроагрегатов, закрытии крупных пор, более плотной упаковке структурных элементов, появлении заметной ориентации глинистых микроагрегатов в плоскости, нормальной к действию уплотняющей нагрузки. Пористость системы при этом изменяется от 60—90 % на начальном этапе до 30—40 % на конечном.

С развитием ближних коагуляционных контактов глины переходят в типичные пластичные системы, которые отличает вязкий характер деформации, способность к пластическому течению в широком интервале нагрузок с наибольшей пластической (шведовской) вязкостью, средние значения показателей сжимаемости и набухаемости.

Появление структурных связей смешанного типа на позднем этапе диагенеза обуславливает существенное изменение прочностных и деформационных свойств глин. Возникновение более прочных переходных контактов приводит к образованию жесткого каркаса, способного воспринимать внешнюю нагрузку на начальной стадии деформирования [58]. Поэтому под нагрузками меньше прочности жесткого каркаса эти глины ведут себя, как упругие системы, а при разрушении каркаса и более высоких нагрузках

деформируются как пластичные тела. Сжимаемость таких глин заметно снижается, а показатели прочностных свойств возрастают, величина набухания достигает максимального значения.

Что касается глинистых пород на стадии диагенеза, в случаях, когда глинистые породы уплотняются под действием веса вышележащих пород, адсорбированная вода выжимается вместе с поровой водой. Количество остающейся воды зависит от глубины погружения, объемной доли глинистых минералов, присутствия обменных катионов на них и геологического возраста формации. При вскрытии глинистой породы горизонтальные напряжения в породе на стенке скважины снимаются и обезвоженная порода адсорбирует воду из бурового раствора. Если развивающееся при этом давление набухания вызывает увеличение центробежного растягивающего напряжения до уровня, превышающего предел текучести, ствол скважины деформируется. Деформирование проявляется в виде пластического течения, когда породы вступают в контакт с буровым раствором.

Исходя из вышеизложенного, в случае наличия пластичных глинистых пород в практике промывки скважин наиболее широко используются хлоркальциевые, гипсовые, силикатные, бариевые и кальциевые буровые растворы. Применение таких растворов на месторождениях Среднего и Нижнего Поволжья, в Туркмении, на Украине и многих других районах буровых работ позволило значительно сократить обвалы, осыпи, сужения ствола и кавернообразования, уменьшить время на промывку и проработку скважин.

Сорбирование ингибирующих компонентов на глине изменяет ее поверхность, вызывает коагуляцию уже ранее увлажненных агрегатов частиц. При проникновении фильтрата вглубь породы происходит ее увлажнение, но образуются конденсационно-кристаллизационные и коагуляционно-конденсационные структуры, вызывающие повышение связанности глинистых частиц и агрегатов и предупреждающие их набухание и разупрочнение. Действуя в сторону установления осмотического равновесия между буровым раствором и гидратными слоями глинистых частиц, ингибирующие электролиты снижают

уровень гидратации, а входящие в состав раствора коллоидные электролиты и полиэлектролиты замедляют ее темпы [6,26].

При переходе от диагенеза к катагенезу происходят дальнейшее уплотнение и упрочнение структуры глин. На этой стадии литогенеза большинство глин приобретает турбулентное или ламинарное микростроение. Переходные контакты постепенно трансформируются в цементационные и кристаллизационные. Кристаллизационные контакты возникают в основном под влиянием высокого давления и диффузионных процессов, что вызывает «холодную сварку» микрокристаллов глинистых минералов по их базисным поверхностям и образование крупных агрегатов, характерных для плотных аргиллитоподобных глин [38,58,67].

Таблица 1.1 – Стадии и этапы литогенеза глинистых отложений и пород

Стадии литогенеза	Этапы литогенеза	Глубина нижней границы, м	Давление на нижней границе, МПа	Температура на нижней границе, °С	Общая пористость на нижней границе, %	Влажность на нижней границе, %	Консистенция
Диагенез	Ранний	8-15	0,15	10-15	60-75	$W > W_T$	Скрыто-текучая
	Поздний	300-500	5-10	15-20	30-45	$W < W_T$	Пластичная
Катагенез	Ранний	900-1800 (2000)	20-30	50-60	16-25	$W > W_p$	Полутвердая
	Средний	2100-3600	60-80	80-100	4-12	$W > W_{mg}$	Твердая
	Поздний	2600-5000	120-200	150-200	2-4	$W < W_{mg}$	Твердая
Метагенез		10000-15000	>200	>200	1-2	$W < W_{mg}$	Твердая

В результате таких преобразований грунты, претерпевшие катагенез, становятся типичными твердыми телами, для которых характерны упругая деформация вплоть до хрупкого разрушения, низкая сжимаемость, высокие показатели сопротивления сдвигу, отсутствие набухания в ненарушенном сложении. В литифицированных глинистых породах (сланцы, аргиллиты) могут

развиваться очень высокие давление набухания, если они изолированы со всех сторон и находятся в контакте с водой. Известны два механизма потери устойчивости этих аргиллитов при бурении. Один связан с изначально низкой механической прочностью этих аргиллитов вследствие их сильной дезинтегрированности. Второй механизм потери устойчивости связан с низкими скелетными напряжениями в глинистой породе и недостаточным давлением на забое. В бурящейся скважине давление набухания способствует увеличению центробежного растягивающего напряжения на стенке скважины. Когда это напряжение предел текучести глинистого сланца, происходит гидратационное обваливание. По наблюдениям Ченеверта [38], давление набухания растет со временем и в конце концов вызывает взрывоподобное увеличение диаметра ствола. В промысловых условиях обвал обычно происходит лишь через несколько дней после вскрытия породы. При бурении таких аргиллитов большое значение имеет обеспечение микрокольматирующих и крепящих свойств буровых растворов [25,115].

Пластичные глинистые породы часто входят в состав осадочного чехла Русской платформы и ее окраин, например, в разрезах Брикетно-Желтухинского, Бельского месторождений урана и редких металлов встречаются прослойки углистых и мергелистых глин мощностью до 15-18 метров, на северо-западной окраине Русской платформы в районе Ленинградской области встречаются мощные слои кембрийских глин. Пластичные глинистые породы, при бурении буровыми растворами на водной основе, склонны к гидратации, прилипанию к породоразрушающему инструменту. В практике бурения пластичных глин с применением полимерных ингибированных промывочных растворах скорость проходки падает в 2-3 раза.

Хрупкие глинистые породы, формирующиеся на больших глубинах, представлены в виде аргиллитов, глинистых сланцев. Сланцы встречаются в разрезах месторождений золота на Урале, таких как Воронцовское, Сухой Лог, аргиллиты распространены в Красноярском крае в разрезе Мазульского месторождения марганца, в разрезах Норильского медно-никелевого бассейна

(«стреляющие аргиллиты»), на месторождениях Урало-Поволжья и Тимано-Печорской провинции.

Таким образом, для ингибирования пород такого типа большой интерес представляют полимеры, адсорбирующиеся на поверхности твердой фазы с образованием изолирующих ее («капсулирующих») слоев. Этот эффект, сопровождающийся прекращением пептизации глинистых агрегатов, равнозначен ингибированию, но в тоже время обеспечивает высокий уровень защитного действия. Для такого рода полимер-глинистых растворов предложен ряд реагентов и их комбинаций на основе гуара, аминов, алкалоидов, продуктов микробиологического модифицирования различных сахаров и крахмала, акриловых полимеров, битума и т. п. Есть указания, что образование непроницаемых пластичных корок на стенках скважины способствует снижению гидратации и повышению их устойчивости [1,11,12,38,59,117].

В соответствии с исследованиями доктора химических наук В.Т. Быкова модифицирование глинистых пород может проявляться в изменении химической природы внешней и внутренней кремнекислородной поверхности частицы, вытеснении межслоевой воды и обмене катионов щелочных (щелочноземельных) металлов на органические или на другие неорганические катионы. При взаимодействии монтмориллонитов (бентонитов) с органическими веществами получают органоментмориллониты (органобентониты) или так называемые глинистые органокомплексы.

Работа по химическому модифицированию проводилась на природных и активированных глинах. Были применены методы ионного обмена и непосредственного взаимодействия между бентонитами и силикоорганическими и азотсодержащими органическими соединениями. Природный и активированный гумбрин обрабатывали подкисленным раствором фтористого аммония. Для выяснения влияния модифицирования на адсорбционные свойства была изучена адсорбция паров воды, бензола и н-гептана.

Интересные данные были получены В.Т. Быковым при модифицировании глин растворами йодистого тетраметиламмония. В этом случае замена

неорганических ионов на органический катион приводит к существенному росту адсорбционной способности по парам бензола. Модифицирующее действие азотсодержащих органических соединений существенно зависит от их химической природы. Более существенное влияние на свойства глины оказывает этиламин, который повышает адсорбционную способность глины во всем интервале относительных давлений. Глины могут быть гидрофобизованы и фтористыми соединениями. При обработке природного и активированного гумбрина подкисленным раствором фтористого аммония наблюдается понижение адсорбционной способности этих адсорбентов по парам воды [6].

Большое значение имеют прочные, практически необменные, замещения в поглощенном комплексе глин на органические катионы или соединения, обладающие основными свойствами. Значительное гидрофобизирующее действие оказывают высокомолекулярные амины. Высшие амины улучшают адгезию материалов к влажным поверхностям. Четвертичные соли таких аминов могут использоваться в качестве катионактивных ПАВ. Амнирование приводит к коренному изменению природы глины, ее гидрофобизации, разрушению системы глина - вода и возникновению новой системы: амнированный (органогфильный) бентонит - неполярные (органические) растворители [6].

Замещения на органические катионы производятся в соответствии с обменной емкостью. Н. Смит, впервые это обнаруживший, характеризовал поэтому реакцию амнирования как обменную, но Ф. Д. Овчаренко и Н. В. Гудович показали ее необратимость. Л. П. Ширинская и Н. Ф. Ермоленко, рассматривая нарушения эквивалентности обмена при замещениях на органические катионы как проявление вторичного процесса молекулярной сорбции, предложили для него два механизма. Первый – связывание органического радикала молекулярными силами, второй – связывание амина уже сидящими на глине органическими катионами. По мере насыщения поверхности органическими катионами, блокирующими активные участки, падают гидрофильность глины и ее обменная способность. Подобный же эффект оказывают образующиеся на поверхности глины сернистые соединения [6,18].

1.2 Анализ разработок ингибирующих буровых растворов для строительства скважин в неустойчивых глинистых породах

При бурении скважин возникает множество осложнений, связанных с применением бурового раствора, который не соответствует горно-геологическим условиям конкретного месторождения. Чаще всего причиной таких осложнений является несоответствие физико-химических параметров. При бурении глинистых горных пород осложнения такого характера встречаются чаще всего, вследствие активного взаимодействия пород, слагающих стенки скважины и фильтрата бурового раствора. Для предотвращения, или как минимум для контроля возникновения возможных осложнений, буровой раствор обрабатывается реагентами различного действия, способными снизить степень влияния водной фазы раствора на механическую прочность и устойчивость пород. Разработка и применение составов буровых растворов, отвечающих требованиям геолого-технических условий – ключевой параметр, отвечающих за успех сооружения скважины [27,36,58,105,109].

При разработке новых составов буровых растворов взят ориентир на минимизацию количества добавок в раствор, сокращение непроизводительного времени буровых работ, что в свою очередь обеспечивает легкость приготовления раствора и контроля его параметров, а также экономическую выгоду. Также разработка состава ведется с применением различных механизмов ингибирования, по причине того, что в условиях перемежающихся пластичных и хрупких глинистых пород нецелесообразно менять рецептуру бурового раствора для каждого интервала.

В индустрии буровых растворов применяется множество реагентов-стабилизаторов и ингибиторов глинистых пород: органические и неорганические соли, полисахариды и их производные, силикаты.

Таблица 1.2 – Основные типы промывочных жидкостей, применяемых для бурения скважин в глинистых горных породах

Тип промывочной жидкости (раствора)	Область применения	Основные особенности
1	2	3
<i>Обработанные глинистые растворы</i>		
Гуматный	Сравнительно устойчивые разрезы, в которых отсутствуют набухающие и диспергирующиеся глинистые породы (глина, сланцы, аргиллиты, алевролиты)	Высокое пептизирующее действие, интенсивность которого возрастает с увеличением содержания УЦР, что отрицательно сказывается на устойчивости глинистых пород
Лигносulfонатный	Глинистые отложения, гипсы, ангидриты и карбонатные породы	Ингибирующие свойства, высокая глиноемкость и малая чувствительность к минеральной агрессии, но наоборот к жесткости вод
Хромлигносульфонатный	Глинистые и аргиллитоподобные породы	Устойчивость к загущающему действию разбурываемых глин вследствие высокой глиноемкости
<i>Эмульсионные</i>		
Инвертные эмульсии Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР)	Вскрытие и освоение продуктивных пластов, неустойчивые глинистые отложения с прослойками калийно-магниевых солей 180—190°	Высокие смазочные свойства, не способствуют набуханию глинистых пород, высокая стабильность свойств
Полимерные		
На основе ГПАА	Породы средней устойчивости, слаботрециноватые с прослойками глин, сланцев и глиносодержащих отдельностей	Флокулирующие и низкие диспергирующие свойства

1	2	3
<i>Полимербентонитовые</i>		
На основе ГПАА	Породы с различной степенью трещиноватости средней и слабой устойчивости с зонами нарушений при наличии глин и сланцев и глинодержащих отдельностей	Высокая мгновенная фильтрация. флокулирующие и псевдопластичные свойства способствуют повышению эффективности разрушения и очистки забоя, выносу выбуренной породы и выделению ее в отстойниках, снижению гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе
На основе М-14 или метаса	Породы с различной степенью трещиноватости средней и слабой устойчивости, с зонами нарушений, при наличии глин и сланцев и глинодержащих отдельностей	Высокая мгновенная фильтрация, флокулирующие и псевдопластичные свойства способствуют повышению эффективности разрушения и очистки забоя, выносу выбуренной породы и выделению ее в отстойниках, снижению гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе
На основе ПАА с неорганическим стабилизатором	То же	То же, но в дополнение к этому обладают более высокими флокулирующими и ингибирующими свойствами, а стабилизатор предотвращает коагуляцию суспензий бентонита в присутствии ПАА
На основе ПАА с органическим стабилизатором	То же	То же
Силикатный	Осыпаящиеся породы (сланцы)	Ингибирование обусловлено образованием полисиликатов на поверхности разбуриваемых пород. Ингибирующее действие ниже по сравнению с кальциевыми, калиевыми и алюминизированными растворами
Гуматно-силикатный	То же	То же

1	2	3
Ферроакриловый	То же	Повышенные флокулирующие свойства. Ингибирующее действие обусловлено ионами железа
Феррокалиевый	То же	Ингибирование осуществляется ионами железа и калия. Ингибирующее действие выше по сравнению с ферроакриловыми растворами
Полимерсолевый	То же	Ингибирование осуществляется ионами натрия. Ингибирующее действие выше по сравнению с кальциевыми и ниже по сравнению с калиевыми растворами
Гидрофобизирующие на основе кремнийорганической жидкости	Неустойчивые глинистые сланцы разного состава, высококоллоидальные глины и глинистые породы	Ингибирующее действие проявляется в гидрофобизации поверхности глинистых пород кремнийорганическими соединениями
На основе мыл жирных кислот	Неустойчивые глинистые сланцы разного состава, высококоллоидальные глины и глинистые породы	Наиболее высокие ингибирующие и флокулирующие свойства. Ингибирующее действие проявляется в образовании на поверхности глинистых пород двойного защитного гидрофобного слоя из алюминиевых мыл
Соленасыщенные		
Стабилизированный	Соли с пропластками глинистых отложений	Предотвращает растворение стенок скважин, сложенных солями, предупреждает разупрочнение и обвалы глинистых пород
<i>Ингибированные</i>		
Известковый	Высококоллоидные глинистые породы и аргиллиты	Повышенная глиноёмкость, уменьшение пептизации выбуренной глины, снижение набухания и вспучивания сланцев, сохранение устойчивости стенок скважины. Ингибирование осуществляется действием ионов кальция

1	2	3
Гипсово-известковый	То же	То же
Хлоркальциевый	Аргиллиты и аргиллитоподобные отложения	То же
Лигносульфатный хлоркалийевый	Неустойчивые глинистые сланцы различного состава	Ингибирование осуществляется действием ионов калия, которое выше по сравнению с ионами кальция
Хлоркалийевый эмульсионный	То же	Более высокие смазочные свойства по сравнению с хлоркалийевым раствором
Калиево-гипсовый	Неустойчивые глинистые сланцы различного состава	Ингибирование осуществляется ионами калия и кальция, в связи с чем ингибирующее действие выше по сравнению с хлоркалийевым и хлоркальциевым растворами
Алюминизированный	Аргиллиты и малоувлажненные (10% влаги) высококоллоидные глины	Ингибирование осуществляется гидроокисью алюминия, которая образуется из солей алюминия в щелочной среде раствора
Алюмокалиевый	Аргиллиты, высококоллоидальные глины, глинистые сланцы	Ингибирование осуществляется ионами калия и гидроокисью алюминия, в связи с сравнением с калиевыми и алюминизированными растворами
<i>Воздух</i>		
Воздух	Сухие разрезы, представленные породами, не склонными к обвалообразованиям. Кроме того, породы, склонные к слипанию, набуханию или разрушению при контакте с водой (глины, соли, слабосцементированные пески) в тех случаях, когда разрез сухой. Целесообразно применять в районах, где затруднено водоснабжение	Обеспечивает высокую скорость бурения, хорошую очистку ствола скважины

Рассмотрим подробнее характеристики реагентов наиболее эффективных в качестве ингибиторов разрушения и стабилизаторов глинистых пород.

Хлорид калия (KCl) широко известен как наилучший ингибитор, преимущественно используется для снижения давления набухания и регулирования осмотических процессов в высокоактивных глинах ранних стадий литогенеза. Основным фактором, ограничивающим применение хлорида калия, является неспособность предотвращать проникновение фильтрата бурового раствора в структуру породы. Вязкость раствора даже при высоких концентрациях KCl остается низкой, поэтому он не способен заполнить поровые пространства и повлиять на проницаемость глинистой породы. Однако, буровые растворы на основе хлорида калия не подходят для условий бурения хрупких глинистых породы на поздней стадии литогенеза, вследствие развития высоких давлений набухания при малом объеме впитанной воды (рисунок 1.3) [117,130].

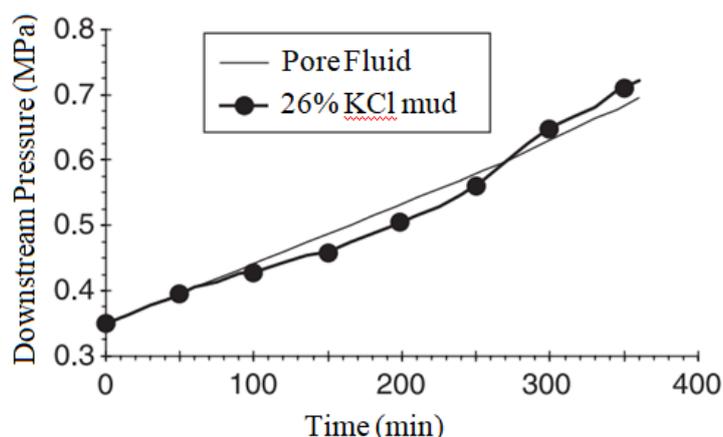


Рисунок 1.3 - Распределение давления в околоскважинном пространстве при использовании насыщенного хлоркалийевого бурового раствора

Раствор хлорида натрия (NaCl) в схожих концентрациях обеспечивают более высокую вязкость раствора в сравнении с хлоридом калия и более низкую водную активность, что способствует росту осмотического давления. Таким образом, раствор хлорида натрия рекомендуется для использования в целях снижения интенсивности проникновения фильтрата бурового раствора в породу. Однако, раствор хлорида натрия самостоятельно не способен обеспечить оптимальные параметры раствора, более эффективно использовать NaCl в

сочетании с регентами (например силикатами, полиолами, метилглюкозидами), которые способны увеличить осмотический градиент в целях дегидратации глинистых пород.

Концентрированные растворы хлоридов/бромидов кальция, магния, цинка благодаря способности снижать степень гидравлического течения и обеспечивать высокое осмотическое давление могут использоваться в качестве ингибирующих реагентов для глинистых пород. Двухвалентные ионы посредством диффузии проникают в породу, тем самым обеспечивая транспорт ионов из раствора. При замещении ионов на более ингибирующие, такие как K^+ существует риск возрастания давления набухания, что может привести к неустойчивости пород, слагающих стенки скважины. При использовании растворов такого типа следует тщательно соблюдать баланс между положительным эффектом, оказываемым на показатели порового давления и потенциально дестабилизирующим влиянием на показатели давления набухания.

Формиаты и ацетаты натрия и калия в высоких концентрациях в растворе способствуют формированию высоких значений осмотического давления. Также эти одновалентные системы оказывают существенное влияние на показатели давления набухания. Наиболее предпочтительным реагентом с точки зрения ингибирования глинистых пород является формиат калия ($KCOOH$), так как он способен одновременно снижать значения давления набухания, содержание водной фазы и поровое давление, что подтверждается промышленными испытаниями. Однако указанный положительный эффект справедлив только для промывочных растворов с высокими концентрациями формиата калия ($KCOOH$).

Также применяются некоторые полимерные композиции, в качестве альтернативы хлориду калия. Преимущество таких композиций состоит в том, что их функциональные группы способны адсорбироваться на поверхностях глинистых минералов и создавать несколько точек контакта. Это свойство позволяет полимерам быть более устойчивыми к замещению, чем ионы K^+ . Полимерные композиции являются эффективными ингибиторами набухания, особенно те из них, которые обладают низкой молекулярной массой. И благодаря

этому могут проникать в структуру глинистой породы. Высокомолекулярные типы полимеров, ввиду своих размеров не способны проникать в поровое пространство, однако они образуют защитную пленку и могут оказывать некоторое крепящее действие на глинистую породу. Например, известно влияние частично гидролизованного полиакриламида (РНРА), который адсорбируется на породе, образуя несколько точек контакта, и тем самым может укреплять стенки скважины.

Рисунок 1.3 иллюстрирует сетчатую форму распространения РНРА на поверхности кальцита. Самостоятельное применение высокомолекулярных полимеров, такие как РНРА, показывает минимальную эффективность покрытия поверхности блокирования порового пространства.

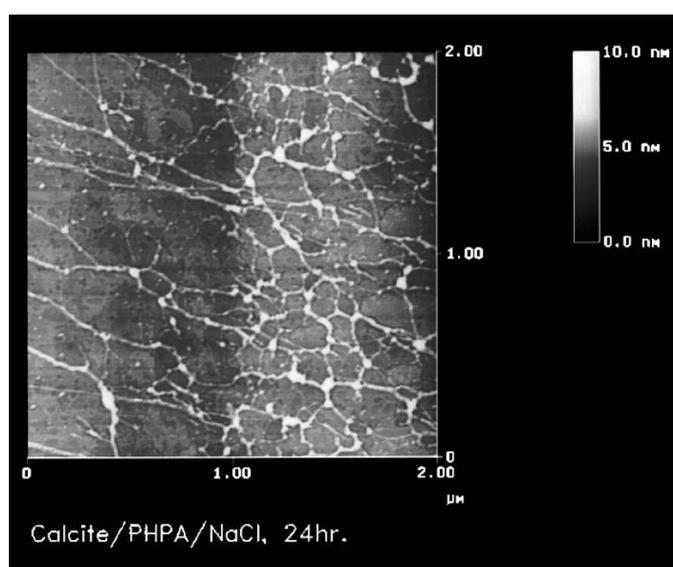


Рисунок 1.4 - Электронно-микроскопические исследования распространения молекул РНРА на поверхности кальцита

Однако, низкомолекулярные полимеры, благодаря проникновению в структуру породы, способны регулировать поровое давление. Таким образом, рекомендуется применение комбинации низкомолекулярных и высокомолекулярных реагентов в качестве эффективного стабилизатора глинистых пород [4,6,118,132].

Асфальтен, гильсонит и графен применяются для различных целей, среди них также стабилизация и ингибирование глинистых пород. Указанный тип

добавок не оказывает влияния на давление набухания. Кроме того, существенные размеры их молекул предотвращают проникновение в породу и закупоривание порового пространства, поэтому степень проникновения фильтрата бурового раствора в породу практически не снижается. Также, как и высокомолекулярные полимеры, эти реагенты работают на поверхности породы, позволяя залечивать микротрещины, образующиеся в породах на стенках скважины.

Сахариды и полисахариды широко распространённая добавка для увеличения вязкости бурового раствора, которая в необходимых концентрациях позволяет снизить интенсивность проникновения фильтрата бурового раствора в породу. Однако такие системы буровых растворов подвержены разложению под действием биологических организмов, поэтому их следует применять в сочетании с бактерицидами. Полисахариды рекомендуется применять в качестве ингибиторов разрушения глинистых пород и стабилизации ствола скважин, что способствует снижению вероятности возникновения прихватов и повышения механической скорости бурения. Применение ограничивается высокими концентрациями (более 30%) для достижения желаемого эффекта, что повышает стоимость бурового раствора и увеличивает вязкость промывочной жидкости.

Полиолы (полигликоли и полиглицерины) нашли широкое применение в качестве ингибитора разрушения глинистых пород. Их способность к загущению бурового раствора снижает вероятность проникновения фильтрата в породу. Механизм ингибирования и стабилизации глин аналогичен полимерам: низкомолекулярные полигликоли и полиглицерины встраиваются в структуру породы, а высокомолекулярные образуют защитный экран на поверхности пород, слагающих стенки скважин.

Комбинация различных полиолов в сочетании с солями (KCl , $NaCl$, $CaCl_2$) оказывает синергетический эффект в целях стабилизации глинистых пород. Эффект проявляется в виде увеличения мембранной проницаемости на границе глинистая порода – буровой раствор, и как следствие, повышения осмотического давления (снижению активности водной фазы раствора).

Силикатные буровые растворы благодаря своим свойствам и низкой стоимости также применяются для стабилизации глинистых пород. Водорастворимые силикаты проникают в структуру глинистой породы и вступают в реакцию с поливалентными ионами (Ca^{2+} и Mg^{2+}) образуя нерастворимый осадок. Силикат натрия в воде существует в виде ионов, коллоидов и молекул в результате его гидролиза и полимеризации продуктов гидролиза. Неорганические коллоидные вещества адсорбируются через водородную связь на поверхности которой образуется прочная плёнка, препятствующая проникновению фильтрата бурового раствора и набуханию сланца, и одновременно в некоторой степени укрепляющая рыхлые породы. Причём при реакции поступающего в пласт силиката с натрием образуется силикат натрия, заделывающий пластовые трещины, тем самым снижая давление вокруг ствола скважины и укрепляя стенки скважин.

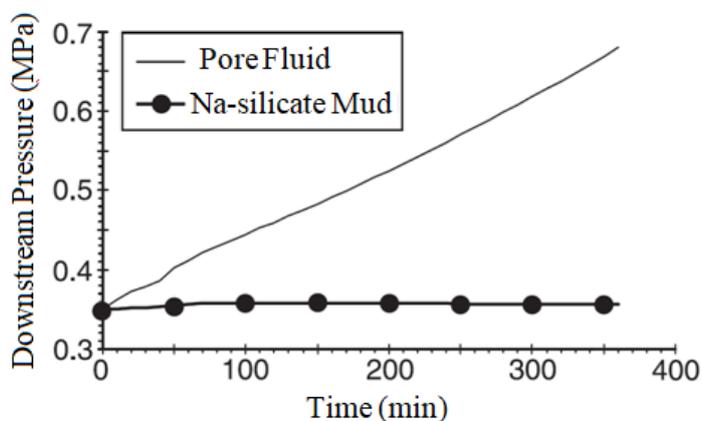


Рисунок 1.5 – Распределение давления в околоскважинном пространстве при использовании насыщенного натрий-силикатного бурового раствора

Когда поступающий силикат встречается с водой при величине водородного показателя меньше 9, сразу образуются гель и осадок, которые заделывают трещины и поры, таким образом препятствуя дальнейшему поступлению фильтрата бурового раствора в сланцевый пласт. Кроме того, при забойной температуре более 80° происходит реакция поликонденсации между силикатом с глинистым минералом и образуется сцементированное вещество, под

воздействием которого укрупняются частицы глинистых минералов, укрепляющие стенки скважин [17,36,42,107].

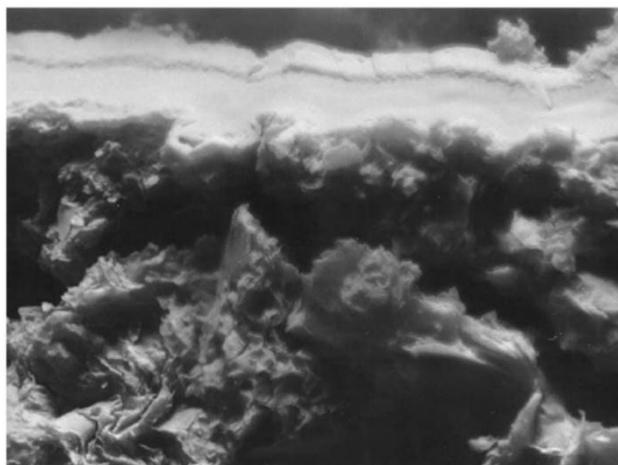


Рисунок 1.6 – Фотография образца глинистой породы после обработки силикатным буровым раствором, иллюстрирующая образовавшуюся силикатную корку толщиной 10мкм

1.3 Выводы по первой главе

Основываясь на представленных материалах, можно сделать несколько выводов:

1. Глинистые породы присутствуют повсеместно в разрезах месторождений и составляют 75 процентов от всего объёма разбуриваемых пород, в то же время, являясь наиболее вероятным местом возникновения осложнений, связанных с неустойчивостью ствола скважины.
2. В настоящее время не решена проблема качественного бурения интервалов скважин, сложенных глинистыми породами, в связи, с чем необходима разработка составов буровых растворов, которые бы удовлетворяли указанным условиям.
3. Интервалы скважины могут представлять перемежающиеся пластичные и хрупкие глинистых породы, которые предъявляют различные требования к параметрам бурового раствора, необходима разработка составов, удовлетворяющих указанным требованиям.
4. При разработке составов буровых растворов для бурения скважин в не устойчивых глинистых породах важнейшими задачами является обеспечение

достаточной ингибирующей способности, соответствующих реологических параметров и достаточных смазочных свойств.

Следовательно, **целью** диссертационной работы является повышение эффективности бурения скважин в неустойчивых глинистых породах.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- провести анализ применяемых ингибирующих буровых растворов для бурения скважин в интервалах неустойчивых глинистых пород;
- провести экспериментальные исследования по взаимодействию компонентов буровых растворов с образцами неустойчивых глинистых пород.
- провести экспериментальные исследования по влиянию различных добавок на технологические свойства буровых растворов.
- разработать составы ингибирующих буровых растворов, методов управления их свойствами и технологий приготовления;
- провести анализ устойчивости ствола скважины при бурении в глинистых породах;
- провести экономическую оценку предложенных разработок.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что качественное бурение скважин в интервалах, сложенных глинистыми породами, обеспечивается разработкой ингибирующих растворов полифункционального действия.

Кроме того, для успешного бурения скважин в неустойчивых глинистых породах необходимо провести анализ устойчивости горных пород.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СОСТАВОВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

2.1 Влияние буровых растворов на устойчивость глинистых отложений в процессе бурения

Значительный вклад в разработку мероприятий по борьбе с неустойчивостью глинистых отложений, вскрываемых в процессе бурения, внесли Ананьев А.Н., Ангелопуло О.К., Байдюк Б.В., Балаба В.И., Баранов В.С., Букс В.П., В.И. Крылов, Вадецкий Ю.В., Войтенко В.С., Гноевых А.Н., Городнов В.Д., Жигач К.Ф., Кистер Э.Г., Кошелев А.И., Кошелев А.Т., Кошелев В.Н., Крысин Н.И., Кудряшов Л.Б., Леонов Е.Г., Мавлютов М.Р., Мухин Л.К., Новиков В.С., Пеньков А.И., Попов А.Н., Потапов А. Г., Рябоконт С.А., Сеид-Рза М.К., Шаров В.С., Шарипов А.У., Шарафутдинов З.З. и др. [25,38,76,78,83].

Особенность состояния стенок скважины, сложенных глинами заключается в их склонности к потере устойчивости после вскрытия. Потеря устойчивости глинистых отложений обусловлена их деформацией под действием напряженного состояния пород, являющегося результатом действия горного давления. Напряженно- деформированное состояние горных пород вблизи скважины меняется под воздействием бурового раствора. Большую роль в передаче горного давления играет влажность породы [59,77,85].

Исследования специалистов показали, что деформация горных пород не всегда связана с наличием в ней глинистых минералов [104,123,132]. Погружение отдельных образцов глины в деионизированную воду показало отсутствие их взаимодействия с водой, т.е. глина была не набухающей. Это позволило авторам данной работы утверждать, что вопрос о понимании физической характеристики глины, способной описать ее способность к разрушению при контакте с жидкостью, стоит особо остро.

В.С. Шаров за основную причину неустойчивости принимает набухание и размокание глинистых пород [87,90,98]. В. С. Баранов [5] приходит к выводу, что утяжеление бурового раствора не препятствует кавернообразованию в глинистых

отложениях, а минимизация водоотдачи буровых растворов не обеспечивает сохранения устойчивости стенок- скважин. Городнов В.Д. [19] считает, что на устойчивость глинистых пород сильно влияет величина водоотдачи бурового раствора.

Поэтому ряд исследователей за основную причину неустойчивости приняли совместное действие двух факторов: напряженное состояние горных пород на стенках скважин и физико-химическое воздействие фильтрата промывочных жидкостей.

Н.М. Шерстнев [91] на основании анализа промыслового материала утверждает, что осыпи и обвалы происходят в глинистых отложениях, подвергнутых тектоническим нарушениям, с крутыми углами падения пластов и в условиях длительного воздействия бурового раствора. В.С. Войтенко [11] считает, что плотность бурового раствора следует регламентировать по величине порового давления в глинах.

О. К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков предлагают устанавливать нижний предел концентрации органического реагента для того или иного значения фильтратоотдачи, при котором проявление ингибирующего эффекта наиболее ощутимо [3,102].

В.И. Балаба и Е.Г. Леонов предлагают использовать два подхода к изучению разупрочнения глинистых пород: изучение физико-химических свойств жидкостей и оценка интегральных показателей, характеризующих одновременно свойства жидкости и породы — скорость набухания и скорость пропитки.

А.И. Пеньков, изучая скорость впитывания воды глиной, показывает преимущества совместного применения акриловых полимеров и хлористого калия в составе бурового раствора [75]. Подобные технические решения показали свою эффективность на месторождениях Западной Сибири, но были, например, малоэффективны на месторождениях Прикаспийской впадины.

В.С. Новиков в своей монографии [38] утверждает, что применение ингибированных буровых растворов не решает проблему предотвращения

осложнений в интервалах залегания глиноаргиллитовых пород. Повышение плотности раствора при минимальной фильтрации⁴ не привело к замедлению процессов обвалообразования и уменьшению интенсивности осложнений. Применение нефтеэмульсионного раствора не позволило предотвратить осложнения и прихваты. Увеличение плотности раствора и снижение показателя фильтрации не предотвратило осложнений в процессе бурения.

В исследованиях В.С. Новикова [38] приводятся данные о том, что большинство, применяемых в бурении реагентов ускоряют процесс разупрочнения глин и только в комбинации с другими реагентами способны замедлять этот процесс. Стабилизацию состояния ствола скважины обеспечивают комбинации полиакриламида и хлористого калия. Такие же данные были получены в работах Н.И. Крысина при бурении скважин в Пермской области. В Канаде также были успешно пробурены 100 скважин с применением полимеркалийевого раствора, в котором содержание реагентов составило: КС1 - 28,6 кг/м³, полиакриламид - 1,43 кг/м³ и глина - 148-286 кг/м³.

Мухин для предотвращения осложнений в глинистых отложениях предлагает применять углеводородные растворы [37]. Однако, как показывает практический опыт, применение углеводородных растворов не всегда предотвращает осложнения в стволе скважины.

Ипполитов В.В. и др. для бурения в твердых аргиллитовых глинах рекомендуют исключить использование полимеров для наработки бурового раствора за счёт его разбавления, а бурение скважины производить с использованием эмульсионного полимерглинистого бурового раствора.

Взаимосвязь инженерно-геологических показателей глины с ее структурой развивается в работах Шарафутдиновой Р.З. [87,88,90,92]. В этих представлениях, качественное и количественное состояние воды в глине находит отражение в значениях числа пластичности и показателя текучести, которыми обладают глины по ГОСТ 25100-95 [27]. Поэтому по [14, 75,88, 92], агрегатное состояние глины, применительно к бурению, можно условно разграничить по показателю текучести, равному $D = 0$ на пластичные и непластичные. Методы для

определения границ текучести, границ раскатывания и показателя текучести, производятся согласно ГОСТ 5180-84 «Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик».

Процесс разрушение глины при взаимодействии глины с водой по работе [87], имеет два макроэтапа. Первым этапом является всасывание глиной воды и ее разбухание, вторым этапом является диспергирование гидратированных частиц глины.

Выделяются следующие особенности процесса разрушения глины. Объемное разрушение глины происходит при гидратации и набухании глины, а также при восстановлении воды из деформированного состояния (металлизированная вода) в состояние атомного вещества [88].

Увеличение объема глины в процессе гидратации, т.е. появление деформаций, способствует появлению напряжений в породе на стенке скважины и ее последующему разрушению. Все эти процессы характеризуют глины, отличающиеся высоким показателям пластичности и малым показателем текучести, т.е. способные впитать в себя значительные количества воды.

С увеличением влажности глины, т.е. показателя текучести, роль степени увеличения объема глины будет снижаться. Величина напряжений, способных привести к появлению усилий, разрушающих глину на стенке скважины, будет падать. Значительное разбавление глины инертным компонентам (обломки горной породы, песком и др.), последние будут составлять структурный каркас глинистых отложений, определяют их поведение под действием горного давления. В этом случае, устойчивость стенок скважины будет определяться, состоянием каркаса, создаваемого инертными компонентами глинистых отложений.

Устойчивость стенок скважин, сложенных глинистыми породами в главной степени, определяется синергетическим влиянием показателей набухания (степень, скорость и период набухания), давлением набухания, величинами структурно-адсорбционных деформаций и предельного напряжения сдвига системы глина-вода. Поэтому судить об устойчивости различных глинистых пород только по величине их набухания в исследуемой среде недостаточно, так

как более набухающая глинистая порода может оказаться более устойчивой, чем слабо набухающая (при определенных геологических условиях залегания)[25].

2.2 Основные параметры промывочной жидкости и методы их исследования

Экспериментальные исследования по разработке составов промывочных жидкостей проводились на базе лаборатории буровых и тампонажных растворов кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета.

К основным свойствам бурового раствора относятся плотность, вязкость, ингибирующая способность, стабильность бурового раствора, величина водородного показателя рН, фильтрационные параметры, пенообразующая способность, триботехнические свойства. Перечисленные свойства буровых растворов модифицируются путем обработки их различными реагентами, которые одновременно оказывают влияние на несколько параметров бурового раствора.

Для контроля технологических параметров бурового раствора применялись два стандарта: отечественный и Американского Института Нефти (API). Использование стандарта API обусловлено применением лабораторного оборудования, изготовленного по этому стандарту [101,108].

Плотность бурового раствора определялась с помощью рычажных весов – плотномера ВРП -1. Показатель плотности раствора преимущественно зависит от количества и плотности сухих материалов. Измерение плотности раствора прибором ВРП-1 осуществляется путем уравнивания моментов левой и правой сторон весов относительно точки опоры.

Условная вязкость характеризуется временем истечения бурового раствора из воронки стандартного объема. Условная вязкость косвенно характеризует подвижность бурового раствора. Для определения параметра условной вязкости применяется вискозиметр ВБР-1. Условная вязкость (УВ, с) определяется временем истечения 500 см^3 промывочной жидкости через вертикальную трубку вискозиметра ВБР-1 из воронки, заполненной 700 см^3 промывочной жидкости. Значение условной вязкости вычисляют как среднеарифметическое из трех

последовательных измерений, отличие между которыми не должно быть более 2 секунд.

Для определения величин пластической вязкости и динамического напряжения сдвига был использован ротационный вискозиметр марки Fann 35SA (рисунок 2.1). Модель вискозиметра представляет собой ротационный вискозиметр Куэтта с соосным цилиндром, тестируемая жидкость содержится в кольцевом пространстве между внешним цилиндром и поплавком [47,114,123].



Рисунок 2.1 – Ротационный вискозиметр Fann 35SA

Измерения вязкости проводятся при вращении внешнего цилиндра с известной скоростью благодаря вязкостному сопротивлению, вызванному жидкостью. Данное сопротивление оказывает усилие на поплавок, который передает его на точную пружину, сжатие которой измеряется. Вязкость бурового раствора измеряется посредством измерения касательного напряжения в связи со скоростью сдвига. Диапазон скорости сдвига может изменяться при выборе скорости ротора и при использовании различных комбинаций ротора и поплавка.

Составы промывочных жидкостей тестировались при вращении наружного цилиндра со скоростью 600 об/мин. и 300 об/мин. Измерение предельного статического напряжения сдвига осуществляется на минимальной скорости – 3 об/мин.

Искомые величины пластической вязкости $\eta_{пл}$ и предельного динамического напряжения сдвига τ_0 определяются по следующим формулам:

$$\eta_{пл} = P_{600} - P_{300} \text{ МПа} \cdot \text{с} , \quad (2.1)$$

где P_{600} , P_{300} - значения углов поворота шкалы вискозиметра при частотах вращения гильзы, соответственно равных 600 и 300 мин⁻¹, град.

$$\tau_0 = (P_{300} - \eta_{пл}) \times 4,8 \text{ дПа} , \quad (2.2)$$

где P_{300} - показания прибора при 300 об/мин, $\eta_{пл}$ - пластическая вязкость, 4,8 - коэффициент пересчета фунт/100 футов² в дПа.

Для измерения предельного статического напряжения сдвига буровой раствор оставляют в покое на 10 мин для тиксотропного упрочнения, затем на скорости вращения 3 об/мин снимают максимальное значение по шкале прибора, предшествующее разрушению структуры.

Показатель стабильности бурового раствора определяется путем вычисления разности плотностей нижней и верхней частей отстоявшегося в течение 24 часов бурового раствора. Показатель стабильности бурового раствора косвенно характеризует способность раствора сохранять свою плотность. Показатель стабильности измеряется при помощи цилиндра ЦС-2.

Степень кислотности или щелочности буровых растворов оказывает существенное влияние на проявление ими других свойств. Так, изменяя величину рН, можно изменять реологические и фильтрационные свойства, ингибирующую способность буровых растворов, их седиментационную устойчивость и др.

Величина рН также влияет на растворимость неорганических реагентов (солей) и эффективность действия (форму молекул) полимерных реагентов. При этом оптимальные значения рН находятся, как правило, в диапазоне от 9 до 11.

Однако для щелочных сред с ростом рН увеличивается вероятность:

- нарушений устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми породами, за счет их дополнительного увлажнения в результате интенсификации электроосмотических процессов;

- химического диспергирования (пептизации) глинистых пород, что затрудняет их удаление из бурового раствора, вызывая тем самым рост его плотности, вязкости и статического напряжения сдвига.

Водородный показатель можно определять при помощи рН-метра. Работа рН-метра основана на преобразовании электродвижущей силы (э.д.с.) электронной системы в постоянный ток, пропорциональный измеряемой величине. Измерение осуществляют путем погружения зонда в химический стакан с буровым раствором и регистрации величины рН после того, как показания прибора стабилизируются.

К наиболее важным параметрам, характеризующим буровые растворы, относится их смазочная способность. Надежность и долговечность технологического оборудования бурения скважин во многом определяется смазочной способностью используемых буровых растворов. Контролю и поддержанию заданных значений смазочных свойств буровых растворов с помощью введения специальных смазочных добавок уделяется большое внимание в процессе бурения скважин.

В основу методики определения смазочной способности бурового раствора положено измерение коэффициента трения скольжения между трущимися поверхностями, помещенными в буровой раствор, при заданном контактом напряжении.

Для определения смазочной способности бурового раствора разработана установка УСР-1М (рисунок 2.2), принцип работы которой основан на определении коэффициента трения между вращающимся кольцом и неподвижной вставкой, погруженными в буровой раствор. При этом кольцо и вставка

сдавливаются между собой с нормированным усилием. Коэффициент трения определяют измерением и преобразованием активной мощности, потребляемой электродвигателем установки.



Рисунок 2.2 – Установка для определения смазочной способности бурового раствора УСП1-М

При определении смазочной способности бурового раствора: устанавливают металлическую вставку на кронштейне; заполняют чашку исследуемым буровым раствором; кольцо и вставку погружают в раствор; устанавливают момент нагрузки, равный нулю; установку прогревают в течение 15 мин; с помощью клавиатуры ввода данных устанавливают момент, равный 15 Нм; устанавливают режим измерения коэффициента трения; установка работает в течение 4-5 мин; производят отсчет значения коэффициента трения по шкале прибора.

Фильтрационные и коркообразующие характеристики буровых растворов, а также тампонажных растворов определяются с помощью фильтр-пресса. Скорость фильтрации определяется поглощением промывочной жидкости через специальную фильтровальную бумагу в течение 30 минут и измеряется при давлении 100 фунтов на квадратный дюйм (PSI) (690 кПа). Коркообразующие характеристики определяются толщиной и однородностью фильтровальной корки (твердый остаток), которая осаждается на фильтровальной бумаге в конце

периода фильтрации. Толщина фильтровальной корки округляется до ближайшего значения 1/32 дюйма (0,8 мм) [48,109,115,119].

Фильтр-прессы низкого давления (рисунок 2.3) состоят из фильтрующего элемента, который установлен в рамке, источника давления, фильтрующего материала и мерного цилиндра для приемки и измерения фильтрата бурового раствора.



Рисунок 2.3 – Фильтр-пресс LPLT (низкого давления) марки OFITE

Фильтрующий элемент или фильтр бурового раствора, изготовлен из коррозионно-устойчивого анодированного алюминия и хромированной латуни или же нержавеющей стали.

Источники давления обеспечивают необходимое давление 100 ± 5 фунтов на квадратный дюйм (690 ± 35 кПа) и могут быть в виде баллонов с сжатым азотом или воздухом, картриджей с газом CO_2 , питаться от систем подачи высокого давления воздуха.

Тестируемый раствор заливается в фильтрующий элемент на расстояние 6 мм до верха (заполнение элемента до данного уровня снижает объем газа подаваемого под давлением от источника давления). Собранный фильтрующий элемент устанавливается в рамку. Сухой мерный цилиндр располагается под

трубкой фильтрующего элемента на опорный кронштейн. После проверки герметичности сборки на фильтрующий элемент подается давление, согласно методике API. По истечению 30 минут необходимо закрыть клапан подачи давления от источника и открыть спускной кран. По окончании теста измеряется объем фильтрата, собранного в мерном цилиндре. Затем вынимается фильтровальная бумага и фильтрационная корка из нижней крышки и регистрируются параметры фильтрационной корки.

2.3 Методика исследования ингибирующей способности бурового раствора

Ингибирующая способность — это способность бурового раствора предупреждать или замедлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины (кавернообразование, сужение ствола и т.п.), представленном легкогидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми породами.

При этом, под глинистыми породами понимаются не только собственно глины, но и глинистые сланцы, аргиллиты, породы на глинистом цементе (глинистый песчаник, мергель, алевролит и др.).

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

Влагоперенос, т.е. проникновение дисперсионной среды бурового раствора в глинистую породу, происходит главным образом за счет адсорбционно - осмотических процессов. Общим для этих процессов является то, что в результате вокруг структурных элементов глинистых пород образуются гидратные оболочки, т.е. происходит их дополнительное увлажнение [32,52,85].

При достижении критической влажности (для аргиллитов критической считается влажность порядка 8 - 9 %), т.е. при максимальном развитии и перекрытии гидратных оболочек, которые обладают значительной упругостью и

прочностью на сдвиг, в глинистой породе возникают гидратационные напряжения, величина которых в околоствольной зоне скважины может достигать от 40 до 1000 МПа, вследствие чего породы в этой зоне претерпевают весь спектр деформаций от вязкопластического течения до хрупкого разрушения.

В аргиллитах и глинистых сланцах деформационные процессы завершаются хрупким разрушением (кавернообразованием). Для типичных глинистых пород характерны пластические деформации, следствием которых является сужение ствола скважины.

Диспергирование выбуренных глинистых частиц ведет к аккумуляции их в самом буровом растворе. В результате этого происходит интенсивное изменение его функциональных свойств, регенерация которых требует разбавления бурового раствора водой, дополнительной обработки его химическими реагентами и применения многоступенчатых систем очистки.

В связи со сложностью процессов влагопереноса в системе «ствол скважины - глинистые породы» единый показатель оценки ингибирующей способности буровых растворов до сих пор отсутствует.

Существующие показатели оценки ингибирующей способности могут быть объединены в три группы: показатели набухания; показатели влажности; показатели деформации естественных и искусственных образцов глинистых пород, контактирующих с исследуемой средой [29,40,56].

Показатель оценки ингибирующей способности (I_c) бурового раствора

$$I_c = \frac{\tau_\phi}{\tau_b}, \quad (2.3)$$

где τ_ϕ , τ_b - время воздействия на модельные образцы глинистых пород до их разрушения соответственно фильтрата испытуемого бурового раствора и дистиллированной воды, с.

Определение ингибирующих свойств бурового раствора по показателю увлажняющей способности

Исследования проводят на искусственно приготовленных образцах, спрессованных из немодифицированного бентонита, относящегося к группе монтмориллонитовых минералов (или из пород, слагающих разрез скважины).

Порядок работы:

- для исследований используют не менее двух образцов на одну пробу жидкости;
- торцы образцов очищают от парафина, полностью погружают в емкость, наполненную буровым раствором или его фильтратом, и оставляют на 4 часа;
- по истечении 4 часов образцы извлекают из фильтрата, лишние капли убирают фильтровальной бумагой и взвешивают с точностью до 0,1 г. Если образцы находились в глинистом растворе, дополнительно очищают их от налипшей глинистой корки, затем взвешивают;
- величину увлажнения образца вычисляют как среднеарифметическое по используемым образцам;

По величине увлажнения образца вычисляют текущую скорость увлажнения:

$$V_t = K' \cdot \frac{G_2 - G_1}{G_1 \cdot \tau} \cdot 100, \quad (2.4)$$

где V_t - текущая скорость увлажнения, см/ч; K' - глубина пропитки образца, принимается равным 1 см; G_2 - масса увлажненного образца, г; G_1 - исходная масса образца, г; τ - время увлажнения образца, ч.

По текущей скорости увлажнения вычисляют показатель увлажняющей способности:

$$\Pi_0 = V_t \cdot e^{(0.82 - K) \ln \tau}, \quad (2.5)$$

где Π_0 - показатель увлажняющей способности, см/ч; V_t - текущая скорость увлажнения, см/ч; K - коэффициент коллоидальности глины, используемой для приготовления образцов; τ - время увлажнения образца, ч;

Время устойчивости ствола скважины вычисляют по формуле:

$$T_{уст} = \frac{15,35 \cdot R_{скв} \cdot \rho_{раст}}{\Pi_0 \cdot P_{пор}} \cdot e^{-0.1\alpha}, \quad (2.6)$$

где $T_{уст}$ - время устойчивости ствола скважины, сут; $R_{скв}$ - радиус скважины, м; P_0 - показатель увлажняющей способности, см/ч; α - угол наклона скважины, принимается равным 0; $\rho_{раст} / \rho_{пор}$ - принимается равным 1.

Определение диспергирующей способности

Проводят на пробе бурового шлама определенного размера с учетом скважинных условий.

Порядок работы:

- высушенную пробу бурового шлама фракции 2,00-4,76 мм взвешивают (20 г) и перемешивают с исследуемой жидкостью (V-350 мл);
- заполняют термоячейку и помещают в роликовую печь;
- термостатируют с вращением роликов в течение 12-16 часов при температуре 75 °С;
- затем раствор пропускают через сито с размером ячеек 0,177 мм (200 меш.), оставшиеся на сите частицы бурового шлама промывают, сушат и взвешивают;

Долю твердой фазы (П), которая сохраняется в глинистой суспензии (не диспергирует) вычисляют по формуле:

$$П = \frac{P_{сух.ост.}}{20} \cdot 100, \quad (2.7)$$

где $П$ - ингибирующая способность раствора, %; $P_{сух.ост.}$ - вес сухого остатка шлама после термостатирования, г, 20 - навеска шлама, используемого для анализа, г.

Диспергирующую способность вычисляют по формуле:

$$D = 100 - П \quad (2.8)$$

Определение величины набухания глин и глинопоорошков

Для определения свободного набухания глинистой породы использовался прибор ПНГ-1 (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 - Прибор для определения свободного набухания грунтов ПНГ-1

Измерения проводились в соответствии с ГОСТ 12248-2010 путем измерения высоты образца глинистой породы при набухании в воде и водных растворах ингибирующих реагентов.

2.4 Методика исследования устойчивости глинистых горных пород при бурении разведочных скважин

Со стороны структурных характеристик глинистых пород на степень устойчивости ствола скважины влияют такие факторы, как соотношение между углом наклона скважины и углом напластования, а также различием прочностных свойств вдоль поверхности напластования и по нормали к ней. Частичное обрушение ствола часто встречается в вертикальных скважинах, пробуренных в глинистых породах с большим падением или в наклонных скважинах, которые пересекают плоскости напластования глинистых сланцев под малыми углами.

Различные исследования предлагают аналитические методы оценки устойчивости ствола скважин, в которых предполагается, что глинистые породы изотропные и линейно-упругие. Однако в литературе приводится большое количество данных об анизотропии прочностных и деформационных свойств глинистых пород, имеющих ориентированную микроструктуру. Исследователи отмечали, что прочность на сжатие и на сдвиг глинистых пород с высокой степенью ориентации структурных элементов в направлении перпендикулярном напластованию больше, чем параллельно напластованию [16,50,116]. Плоскости напластования представляют собой поверхности ослабления, именно по ним

происходит разрушение породы под действием возникающих на них касательных напряжений. Анизотропией свойств можно пренебречь в случае, если глинистая порода находится на ранней стадии литогенеза и имеет текстуру с неярко выраженным напластованием. В остальных случаях пренебрежение анизотропией свойств может привести к получению некорректных данных при моделировании устойчивости ствола скважины [12,112,126]. Образцы глинистых пород с различной степенью напластования изображены на рисунке 2.5.

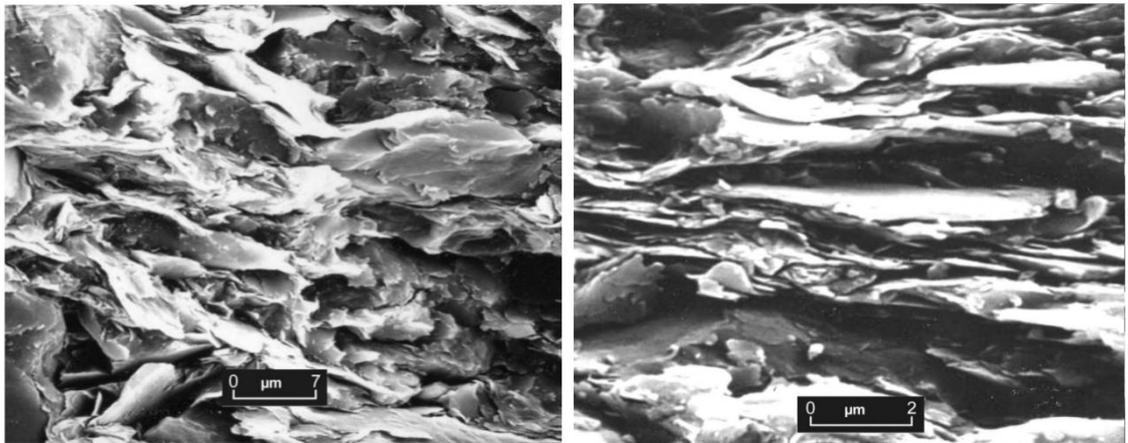


Рисунок 2.5 - Слева изображен глинистый сланец со слабовыраженным напластованием и открытыми порами, справа хорошо ориентированный сланец с клинообразными порами между слоями глинистых частиц

Для решения конкретной практической задачи является выявление основных влияющих факторов на поведение породного массива, а также режима работы породного массива в окрестности скважины. Такой подход позволит упростить процесс разработки математической модели, и дальнейшее ее применение при решении практических задач.

При бурении скважины в массиве горных пород и ее окрестности происходит перераспределение напряжений, в околоскважинной зоне возникают касательные (сдвиговые) напряжения, что при определенных условиях приводит к разрушению породы и потере устойчивости стенок скважины. Эти напряжения зависят от плотности бурового раствора, наклона ствола скважины, угла падения и азимута напластования. Рассмотрим зависимость распределения напряжений вокруг ствола скважины при условии бурения вертикальной скважины в

анизотропной глинистой породе, в которой плоскости напластования ориентированы под углом к оси скважины.

Глинистые породы с ярко выраженным напластованием можно рассматривать как трансверсально-изотропную среду. Схематичное изображение трансверсально-изотропной среды показано на рисунке 2.6.

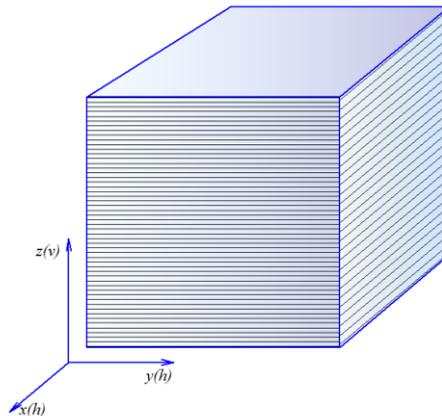


Рисунок 2.6 – Трансверсально-изотропная среда: xy – плоскость изотропии; z – ось изотропии

Для выбранного типа рассматриваемой среды механические свойства в различных направлениях в плоскости напластования одинаковы и отличаются, от механических свойств в направлении, перпендикулярном плоскости напластования.

При дальнейшем анализе механической структуры подобного типа примем, что глинистая порода состоит из двух частей – матрицы горной породы и поверхностей напластования. Прочность глинистой породы определялась методом одноплоскостного сдвига. Сопротивление породы срезу определяют как предельное среднее касательное напряжение, при котором образец грунта срезается по фиксированной плоскости при заданном нормальном напряжении. Для проведения эксперимента подготавливались образцы глинистой горной породы ненарушенного состояния. Испытания образцов проводились как в направлении параллельном плоскостям напластования, так и в направлении перпендикулярном плоскостям напластования [49,52,76,129]. Схема проведения испытания представлена на рисунке 2.7.

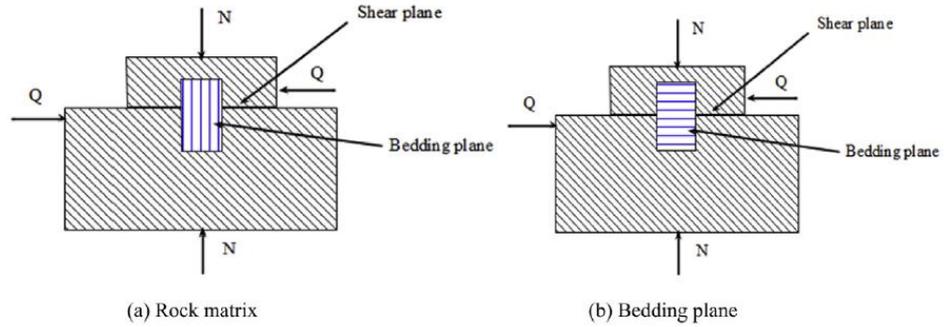


Рисунок 2.7 – Схема проведения исследования глинистой породы на прочность путем одноплоскостного сдвига

Согласно методике проведения, испытание на одноплоскостной сдвиг проводилось для определения прочностей матрицы горной породы и поверхностей напластования образца горной породы после насыщения его буровым раствором в течение времени (до 12 сут.).

Несущая способность горных пород обусловлена в основном сопротивлением сдвигу. Критическая величина сопротивления сдвигу в среде, которую в среднем считают однородной по всем направлениям, на данной ориентированной площадке, т. е. критерий местного разрушения, представляется в виде

$$\tau \geq [\tau], \quad (2.9)$$

где $[\tau]$, Па - предел прочности на сдвиг.

$$\tau = \sigma_n \cdot \operatorname{tg} \varphi + c, \quad (2.10)$$

где σ_n , Па - нормальное напряжение к плоскости среза, c - коэффициент сцепления и φ , град. - угол внутреннего трения - прочностные характеристики породы.

Угол внутреннего трения φ и коэффициент сцепления c вычисляют по формулам:

$$\tan \varphi = \frac{n \sum \tau_i \sigma_i - \sum \tau_i \sum \sigma_i}{n \sum (\sigma_i)^2 - \sum (\sigma_i)^2}, \quad (2.11)$$

$$c = \frac{\sum \tau_i \sum \sigma_i^2 - \sum \sigma_i \sum \tau_i \sigma_i}{n \sum (\sigma_i)^2 - \sum (\sigma_i)^2}, \quad (2.12)$$

где τ_i , Па – опытные значения сопротивления срезу, определенные при различных значениях σ_i , n – число испытаний.

В случае если в породе имеются плоскости напластования, то разрушение начинается в первую очередь по ним, т. к. предел прочности $[\tau]$ на них значительно ниже, чем в других направлениях. В этом случае под c и φ следует понимать коэффициент сцепления и угол трения на плоскостях напластования. В случае наклонных скважин это означает, что разрушение начнется в первую очередь в тех точках на ее контуре, где касательное напряжение в плоскостях напластования достигают величины $[\tau]$. При увеличении угла наклона скважины предельные касательные напряжения будут захватывать все большую область на контуре скважины. При достижении угла наклона определенной величины наступает момент, когда порода вблизи скважины уже не выдерживает действующих напряжений и разрушается. Это состояние и соответствующие ему напряжения и угол наклона скважины будут предельными [33,78, 96,125].

Ниже представлены основные уравнения, которые характеризуют распределение давления, степени проникновения фильтрата бурового раствора в стенки скважины и ионной диффузии. Пространство представлено средой с низким показателем проницаемости, ограниченной цилиндром (стенками скважины) с радиусом $r = a$.

В обозначенных условиях для распределения давления P будет справедливо равенство:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = K \left[\frac{\delta^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial t} \right], \quad (2.13)$$

где K – коэффициент, характеризующий проницаемость породы.

$$K = \frac{k}{\mu \beta \varphi_e}, \quad (2.14)$$

где k – проницаемость глинистой породы, μ – вязкость бурового раствора, φ_e – эффективная пористость глинистой породы, которая рассчитывается по формуле

$$\varphi_e = \varphi + \frac{\beta_r - (1 + \varphi) \beta_s}{\beta}, \quad (2.15)$$

где ϕ – общая (истинная) пористость, β – коэффициент сжимаемости флюида, β_r – коэффициент сжимаемости породы, насыщенной флюидом, β_s – коэффициент сжимаемости зерен.

Решение для уравнения 2.13 дается авторами [112] в следующем виде:

$$\frac{P(t)-P_0}{P_m-P_0} = 1 + \frac{2}{\pi} \int_0^\infty e^{-u^2 T_d} \times \frac{J_0(uR_d)Y_0(u) - Y_0(uR_d)J_0(u)}{J_0^2(u) + Y_0^2(u)} \frac{du}{u}, \quad (2.16)$$

где P_m – давление бурового раствора на стенки скважины, P_0 – давление порового флюида, T_d – безразмерный коэффициент времени, R_d – безразмерный коэффициент радиуса, которые вычисляются по формулам 2.17 и 2.18 соответственно:

$$T_d = \frac{Kt}{a^2}, \quad (2.17)$$

$$R_d = \frac{r}{a}, \quad (2.18)$$

$J_x(u)$, $Y_x(u)$ – функции Бесселя, которые определяются формулами 2.19 и 2.20

$$J_x(u) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n \left(\frac{1}{2}u\right)^{x+2n}}{n! \Gamma(x+n+1)}, \quad (2.19)$$

$$Y_x(u) = \frac{J_x(u) \cos x\pi - J_{-x}(u)}{\sin x\pi}, \quad (2.20)$$

Характер проникновения фильтрата бурового раствора в породы, слагающие стенки скважины можно описать следующим равенством:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D^* \left[\frac{\partial^2 C}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial C}{\partial r} \right], \quad (2.21)$$

где D^* – коэффициент диффузии.

Решение для уравнения 2.21 аналогично 2.16, где коэффициент времени определяется по формуле:

$$T_d = \frac{D^* t}{a^2}, \quad (2.22)$$

Для определения фронта проникновения фильтрата в породу вычисляем параметр течения F на стенках скважины ($r = a$):

$$F = \frac{kA}{\mu} \left[\frac{\partial P}{\partial r} \right]_{r=a}, \quad (2.23)$$

Подставляя 2.16 в 2.23 получим:

$$F = \frac{4kA(P_m - P_0)}{a\mu\pi^2} \int_0^\infty e^{-u^2 kt} \frac{du}{u[J_0^2(ua) - Y_0^2(ua)]}, \quad (2.24)$$

Общий объем фильтрата V поступившего в породу за время t подчиняется функции:

$$V = \int_0^t F(t) dt, \quad (2.25)$$

При условии $A = 2\pi r h i T_d = \frac{D^* t}{a^2}$ получим

$$V = \frac{8a^2 h \beta \varphi_e (P_m - P_0)}{\pi} \int_0^{T_d} \left[\int_0^\infty \frac{e^{-u^2 T_d} du}{u(J_0^2(u) + Y_0^2(u))} \right] dT_d, \quad (2.26)$$

Радиус проникновения фильтрата бурового раствора в породу определим путем подстановки $V = \pi(r_i^2 - a^2) h \varphi_e$ в уравнение 2.26:

$$R_{di}^2 = 1 + \frac{8\beta(P_m - P_0)}{\pi} \int_0^{T_d} \left[\int_0^\infty \frac{e^{-u^2 T_d} du}{u(J_0^2(u) + Y_0^2(u))} \right] dT_d, \quad (2.27)$$

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 породу, вызывают набухание и разупрочнение глин. Благодаря мелкопористой структуре и отрицательному заряду на глинистых частицах, глинистые породы ведут себя как полупроницаемые мембраны, через которые, в соответствии с химическим градиентом, проникают растворенные ионы. Направление переноса ионов главным образом зависит от активности водной фазы в буровом растворе и в порах глинистой породы [76,80,81].

Согласно принципу Ле-Шателье вода будет перемещаться из областей с высокой активностью к областям с низкой активностью, с целью минимизировать дисбаланс, т.е. течение будет наблюдаться из области с меньшей соленостью в область большей солености. Проникновение воды в поровое пространство глинистой породы влияет на толщину двойного диффузного слоя, по теории Гуи-Шателье [76]:

$$\vartheta \propto \sqrt{\frac{k'T}{cv^2}}, \quad (2.28)$$

где k' - диэлектрическая проницаемость порового флюида, T - абсолютная температура, c - концентрация ионов, v - валентность ионов порового флюида.

Если толщина двойного диэлектрического слоя изменяется в значительной степени, в глинистой породе меняется объем связанной воды, что в свою очередь влияет на ее физико-механические свойства.

Основное воздействие растворенных ионов заключается в их влиянии на осмотическое давление. Определенные значения осмотического давления достигаются путем изменения концентрации ионов, согласно выражению:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial t} = C_c [\nabla(K \cdot \nabla \Phi)], \quad (2.29)$$

где Φ - водный потенциал горной породы, t - время, [с],

$$C_c = \frac{\partial \Phi}{\partial \theta_w} = 1 / (M_v + \varphi / K_w), \quad (2.30)$$

$$M_v = 1 / (K_r + 4/3 G_r), \quad (2.31)$$

где θ_w - объемное содержание воды, M_v - коэффициент изменения объема породы, K_r - объемный модуль упругости породы, G_r - модуль сдвига, φ - пористость породы, K_w - объемный модуль упругости воды, K - коэффициент проницаемости породы.

Влияние осмотического давления на течение порового флюида учитывается путем включения в выражение пространственного градиента водного потенциала горной породы как движущей силы течения порового флюида. Взаимодействие между буровым раствором и поровым флюидом, включая перенос вещества, дисперсию и диффузию можно описать уравнением:

$$\frac{\partial \varphi C}{\partial t} = -\nabla(C \cdot \mathbf{q} - \theta_w D_s \cdot \nabla C - \theta_w D \cdot \nabla C)(1 - \alpha_t), \quad (2.32)$$

где φ - пористость породы, \mathbf{q} - плотность потока воды, t - время, [с], C - концентрация порового флюида в растворе, D_s -коэффициент дисперсии, D - коэффициент молекулярной диффузии, α_t - коэффициент, учитывающий

фильтрацию раствора сквозь мембрану, θ_w - объемное содержание воды [31,102,126].

2.5 Планирование экспериментов и обработка результатов исследований

С целью разработки рецептур промывочных жидкостей, предназначенных для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах требуется проводить экспериментальные исследования, которые позволяют выявить степень влияния различных химических реагентов на основные показатели бурового раствора. В связи с этим одной из составляющих диссертационной работы является планирование экспериментов и обработка результатов исследований.

Планирование эксперимента – это процедура выбора числа и условий проведения опытов, необходимых и достаточных для решения поставленной задачи с требуемой точностью.

Существенными элементами в планировании эксперимента является:

- минимизация общего числа опытов;
- одновременное варьирование всеми переменными, определяющими процесс, по специальным правилам – алгоритмам;
- использование математического аппарата, формализующего многие действия экспериментатора;
- выбор четкой стратегии, позволяющей принимать обоснованные решения после каждой серии экспериментов.

Для решения задачи применяется математическая модель исследования – уравнение, которое связывает параметр оптимизации с факторами. В общем виде уравнение записывается в виде:

$$y = f(x_1, x_2, x_3 \dots x_k), \quad (2.33)$$

где $x_1, x_2 \dots x_k$ – факторы (реагенты), влияющие на исследуемый процесс и y – отклик системы.

При выборе факторов необходимо учитывать следующие требования:

- управляемость. Под управляемостью понимается возможность придавать фактору любой уровень в области его определения и поддерживать этот уровень постоянным в течение всего опыта;
- однозначность. Фактор не должен быть функцией других факторов.

При планировании эксперимента обычно одновременно изменяются несколько факторов. Поэтому существуют требования, предъявляемые к совокупности факторов:

- совместность. Каждый фактор может быть установлен на любом уровне вне зависимости от значений уровней других факторов;
- независимость. Отсутствие корреляции между факторами (т.е. связь между факторами не должна быть линейной);
- точность. Степень точности определяется диапазоном изменения факторов. Точность фиксации уровней факторов должна быть значительно выше, чем точность измерения параметра оптимизации.

Число возможных опытов определяют по выражению

$$N = p^k, \quad (2.34)$$

где N – число опытов, p – число уровней, k – число факторов.

В данном случае принимаем число уровней фактора равным $p = 2$, где -1 – нижний уровень фактора, $+1$ – верхний уровень фактора.

Далее составим матрицу планирования экспериментов в виде таблицы 2.1, где учтем влияние всех возможных комбинаций реагентов: x_1 – поливинилпироллидон, x_2 – формиат натрия, x_3 – жидкое стекло, x_4 – глицерин.

Таблица 2.1 - Матрица планирования экспериментов

Номер эксперимента	Факторы				Номер эксперимента	Факторы			
	x_1	x_2	x_3	x_4		x_1	x_2	x_3	x_4
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	+1	+1	+1	+1	9	-1	+1	-1	-1
2	+1	+1	+1	-1	10	-1	+1	-1	+1
3	+1	+1	-1	-1	11	-1	+1	+1	-1
4	+1	-1	-1	-1	12	-1	-1	+1	-1

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	-1	+1	+1	+1	13	+1	-1	+1	-1
6	-1	-1	+1	+1	14	+1	-1	+1	+1
7	-1	-1	-1	+1	15	+1	+1	-1	+1
8	-1	-1	-1	-1	16	+1	-1	-1	+1

Для решения задачи оптимизации с несколькими откликами необходимо определить обобщенный параметр оптимизации. Одним из наиболее удобных способов построения обобщенного отклика является обобщенная функция желательности Харрингтона для установления соответствия между основными откликами бурового раствора. В основе построения этой обобщенной функции лежит идея преобразования натуральных значений частных откликов в безразмерную шкалу желательности или предпочтительности [80].

Функция желательности Харрингтона описывается уравнением:

$$d = e^{-e^{(-y')}}, \quad (2.35)$$

Значение каждого частного отклика y_i для подстановки в уравнение (2.35) необходимо трансформировать в безразмерную величину y'_i :

$$y'_i = \frac{y_i - y_{i0}}{\Delta y_i}, \quad (2.36)$$

где y_{i0} – минимально удовлетворительное значение соответствующего частного параметра.

В качестве основных откликов бурового раствора выбраны показатель фильтрации, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, смазочная способность, ингибирующая способность.

Для оценки частой желательности отдельных показателей применяют следующие функции:

- 1) В случае максимального желательного значения отклика системы (ингибирующая способность):

$$d_i(\widehat{Y}_1) = \begin{cases} 0 & \text{если } \widehat{Y}_1(x) < H_i \\ \frac{\widehat{Y}_1(x) - H_i}{T_i - H_i} & \text{если } H_i \leq \widehat{Y}_1(x) \leq T_i, \\ 1 & \text{если } \widehat{Y}_1(x) > T_i \end{cases} \quad (2.37)$$

2) В случае минимального желательного значения отклика системы (показатель фильтрации, коэффициент трения):

$$d_i(\widehat{Y}_1) = \begin{cases} 1 & \text{если } \widehat{Y}_1(x) < T_i \\ \frac{\widehat{Y}_1(x) - B_i}{T_i - B_i} & \text{если } T_i \leq \widehat{Y}_1(x) \leq B_i, \\ 0 & \text{если } \widehat{Y}_1(x) > B_i \end{cases} \quad (2.38)$$

3) В случае заданного желательного значения отклика системы (пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига):

$$d_i(\widehat{Y}_1) = \begin{cases} 0 & \text{если } \widehat{Y}_1(x) < H_i \\ \frac{\widehat{Y}_1(x) - H_i}{T_i - H_i} & \text{если } H_i \leq \widehat{Y}_1(x) \leq T_i \\ \frac{\widehat{Y}_1(x) - B_i}{T_i - B_i} & \text{если } T_i \leq \widehat{Y}_1(x) \leq B_i \\ 0 & \text{если } \widehat{Y}_1(x) > B_i \end{cases}, \quad (2.39)$$

В уравнениях 2.37 – 2.39, $d_i(\widehat{Y}_1)$ – частная желательность i -ого отклика системы, $\widehat{Y}_1(x)$ – фактическое значение i -ого отклика системы, H_i – нижний уровень значения i -ого отклика системы, B_i – верхний уровень значения i -ого отклика системы и T_i – заданное желательное значение i -ого отклика системы (см. таблицу 2.2).

Таблица 2.2 – Значения откликов бурового раствора

№ п/п	Отклик системы	H_i	T_i	B_i
1	2	3	4	5
1	Показатель фильтрации, см ³	-	3	1
2	Пластическая вязкость, Па·с	0,1	0,4	0,6
3	Динамическое напряжение сдвига, Па	5	7	10
4	Коэффициент трения	-	0,15	0,2
5	Ингибирующая способность, %	0,4	0,8	-

Полученные значения d для всех частных откликов системы используются для расчета обобщенного коэффициента желательности по следующей формуле:

$$D = [d_1(\widehat{Y}_1) \cdot d_2(\widehat{Y}_2) \cdot d_3(\widehat{Y}_3) \dots d_k(\widehat{Y}_k)]^{1/k}, \quad (2.40)$$

Рассчитанное значение D оценивается по стандартным отметкам на шкале желательности (таблица 2.3) для сравнения разработанных составов технологических жидкостей и выбора из них наиболее предпочтительных.

Таблица 2.3 – Стандартные отметки на шкале желательности

Желательность	Отметки на шкале желательности
Очень хорошо	0,8-1
Хорошо	0,63-0,8
Удовлетворительно	0,37-0,63
Плохо	0,2-0,37
Очень плохо	0-0,2

Результаты оценки частной желательности основных показателей разработанного бурового раствора представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Частные желательности основных показателей разработанной буферной жидкости

№ п/п	Отклик системы	d
1	Показатель фильтрации, см ³	1
2	Пластическая вязкость, Па·с	0,83
3	Динамическое напряжение сдвига, Па	0,93
4	Коэффициент трения	0,75
5	Ингибирующая способность, %	0,88

Таким образом, обобщенный коэффициент желательности D разработанного бурового раствора равен 0,874, что соответствует отметке «очень хорошо» по шкале желательности.

2.6 Выводы по второй главе

1. Экспериментальные исследования по разработке состава бурового раствора, предназначенных для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах проводились на базе лаборатории буровых и тампонажных растворов кафедры бурения скважин Горного университета.
2. Предложены методики проведения экспериментальных исследований.

3. Представлены математические модели анализа устойчивости ствола скважины при бурении неустойчивых глинистых пород.
4. Использование методик планирования и обработки результатов исследований обеспечивает достоверность полученных данных и оптимизацию процесса лабораторных исследований.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ

3.1 Материалы и реагенты, применяемые для проведения исследований свойств буровых растворов

В качестве модельных образцов глинистой породы использовалась навеска бентонитового глинопорошка в чистом виде, формованные образцы из бентонитового глинопорошка как в чистом виде, так и с образованием песчано-глинистой смеси, а также керны аргиллитоподобных глин Холмогорского месторождения.

Формование образцов производилось путем предварительного увлажнения глинопорошка, а затем уплотнения при давлении 6-10 МПа. Далее сформированные образцы выдерживались и высушивались в эксикаторе до требуемых показателей влажности.

Формованные образцы также выдерживались в буровых растворах с активными реагентами для выявления изменений, происходящих в структуре образца. В зависимости от интенсивности процесса разрушения образцы погружали в раствор на срок до 72 часов.

В тех случаях, когда процесс разрушения глины сопровождался диспергированием, изменение состояния образца регистрировалось визуальным методом. Такой характер разрушения происходил преимущественно в твердых образцах глинистых пород.

В качестве реагентов, используемых для регулирования свойств бурового раствора использовались соли NaCl , KCl , CaCl_2 , HCOOK , HCOONa , BaCl_2 , ZnCl_2 . Помимо перечисленных реагентов для проведения испытаний применялись:

Карбоксиметилцеллюлоза представляет собой эфир целлюлозы. Характеризуется степенью этерификации, т.е. замещения, а также степенью полимеризации. Для карбоксиметильного эфира целлюлозы, используемого в бурении, характерна степень этерификации 0,85-0,95, а степень полимеризации 300-1600.

BARAZAN D - природный полисахарид (ксантановая смола). Используется в качестве структурообразователя буровых растворов на водной основе, как пресных, так и сильно минерализованных, а также растворов на основе бромида натрия, бромида калия, хлорида калия и хлорида натрия. Улучшает реологические характеристики бурового раствора с минимальным увеличением его вязкости.

Полиакриламид. Линейный полимер, получаемый кислотным гидролизом нитрила акриловой кислоты с последующей полимеризацией. Строение его может быть выражено следующей формулой:



Росфлок ПВ – эффективный стабилизатор и понизитель водоотдачи буровых растворов на водной основе. Росфлок ПВ обеспечивает устойчивость ствола скважины, стабильность бурового раствора, поддержание водоотдачи на низком уровне, позволяет регулировать реологию бурового раствора.

Крахмал. Несахароподобный полисахарид - природное высокомолекулярное вещество. В технике крахмал получают в основном из картофеля, в состав крахмала входят два полисахарида - амилоза (20-30%) и амилопектин (70-80%). Эти полисахариды построены из остатков глюкозы, связанных между собой - (1,4) - гликозид-гликозидными связями. Имея одинаковый химический состав, амилоза и амилопектины различаются пространственным строением. Молекулы амилозы построены линейно, а молекулы амилопектина имеют боковые ответвления. Находит свое применение в практике бурения скважин.

Конденсированная сульфит спиртовая барда (КССБ) получается путем конденсации лигносульфонатов. Представляет собой порошок кофейного цвета. Выпускается КССБ – 2М, представляющая собой продукт конденсации натриевого лигносульфоната в кислой среде, с фенолом и нейтрализованным гидроксидом натрия.

Для проведения исследований также использовались некоторые другие материалы и реагенты.

3.2 Исследование влияния ингибиторов на устойчивость образцов глинистых пород

В ходе экспериментов были проанализирован характер взаимодействия полярных реагентов (неорганических солей) с образцами пластичных и хрупких глинистых пород. Образцы представляют собой спрессованный в цилиндры под давлением 6 МПа бентонитовый глинопорошок с различными показателями влажности: для хрупких глинистых пород он составлял 6%, для пластичных глинистых пород 20%. Образцы обрабатывались водными растворами реагентов в различных концентрациях и выдерживались в растворах до разрушения образца. Основным требованием к раствору реагентов являлось стабилизация глин за счет сохранения естественной их влажности путем снижения или предотвращения пропитки водного фильтрата в глинистые породы.

На основе проведенного анализа был выбран ряд неорганических реагентов, которые благодаря своим свойствам, позволят снизить степень взаимодействия глинистой породы с буровым раствором. К ним относятся KCl , $NaCl$, $HCOOK$, $HCOONa$, $CaCl_2$, $ZnCl_2$. После проведения ряда экспериментов (рисунки 3.1-3.4) с различными концентрациями реагентов были получены значения времени, в течение которого образцы сохраняли устойчивость [76,80,84].

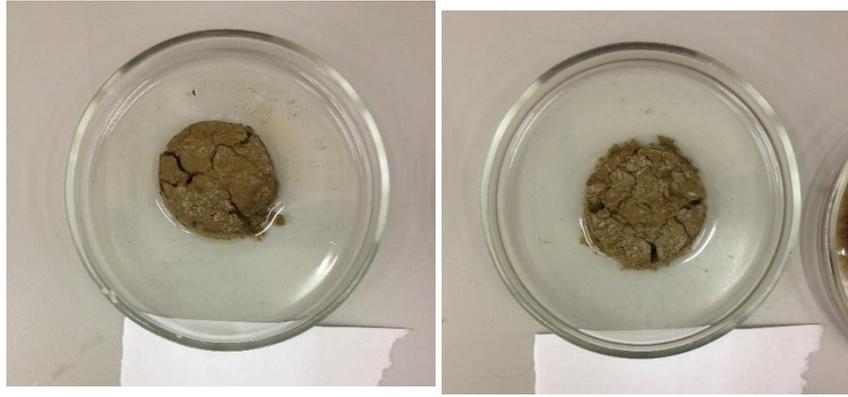


а

б

в

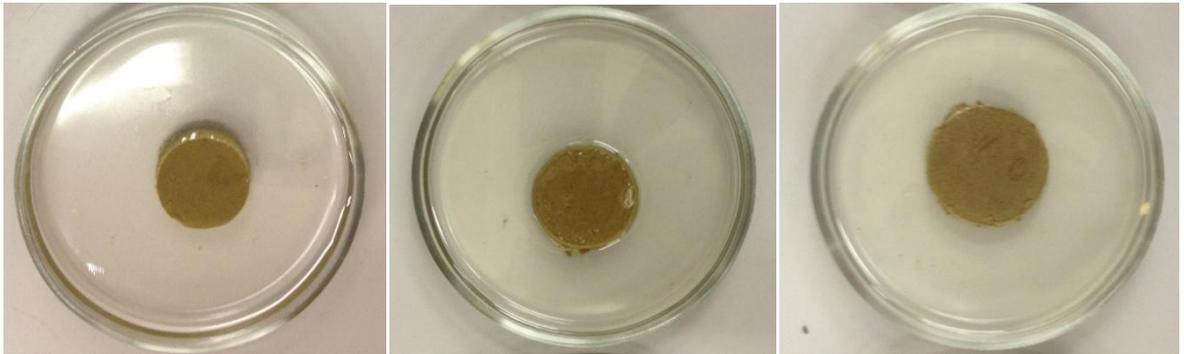
Рисунок 3.1 - Образцы хрупких глинистых пород в водных растворах ингибиторов в начале эксперимента: а – 3% водный раствор KCl , б – 3% водный раствор $NaCl$, в – 3% водный раствор $HCOOK$



а

б

Рисунок 3.2 - Образцы хрупких глинистых пород в водных растворах ингибиторов по истечению 6 часов: а – 3% водный раствор KCl, б – 3% водный раствор HCOOK



а

б

в

Рисунок 3.3 - Образцы пластичных глинистых пород в водных растворах ингибиторов в начале эксперимента: а – 3% водный раствор KCl, б – 3% водный раствор NaCl, в – 3% водный раствор HCOOK



а

б

в

Рисунок 3.4 - Образцы пластичных глинистых пород в водных растворах ингибиторов по истечению 6 часов: а – 3% водный раствор KCl, б – 3% водный раствор NaCl, в – 3% водный раствор HCOOK

На рисунке 3.5 представлен график зависимости времени устойчивого состояния образцов пластичных и хрупких глинистых пород при 3% концентрации водных растворов реагентов-ингибиторов. Наилучшие показатели сохранения устойчивости образцов как пластичных, так и хрупких глинистых пород проявили водные растворы KCl, HCOOK и CaCl₂. При обработке образцов хрупких глинистых пород значения времени, при котором образцы находились в устойчивом состоянии, в целом ниже на 50% по сравнению со временем устойчивого состояния образцов пластичных глинистых пород.

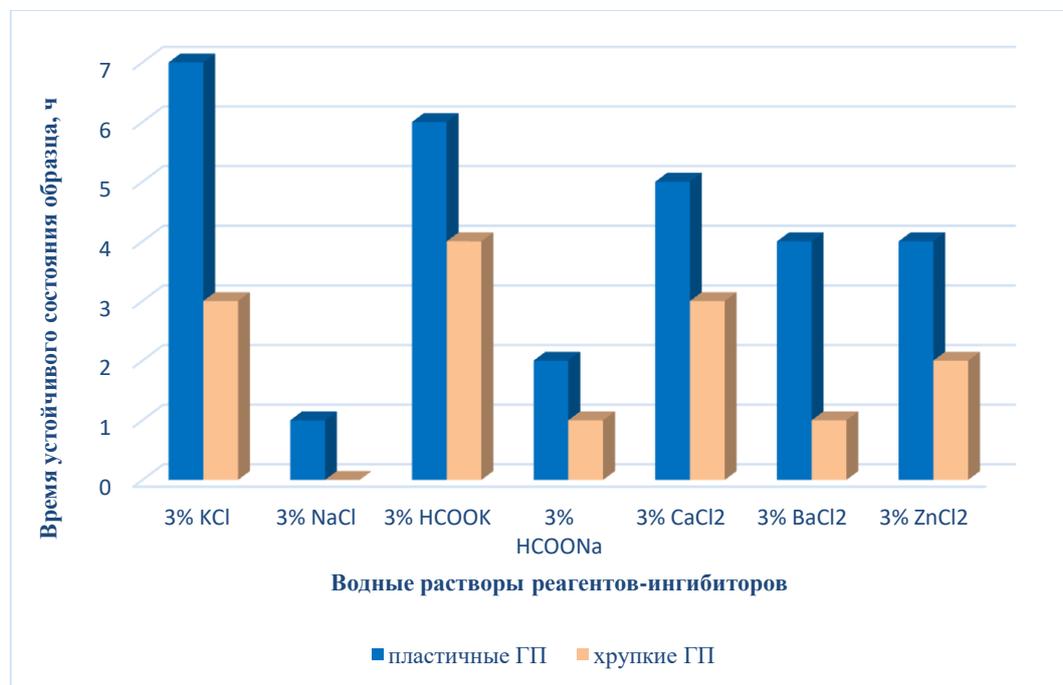


Рисунок 3.5 - График зависимости времени устойчивого состояния образцов пластичных и хрупких глинистых пород при 3% концентрации водных растворов реагентов-ингибиторов

Полученный результат связан с различным механизмом разрушения. Пропитка воды в глинистые породы приводит к их разупрочнению путем ослабления структурных связей между частицами породы. Потеря устойчивости глинистых пород за счет пропитки водой происходит тем быстрее, чем меньше степень их увлажненности в естественных условиях залегания. Темп пропитки воды в набухающие глинистые породы значительно выше, чем в ненабухающие. В ненабухающих глинистых породах вода проникает только в межчастичное (и

частично в межпакетное пространство) и приводит к ослаблению прочности структурных связей между частицами пород. С течением времени, по мере увлажнения глинистой породы, структурные связи между частицами глины ослабевают, и глинистая порода теряет устойчивость. Пластичные глинистые породы содержат гелевую или капиллярную воду и при контакте с рабочим раствором впитывают воду. За счет увеличения степени увлажнения глинистая порода разупрочняется. Гидратационноактивные глинистые породы содержат только связанную воду в виде кристаллизационной и адсорбционной и при контакте с рабочим раствором чрезвычайно жадно впитывают воду. Увлажнение гидратационноактивной глинистой породы происходит достаточно быстро, особенно при обработке воды полярными реагентами, что приводит к ускоренному ее разупрочнению [76,109,116].

На рисунке 3.6 представлен график зависимости времени устойчивого состояния образцов пластичных и хрупких глинистых пород при 5% концентрации водных растворов реагентов-ингибиторов.

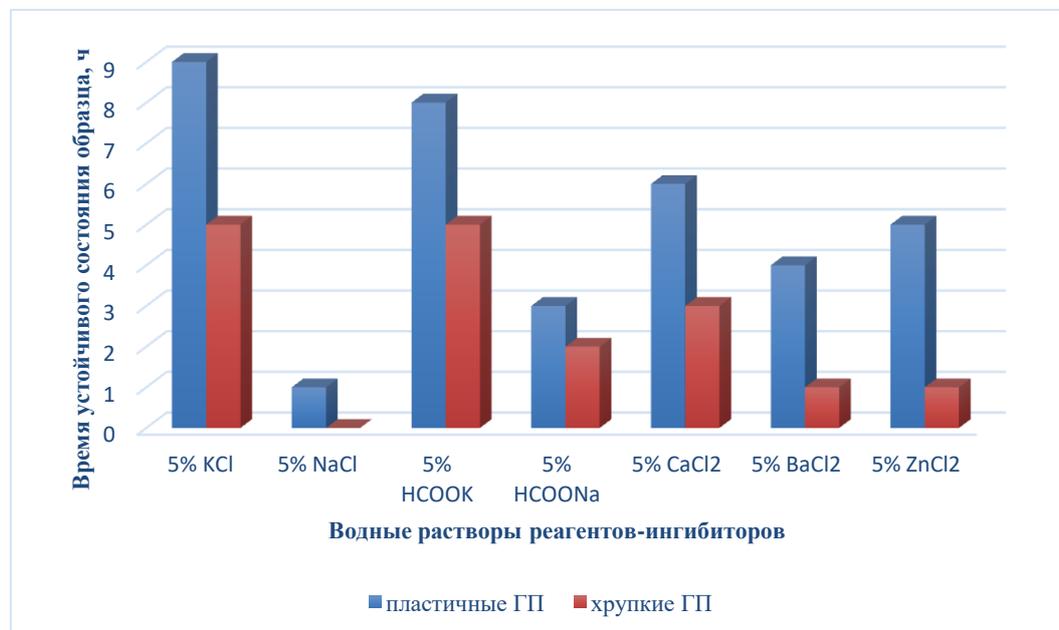


Рисунок 3.6 - График зависимости времени устойчивого состояния образцов пластичных и хрупких глинистых пород при 5% концентрации водных растворов реагентов-ингибиторов

Наилучшие показатели по сохранению устойчивости образцов как пластичных, так и хрупких глинистых пород наблюдались в 5% водных растворах реагентов КС1 и НСООК, образцы пластичных пород сохраняли устойчивое состояние на протяжении 9 и 8 часов, а образцы хрупких пород 5,5 часов соответственно. Полученный результат можно объяснить снижением интенсивности проникновения фильтрата раствора в микротрещины глинистых пород, можно достичь, физико-химической коагуляцией пор, и формированием супрамолекулярных структур [88,90,99].

Проведено исследование взаимодействия высокомолекулярных реагентов на устойчивость образцов глинистых пород. При выборе реагентов исходили из предположения, что высокомолекулярные соединения способны образовывать защитный слой на поверхности образца и препятствовать проникновению фильтрата бурового раствора в объем образца. В ходе экспериментов были исследованы водные растворы следующих реагентов: поливинилпироллидон, КМЦ, Barazan, РНРА, РАСЛV-НV, Росфлок, КССБ, ClayStab AM.

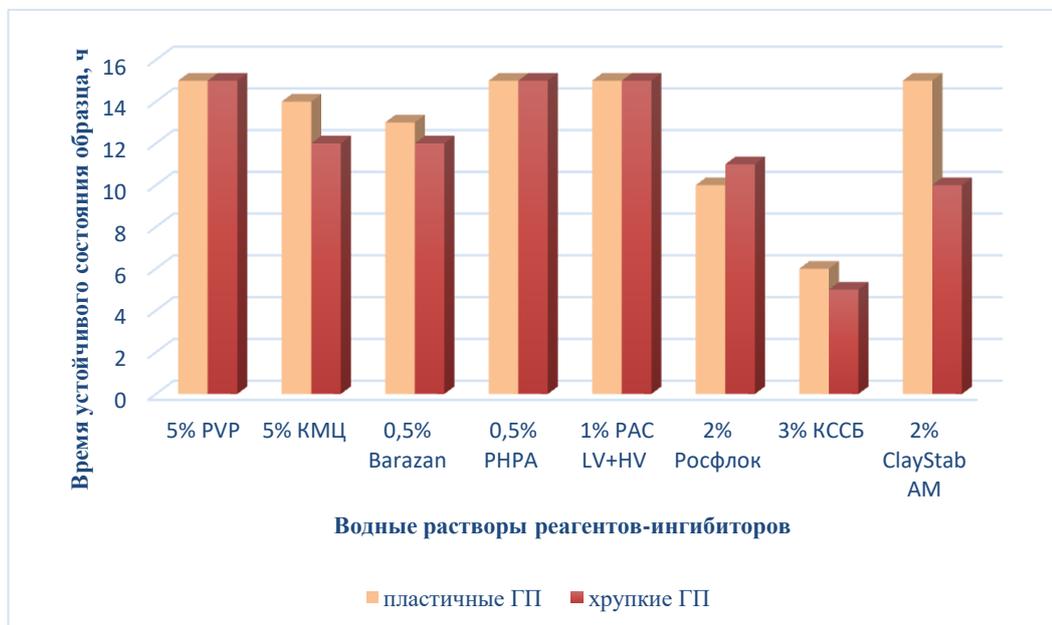


Рисунок 3.7 - График зависимости времени устойчивого состояния образцов пластичных и хрупких глинистых пород от различных типов водных растворов реагентов-ингибиторов

На рисунке 3.7 представлен график зависимости времени устойчивого состояния образцов пластичных и хрупких глинистых пород от различных типов водных растворов реагентов-ингибиторов. В среднем время сохранения устойчивого состояния образцов в водных растворах высокомолекулярных реагентов на 40% выше, чем в водных растворах солей. Полученный результат связан с эффектом защитного слоя на поверхности образца, однако с течением времени некоторый объем воды проникает вглубь образца и способствует набуханию породы. Ингибирующего эффекта от указанных реагентов недостаточно для сохранения устойчивости образца на длительный период. В этом случае для стабилизации глины в стволе скважины необходимо снижать активность воды. Эффект достигается путем химического связывания молекул воды, предотвращения их проникновения вглубь глины. Формирование соединений включения или растворов внедрения в максимальной степени снижает активность воды и скорость ее поступления в глину, что приводит к уменьшению набухания.

Исходя из положения, что водный раствор внедрения представляет собой структуру, состоящую из полимеризованной воды и наполнителя ее структурных пустот [75,104,99,118]. Следует отметить, что скорость гидратации и реакция на различные типы ингибиторов набухания у пластичных и непластичных глин неодинаковы.

В пластичных глинах полярные и неполярные реагенты и их комбинации проявляют достаточную эффективность с точки зрения сохранения устойчивости образцов, однако это утверждение не справедливо для непластичных глин. Непластичные глины связывают малое количество воды и сразу разрушаются, поэтому необходимо снижать скорость гидратации, путем уменьшения активности молекул воды.

Полимеризованная вода для различных гидратов способна формировать следующие типы полостей: D, T, P, H, E, каждая из которых имеет свои характерные размеры. Возможность создания гидратных соединений включения оценивается из условия заполнения полостей воды различными ионами и

соединениями. Гидратные соединения включения устойчивы при степени заполнения ими полостей в структуре молекул воды от 70 до 100 %. Эти параметры обусловлены тем, что для сохранения устойчивости полости должны быть непроницаемы для отдельных молекул воды [76,87,90].

Таблица 3.1 - Степень заполнения водных полостей различными ионами и фрагментами углеводородных соединений (в %)

Ион	d, Å	D	T		P		H	E	
		5,2 Å	5,32 Å	6,4 Å	6,1 Å	7 Å	6,6 Å	9,6 Å	7,3 Å
Cl ⁻ +Na ⁺	5,56	106,92	104,51	86,88	91,15	79,43	84,24	57,92	76,16
Cl ⁻ +K ⁺	6,38	122,69	119,92	99,69	104,59	91,14	96,67	66,46	87,40
HCOO ⁻ +Na ⁺	4,70	90,38	88,35	73,44	77,05	67,14	71,21	48,96	64,38

Подбор реагентов осуществлялся исходя из анализа работ исследователей и опыта промышленного использования ингибиторов набухания глинистых пород. Комбинации подбирались исходя их предположения, что соединения с различной молекулярной массой могут образовывать в воде структуру с более плотной упаковкой. В качестве реагентов, способных образовывать растворы внедрения, использовались высокомолекулярные соединения – поливинилпиролон (PVP), триэтанолламин, Barazan, РНРА, PACLV+HV в комбинации с полярными реагентами – KCl, HCOOK. Выбор полярных соединений осуществлялся исходя из предположения, что заполнение ионами различных типов водных полостей будет влиять на эффективность ингибирования.

Образцы, обработанные водными растворами 5% HCOOK + 5% PVP и 5% HCOOK + 1% PACLV+HV и представленные на рисунках 3.8а и 3.8д, сохранили целостность и прочность породы в объеме, однако во внешнем слое породы образовались трещины. Образец, обработанный водным раствором 5% HCOOK + 5% триэтанолламина подвергся высокой степени диспергирования. Образцы, обработанные водными растворами 5% HCOOK + 0,5% Barazan и 5% HCOOK +

0,5% РНРА сохранили целостность и низкую степень набухания, однако при минимальном механическом воздействии теряли форму. Это может свидетельствовать о том, что активность водной фазы была достаточно высокой, и процесс гидратации протекал с достаточно большой скоростью, при которой высокомолекулярные и полярные соединения не успели создать структуру раствора внедрения.

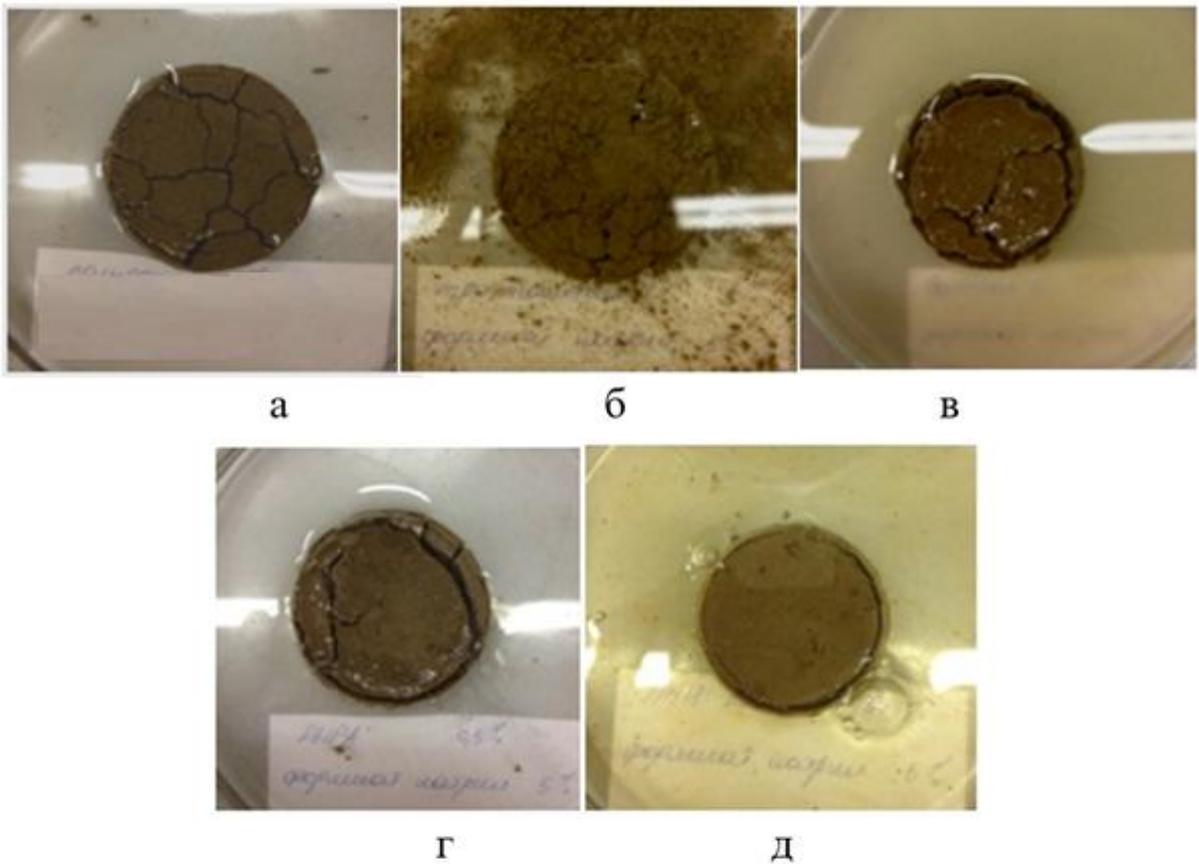


Рисунок 3.8 - Образцы хрупких глинистых пород в водных растворах ингибиторов по истечению 15 часов: а – 5% HCOOK + 5% PVP, б – 5% HCOOK + 5% триэтаноламина, в – 5% HCOOK + 0,5% Barazan, г – 5% HCOOK + 0,5% РНРА, д – 5% HCOOK + 1% PACLV+HV

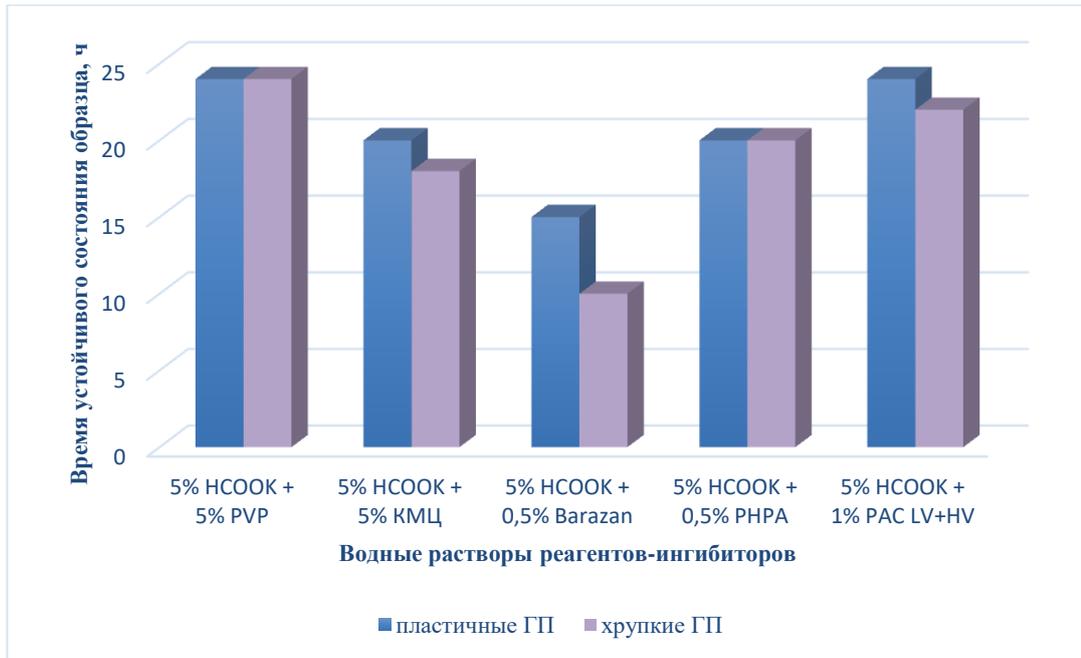


Рисунок 3.9 - График зависимости времени устойчивого состояния образцов пластичных и хрупких глинистых пород от комбинации HCOOK и полимерных реагентов-ингибиторов

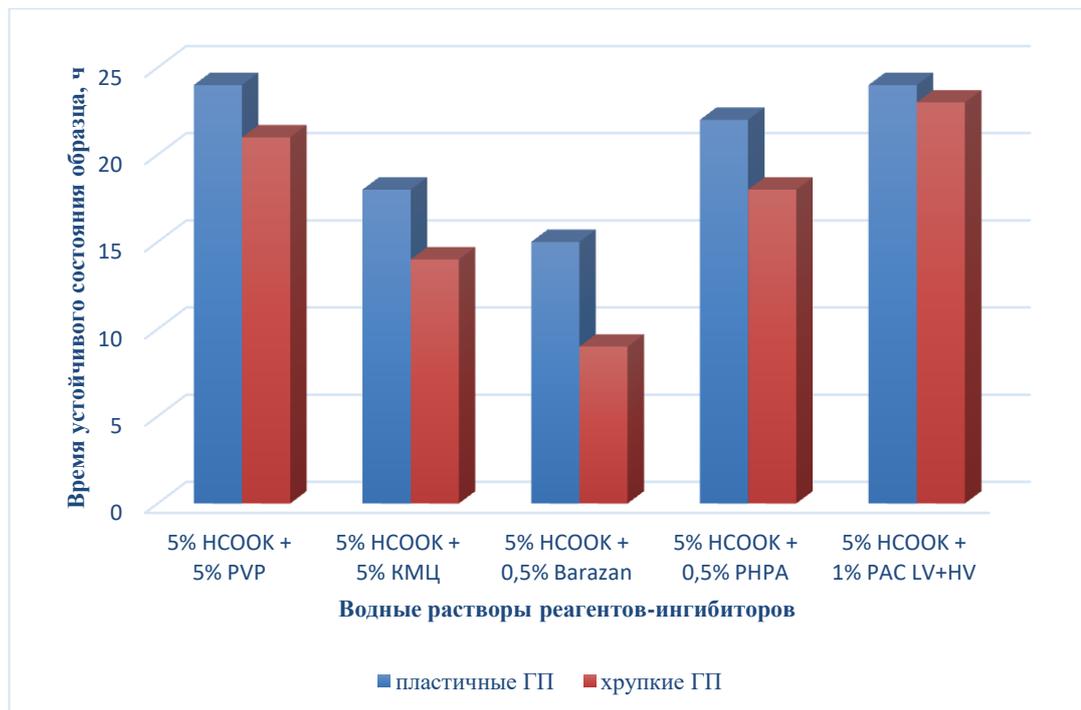


Рисунок 3.10 - График зависимости времени устойчивого состояния образцов пластичных и хрупких глинистых пород от комбинации КС1 и полимерных реагентов-ингибиторов

На рисунках 3.9-3.10 представлены графики зависимости времени устойчивого состояния образцов пластичных и хрупких глинистых пород от

комбинации HCOOK и KCl с полимерными реагентами-ингибиторами. Водные растворы HCOOK и KCl показали схожие результаты по эффективности ингибирования. Наиболее продолжительное время сохраняли устойчивость образцы, обработанные водными растворами 5% HCOOK и KCl в комбинациях с 5% PVP и 1% PACLV+HV. Указанные растворы одинаково эффективно поддерживают устойчивость образцов как пластичных, так и хрупких глинистых пород. Полученный результат позволяет сделать вывод о том, что комбинация указанных реагентов наилучшим образом позволит предотвратить проникновение водной фазы раствора в структуру глинистой породы.

3.3 Разработка составов раствора полифункционального действия для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах

В качестве дисперсионной фазы бурового раствора чаще всего применяется вода, что обусловлено её низкой стоимостью и безопасностью. В таких случаях для стабилизации глины в стволе скважины необходимо снижать активность воды. Эффект достигается путем химического связывания молекул воды, предотвращения их проникновения вглубь глины. Следует отметить, что скорость гидратации и реакция на различные типы ингибиторов набухания у пластичных и непластичных глин неодинаковы. Непластичные глины связывают малое количество воды и сразу разрушаются, поэтому необходимо снижать скорость гидратации, путем уменьшения активности молекул воды.

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 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 поливинилпироллидона (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 [43,76,79,81,99].

На рисунке 3.11 схематично изображен процесс стабилизации глинистых пород, слагающих стенки скважины. На начальном этапе вместе с водной фазой раствора в породу проникают полярные реагенты за счет низкой молекулярной массы, способствующие нейтрализации ионов в структуре породы, стабилизации порового давления. Одновременно высокомолекулярные соединения адсорбируются на стенках скважины, образуя защитный слой, позволяющий предотвратить дальнейшее проникновение фильтрата бурового раствора в породу.

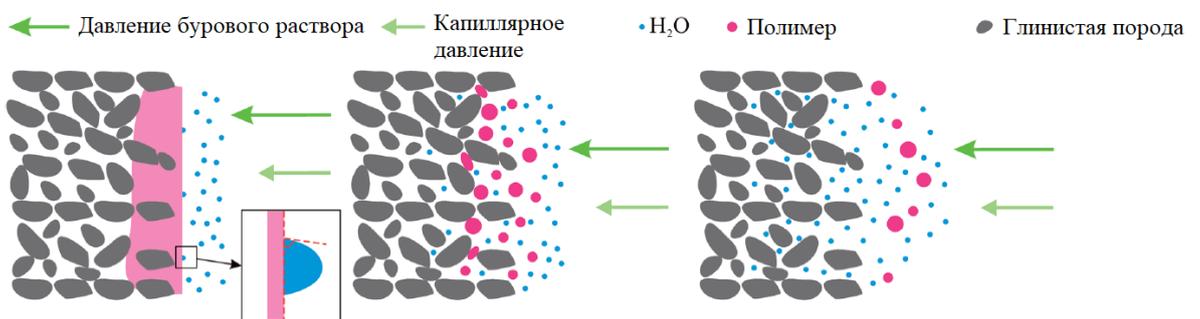


Рисунок 3.11 - Схематичное изображение процесса стабилизации пород, слагающих стенки скважины

В процессе разработки состава бурового раствора необходимо рассматривать комплексное действие реагента, так как его применение не должно негативно сказываться на остальных свойствах бурового раствора. С этой целью проведена оценка влияния PVP на основные свойства буровых растворов, а также их ингибирующую способность.

В таблице 3.2 отражаются результаты исследований по влиянию предлагаемого бурового раствора на устойчивость глин в сравнении с уже применяемыми составами растворов. Оценка ингибирующей способности

проводилась по объему впитанной воды в образцы: чем меньше количество впитанной воды в образце, тем выше ингибирующая способность раствора. За положительный результат ингибирования принималось увеличение массы образца менее чем на 8 г. [76,99].

Результаты экспериментальных исследований бурового раствора приведены в таблице 3.2. При содержании формиата натрия не более 3% и PVP не более 5% по 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. Увеличение содержания формиата натрия более 9,2% приводит к разрушению образца глины [43,76].

В ходе экспериментов были исследованы основные параметры разработанных составов. Для определения величин пластической вязкости и динамического напряжения сдвига был использован ротационный вискозиметр марки Fann 35SA. Свежеприготовленные составы тестировались при значениях 600 об/мин и 300 об/мин, а также по истечению 10 мин. Полученные значения пластической вязкости и динамического напряжения сдвига представлены в таблице 3.3

Для определения значений показателя фильтрации использовался фильтр-пресс марки Fann. Согласно требованиям методических указаний API, измерение скорости фильтрации проводилось при температуре окружающей среды, под давлением 100 фунтов/ кв.дюйм. Результаты измерений фиксировались в миллилитрах на 30 мин. Полученные результаты исследований по влиянию содержания в растворе формиата натрия и PVP на показатель фильтрации приведены в таблице 3.3 [43,76,99].

При содержании формиата натрия 5,3-9,2% и PVP 6,3-10% обеспечивается минимальное значение показателя фильтрации (таблица 3.3, п.4, 5, 6, 7).

Таблица 3.2 - 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

Таблица 3.3 – Результаты тестирования основных параметров бурового раствора

№	Состав раствора, масс. %	Показатели раствора		
		Φ , см ³	$\eta_{пл}$, 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: Φ - показатель фильтрации; $\eta_{пл}$ - пластическая вязкость; τ_0 - динамическое напряжение сдвига.				

Таким образом, приведенные в таблицах 3.2-3.3 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. Улучшение смазочной способности бурового раствора способствует уменьшению риска возникновения прихватов, позволяет снизить крутящий момент за счет формирования граничного слоя на поверхностях контакта [74,80,99]. Слои контакта возникают за счет присутствия в составе раствора гидрофобизирующих агентов, углеводородных радикалов и ПАВ. Результаты измерения смазочной способности на приборе УСР 1 представлены на рисунке 3.12.

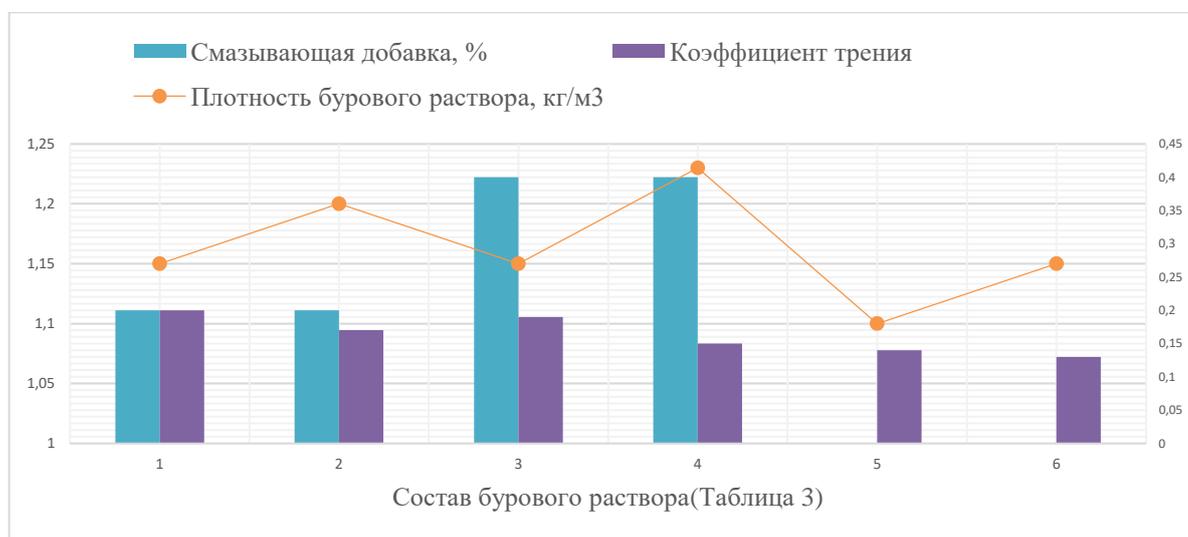


Рисунок 3.12 - Сравнительный анализ коэффициентов трения для различных составов буровых растворов: 1 – хлоркалийевый БР с добавлением 2% смазочной добавки К-Lube, 2 – Barazan с добавлением 2% смазочной добавки К-Lube, 3- хлоркалийевый БР с добавлением 4% смазочной добавки К-Lube, 4 - Barazan с добавлением 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. В связи с тем, что поливинилпирролидон обладает сильными абсорбционными свойствами, то он способен сорбировать молекулы воды и проявляет склонность к комплексобразованию. За счет этих свойств поливинилпирролидон также снижает активность водной фазы бурового раствора, за счет чего уменьшается скорость проникновения фильтрата бурового раствора в стенки скважины.

3.4 Выводы по третьей главе

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, содержащий глинопорошок (5%), поливинилпирролидон PVP (6,3%), формиат натрия (5,3%), жидкое калиевое стекло (3%), глицерин (5%), пеногаситель (0,1%) 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.

ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД, СЛАГАЮЩИХ СТЕНКИ СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ

4.1 Исследование влияния бурового раствора на водной основе на механическую прочность глинистых горных пород

Проблема сохранения устойчивости стенок скважины одна из самых существенных в практике бурения. Более 90% случаев нарушения устойчивости ствола скважины происходят в глинистых породах. Одним из главных факторов нарушения устойчивости часто называют минералогический состав глинистой породы, однако физико-механические факторы также оказывают существенное влияние на данный процесс. К ним можно отнести перепады давления в скважине, разрушающее действие бурового раствора, изменение напряженно-деформированного состояния вокруг ствола скважины. Комбинированное действие вышеперечисленных факторов оказывает синергетический эффект на процесс потери устойчивости ствола скважины [31,52,112,129].

В ходе исследования была проведена сравнительная оценка влияния бурового раствора на водной основе и воды на механическую прочность глинистых горных пород. В ходе работы также проведена оценка изменения прочности глинистых пород с учетом анизотропии прочностных свойств. Анизотропия глинистых пород, наличие в структуре породы плоскостей напластования оказывает большое влияние на прочностные свойства породы. Для анализа такого типа механической структуры предположим, что глинистая порода состоит из двух частей – матрица породы и поверхность напластования.

Для проведения испытаний были отобраны керны аргиллитов Холмогорского месторождения. Оценка механической прочности проводилась путем измерения предельной прочности на сдвиг вдоль и перпендикулярно плоскостям напластования. Измерение предельной прочности на сдвиг проводилось после насыщения кернов водой и буровым раствором в течение 4, 8, 12 суток.

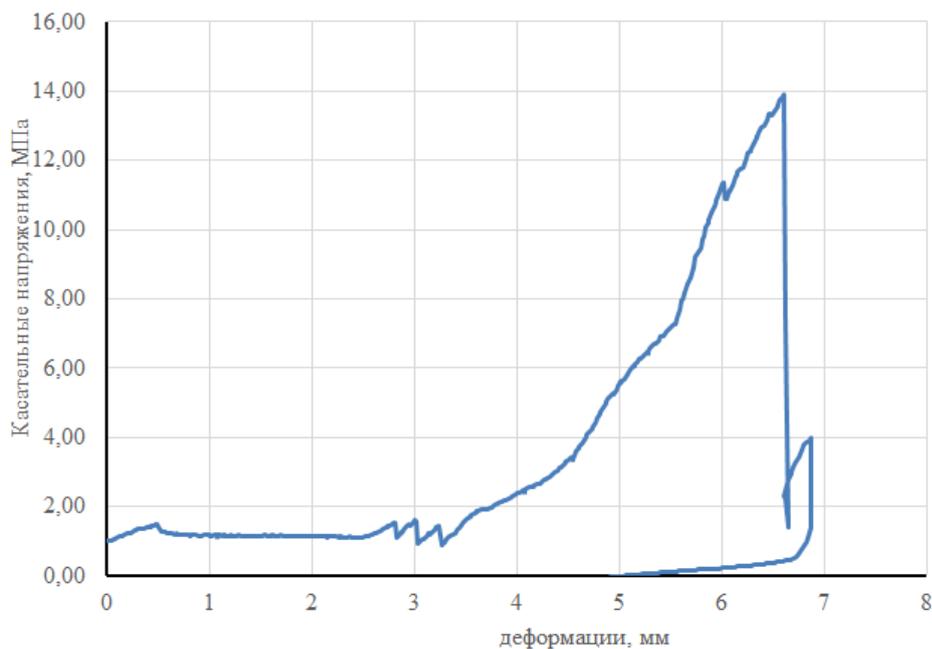


Рисунок 4.1 - Зависимость деформаций от касательных напряжений при измерении предельной прочности на сдвиг в направлении, перпендикулярном плоскости напластования (после 8 сут. насыщения буровым раствором)

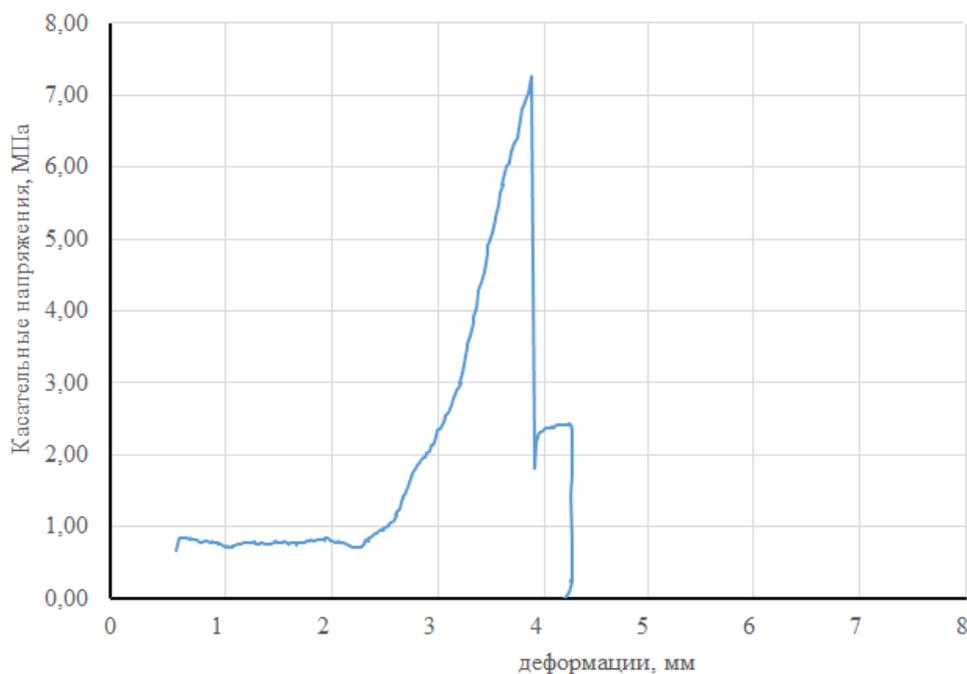


Рисунок 4.2 - Зависимость деформаций от касательных напряжений при измерении предельной прочности на сдвиг в направлении, параллельном плоскости напластования (после 8 сут. насыщения буровым раствором)

На рисунках 4.1- 4.2 представлены графики зависимости роста деформаций по мере увеличения касательных напряжений. Графики характеризуют упругий

характер разрушения образцов глинистых пород. В условиях сдвига перпендикулярно поверхности напластования разрушение образца произошло при величине касательных напряжений $\tau = 14 \text{ МПа}$, при испытании на сдвиг параллельно поверхности напластования разрушение образца произошло при величине касательных напряжений $\tau = 7,3 \text{ МПа}$ [99,114,117].

Графики зависимости деформации от касательных напряжений подтверждают предположение, что механическая прочность глинистых пород зависит от направления измерения. Величина механической прочности, измеренная при разрушении образца перпендикулярно поверхности напластования, на 54% выше по сравнению с разрушением образца вдоль поверхности напластования после 8 суток нахождения в буровом растворе.

В Таблице 4.1. приведены результаты испытания механической прочности 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 4.1 - 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	

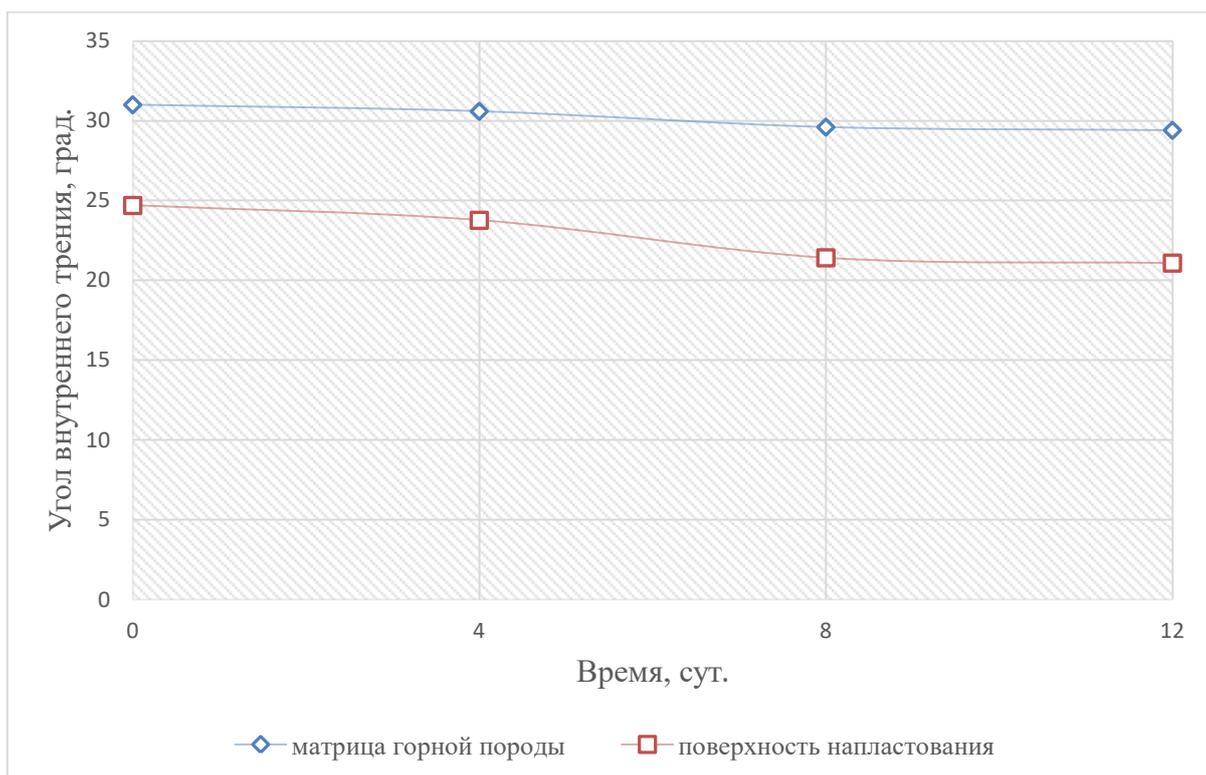


Рисунок 4.3 - Изменение величины угла внутреннего трения в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы буровым раствором

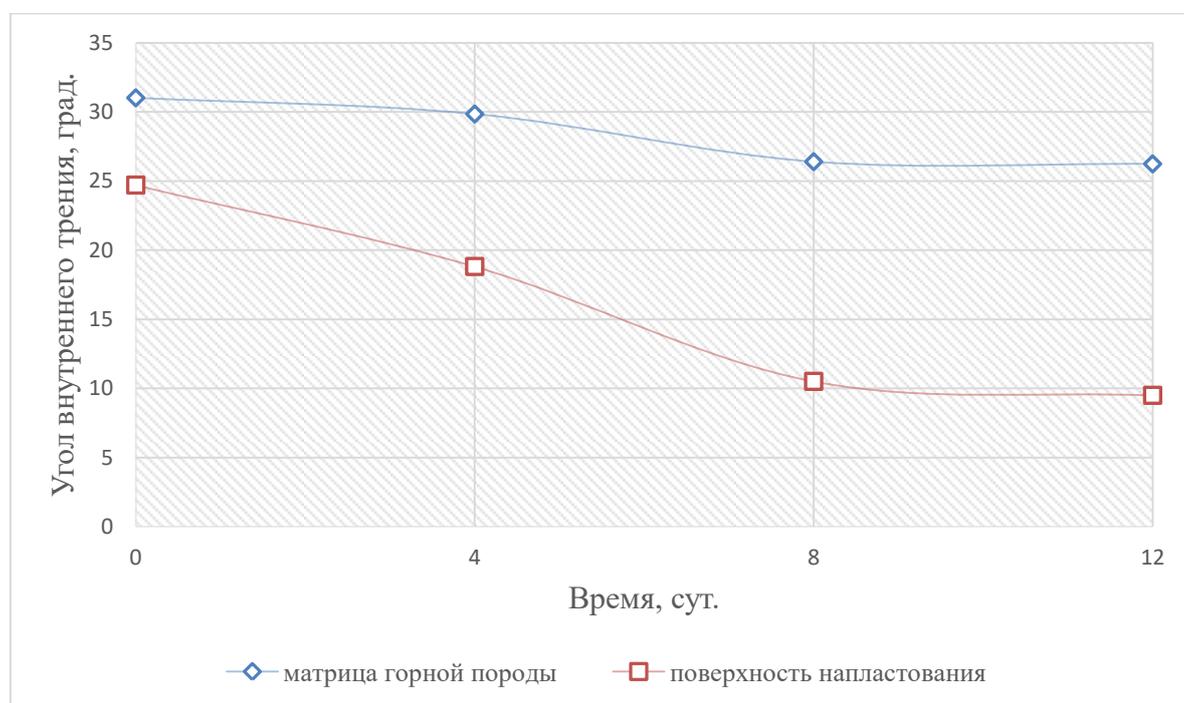


Рисунок 4.4 - Изменение величины угла внутреннего трения в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы водой

На рисунках 4.3-4.4 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. 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 на 55% выше, чем при взаимодействии глинистой породы с водной средой [76, 99].

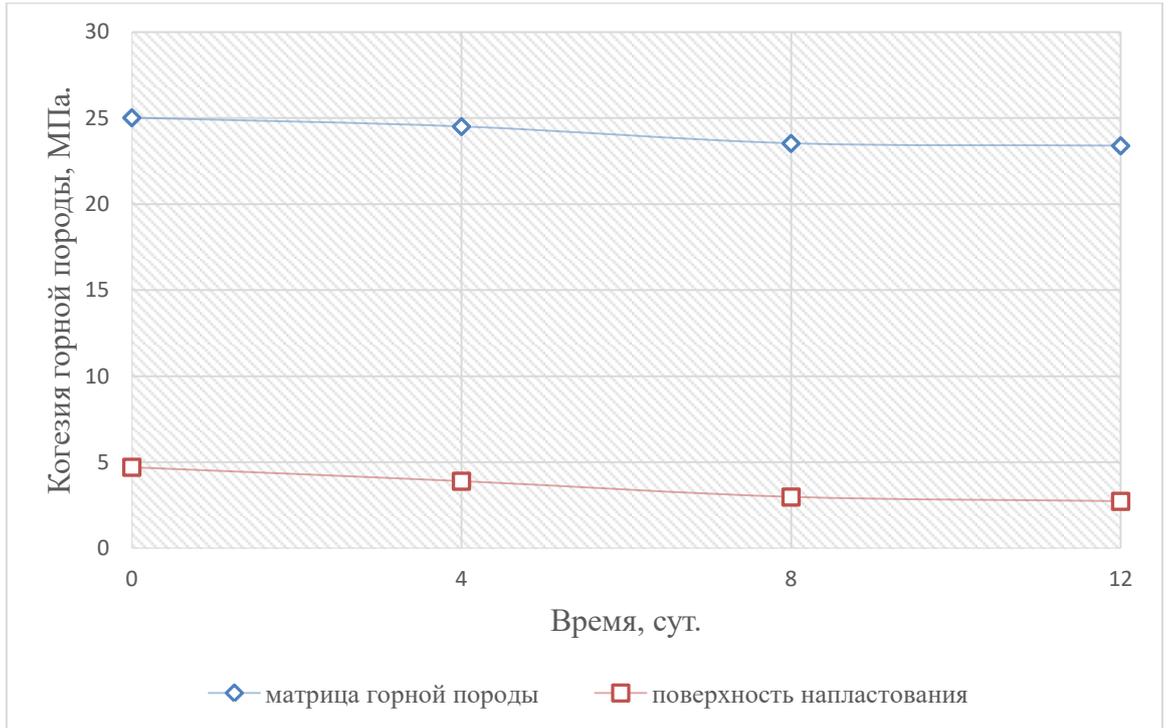


Рисунок 4.5 - Изменение величины коэффициента когезии в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы буровым раствором

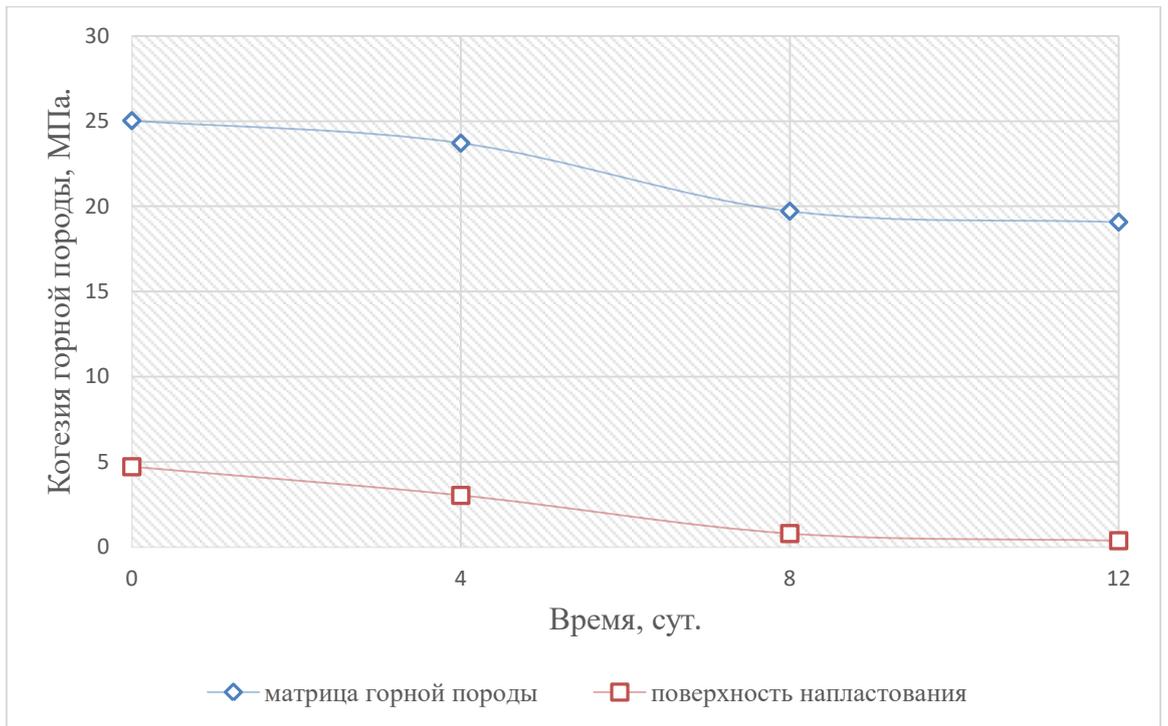


Рисунок 4.6 - Изменение величины коэффициента когезии в зависимости от времени насыщения образца глинистой породы водой

На рисунках 4.5-4.6 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 [99].

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.

4.2 Исследование характера диффузии водной фазы бурового и транспорта ионов в пристволевой зоне 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 рис. 4.7-4.12 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.

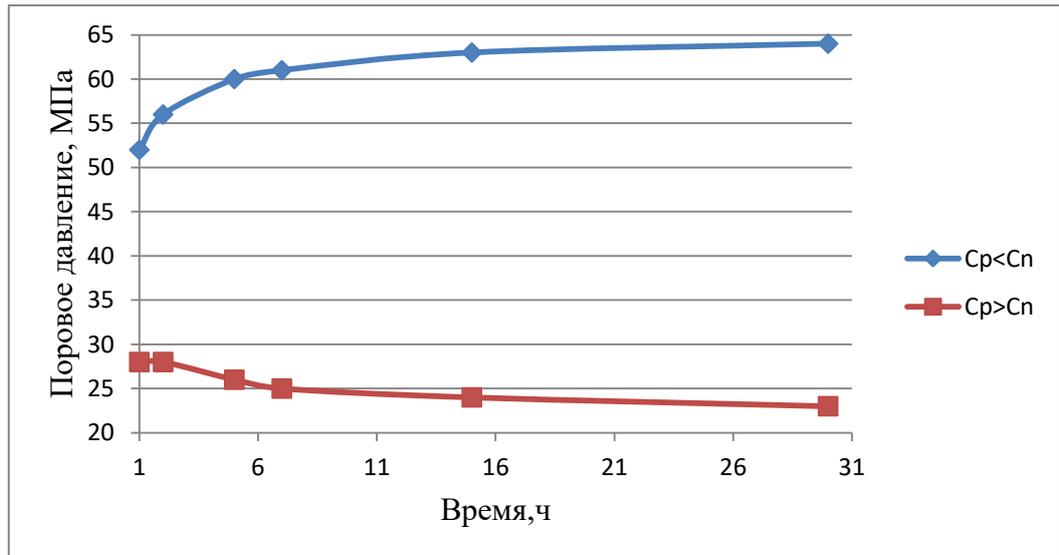


Рисунок 4.7 - График распределения порового давления в породе на контуре скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

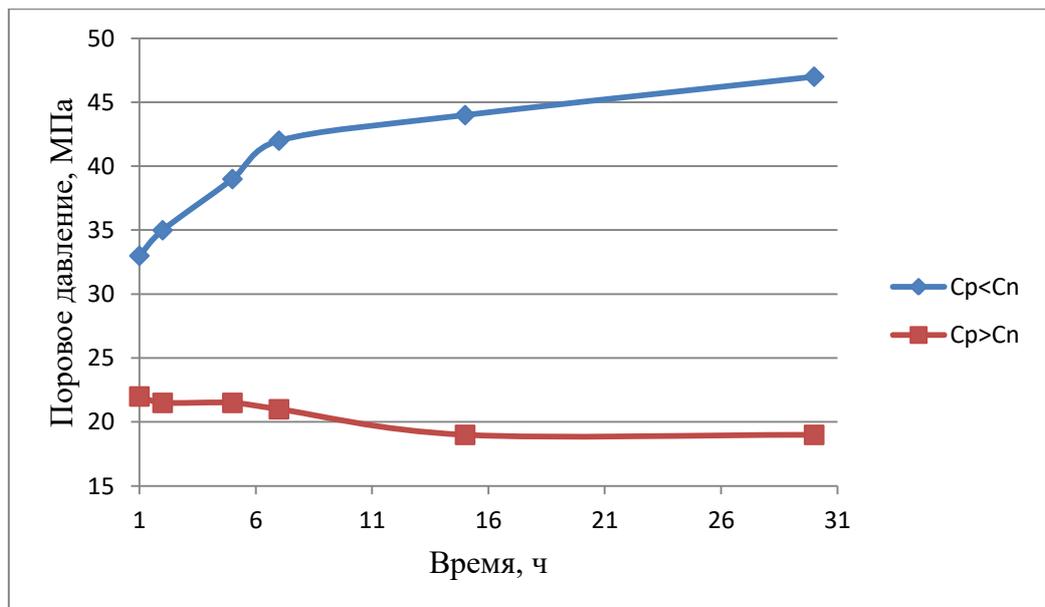


Рисунок 4.8 - График распределения порового давления в породе на расстоянии $1,5r$ от оси скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

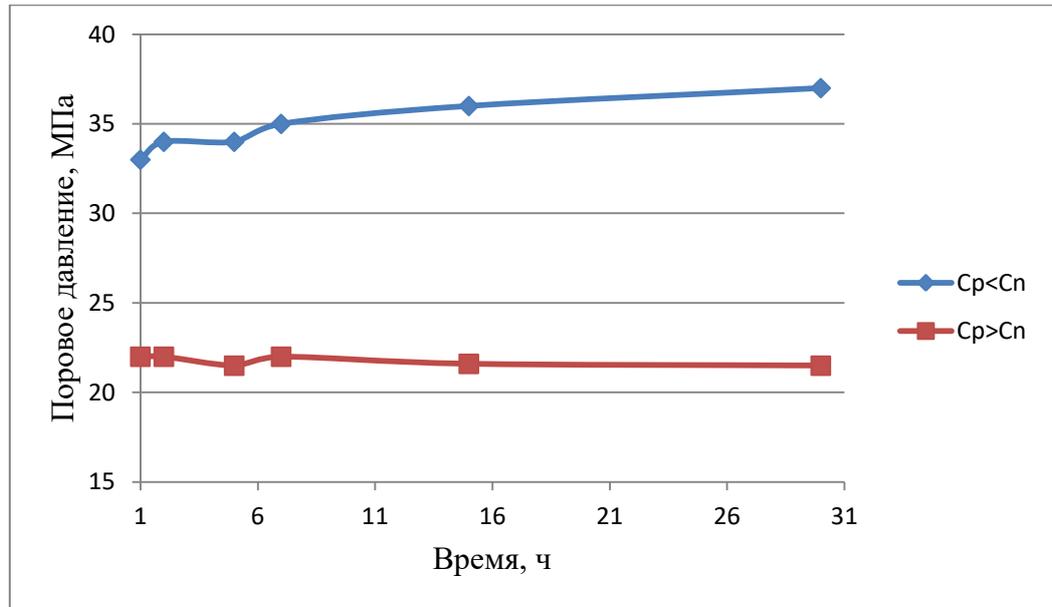


Рисунок 4.9 - График распределения порового давления в породе на расстоянии $2r$ от оси скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

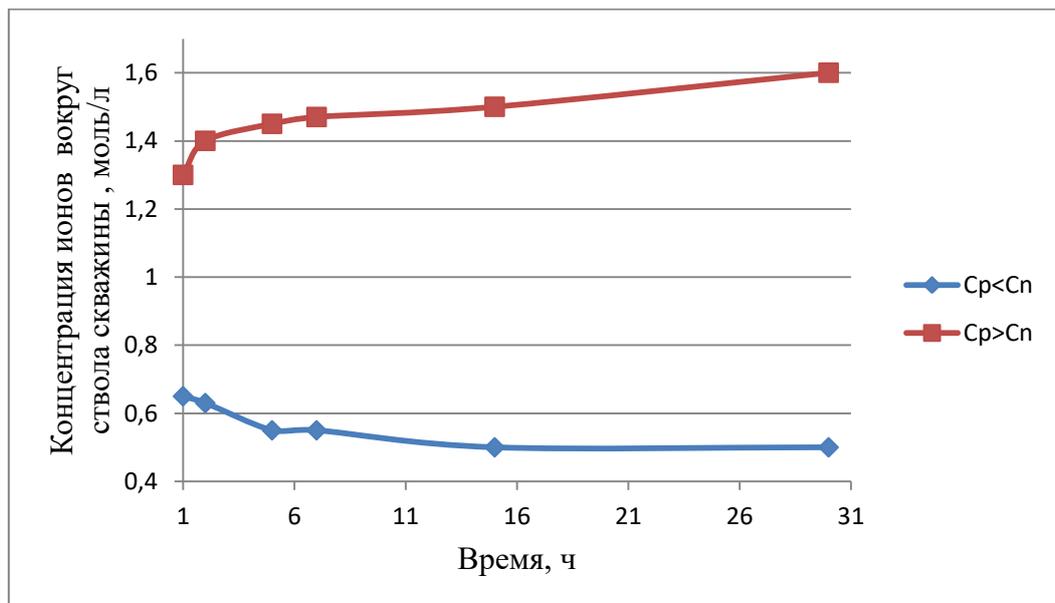


Рисунок 4.10 – График распределения концентрации растворенных ионов в породе на контуре скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

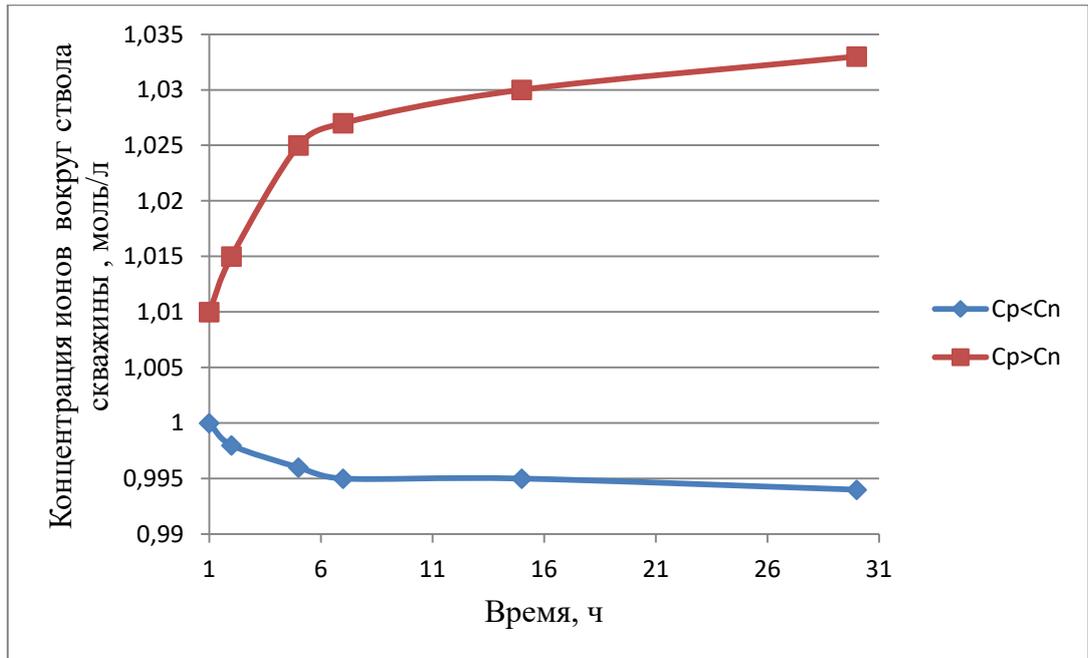


Рисунок 4.11 – График распределения концентрации растворенных ионов в породе на расстоянии $1,5r$ от оси скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

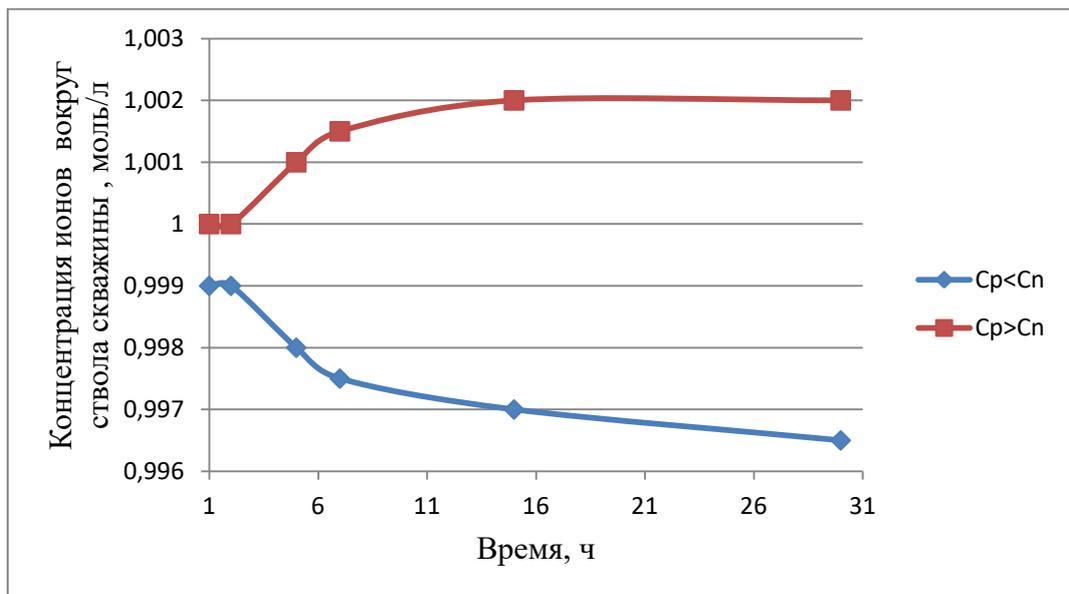


Рисунок 4.12 – График распределения концентрации растворенных ионов в породе на расстоянии $2r$ от оси скважины с течением времени, где r – радиус скважины, м.

Снижение концентрации полярных соединений в буровом растворе в сравнении с их концентрацией в горной породе $C_p < C_n$ на $0,25$ моль/л, 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, 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 [76].

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 [76,79,80,81].

4.3 Выводы по четвертой главе

1. 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.
2. 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.

ГЛАВА 5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТАННОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА

Экономический эффект использования разработанного состава бурового раствора предлагается оценить расчетом стоимости 1 т смеси предполагаемого состава. Для оценки экономического эффекта и сравнения стоимости были подобраны буровые растворы по составу и свойствам близкие к разработанному составу.

Буровым раствором №1 является раствор на водной основе, преимущественно применяемый при бурении неустойчивых глинистых пород. Спиртовой буровой раствор включает, масс. %: глинопорошок ПБМВ 1,2, биополимер Сараксан 0,2, хлористый калий 0,5-1,1, ацетат натрия 2,5-3,1, анионную эмульсию Росфлок ПВ 2,1, триэтиленгликоль 9,8, талловое масло 11,3, бактерицид «Remacid» 0,1, воду остальное.

Буровым раствором №2 является раствор на водной основе, содержащий воду, бентонитовый глинопорошок, водорастворимый полимер Праестол марок 2510, или 2515, или 2530, или 2540, полианионную целлюлозу PAC LV, КССБ, ксантан при следующем соотношении компонентов, мас. %: бентонитовый глинопорошок 5, полианионная целлюлоза PAC HV 2,5, PAC LV 3,5, КССБ 4, ксантан 5, Праестол марки: 2510, 2515 0,01-0,05, 2530, 2540 0,005-0,01, бактерицин 0,1, вода остальное.

Буровым раствором №3 является раствор на водной основе, буровой раствор включает мас. %: глинопорошок 3-5; полидадмах 1,75-3,50; катионный полимер Росфлок КФ 0,5-2; полиакриламид PDA 4,8, поливинилпирролидон 0,3-3,0; воду остальное.

Недостатком составов является недостаточная ингибирующая способность по отношению к хрупким глинистым породам.

Стоимости 1 т указанных составов представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3, 5.4.

Таблица 5.1 – Стоимость 1 т разработанного бурового состава

№ п/п	Состав	Количество в составе, %	Количество в 1 т состава, кг	Стоимость 1 т реагента, руб.	Стоимость реагента в 1 т состава, руб.
1	Глинопорошок	5	50	6 100,00	305,00
2	PVP	6,3	63	150 000,00	9 450,00
3	Формиат калия	5,3	53	80 000,00	4 240,00
4	Жидкое калиевое стекло	3	30	20 000,00	600,00
5	Глицерин	5	50	60 000,00	3 000,00
6	Пеногаситель	0,1	1	125 000,00	125,00
ИТОГО					17 720,00

Таблица 5.2 – Стоимость 1 т бурового раствора №1

№ п/п	Состав	Количество в составе, %	Количество в 1 т состава, кг	Стоимость 1 т реагента, руб.	Стоимость реагента в 1 т состава, руб.
1	Глинопорошок ПБМВ	1,2	12	6 100,00	73,20
2	Биополимер Сараксан	0,2	2	190 000,00	380,00
3	Хлористый калий	1,1	11	15 000,00	165,00
4	Ацетат натрия	3,1	31	115 000,00	3 565,00
5	Росфлок ПВ	2,1	21	254 000,00	5 334,00
6	Триэтиленгликоль	9,8	98	123 000,00	12 054,00
7	Талловое масло	11,3	113	90 000,00	10 170,00
8	Бактерицид «Remacid»	0,1	1	75 000,00	75,00
ИТОГО					31 816,20

Таблица 5.3 – Стоимость 1 т бурового раствора №2

№ п/п	Состав	Количество в составе, %	Количество в 1 т состава, кг	Стоимость 1 т реагента, руб.	Стоимость реагента в 1 т состава, руб.
1	Бентонитовый глинопорошок	5	50	6 100,00	305,00
2	РАС LV	2,5	25	110 000,00	2 750,00
3	РАС HV	3,5	35	155 000,00	5 425,00
4	КССБ	4	40	55 000,00	2 200,00
5	Биополимер ксантанового типа	5	50	190 000,00	9 500,00
6	Праестол	0,01	0,1	138 000,00	13,80
7	Бактерицид	0,1	1	75 000,00	75,00
ИТОГО					20 268,80

Таблица 5.4 – Стоимость 1 т бурового раствора №3

№ п/п	Состав	Количество в составе, %	Количество в 1 т состава, кг	Стоимость 1 т реагента, руб.	Стоимость реагента в 1 т состава, руб.
1	Глинопорошок	5	50	6 100,00	305,00
2	Полидадмах	3,5	35	160 000,00	5 600,00
3	Полиакриламид Polydia PDA	4,8	48	120 000,00	5 760,00
4	Росфлок КФ	2	20	254 000,00	5 080,00
5	Поливинилпирролидон	3	30	150 000,00	4 500,00
ИТОГО					21 245,00

Результаты, представленные в таблицах 5.1-5.4 позволяют сделать вывод, что стоимость разработанного состава бурового раствора на 13% ниже стоимости состава №2, на 17% ниже стоимости состава №3 и на 45% ниже стоимости состава №1.

Кроме того, применение бурового раствора с повышенными ингибирующими свойствами в большей степени снижает вероятность возникновения осложнений и аварий, связанных с неустойчивостью ствола скважины.

5.1 Выводы по пятой главе

1. Предварительная оценка экономической эффективности разработанного состава показывает его потенциально возможное применение при бурении скважин в глинистых породах.
2. Стоимость разработанного состава бурового раствора в среднем на 20% ниже стоимости составов, применяемых для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах.
3. Основные компоненты разработанного состава полимерглинистого бурового раствора являются распространенными и широко выпускаются отечественной промышленностью, поэтому возможно осуществлять бесперебойные поставки сырья на месторождение.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аветисян, Н.Г. Критерий устойчивости стенок скважин / Аветисян Н.Г. // Бурение: Реф. научн-техн. сб. М.: ВНИИОНГ. – 1980. – №1. – С.4-6.
2. Агабальянц, Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения. / Э.Г. Агабальянц // - М.: Недра. -1982. -182 с.
3. Ангелопуло, О.К. Буровые растворы для осложненных условий. / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков // – М.: Недра. – 1998. -135 с.
4. Ананьев, А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. / А.Н. Ананьев // Волгоград. - 2000. - 139 с.
5. Баранов, В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях / В.С. Баранов // М. : Гостопттехиздат. – 1959. – 199 с.
6. Бахов, Ф.Н. Формирование органофильных слоев на Na+-монтмориллоните и влияние их структуры на совместимость полиолефинов с наполнителем в нанокompозитах: Текст: автореферат дис. канд. техн. Наук: 02.00.06 / Ф.Н. Бахов // Москва. - 2007. - 183 с.
7. Беленко, Е.В. Принципы нормирования реологических и структурно-механических свойств утяжеленных полимерглинистых буровых растворов / Беленко Е.В., Мазыкин С.В., Мнацаканов В.А. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. - 2011. - №7. - С. 40-43.
8. Буровые промывочные и тампонажные растворы / Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. // М.: ОАО «Издательство «Недра». -1999. - 424 с.
9. Буровые растворы для осложненных условий / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков // М.: Недра. - 1988. – 135 с.
10. Васильченко, С.В. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин. / Васильченко С.В., Потапов А.Г. // М.: ИРЦ Газпром. - 1998 – 84 с.
11. Войтенко, В.С. Управление горным давлением при бурении скважин. / В.С. Войтенко / М. : Недра. – 1985. -180 с.

12. Войтенко, В.С. Прикладная геомеханика в бурении / В.С. Войтенко // М.: Недра. - 1990 - 252 с.

13. Гайдаров, М.М.-Р. Гидрофобная коагуляция глинистых отложений / Гайдаров М.М.-Р. , Курбанов Я.М. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море.- 2008.- №4.- С.30-34.

14. Гайдаров, М.М.-Р. Применение нанотехнологий для стабилизации глинистых отложений при строительстве скважин. // М.М.-Р. Гайдаров, В.И. Крылов, Р.З. Шарафутдинова // Бурение и нефть. – 2008. - №12. – С. 13-15.

15. Гайдаров, М. М.-Р. Стабилизация глинистых отложений на основе нанотехнологий. Буровые растворы / М.М.-Р. Гайдаров, В.И. Крылов, Р.З. Шарафутдинова, А.А. Хуббатов, А.В. Христенко // Бурение и нефть. – 2009. - №1. – С. 41-45.

16. Гайдаров, М.М.-Р. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / Гайдаров М.М.-Р., Норов А.Д. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море.- 2013.- №7.- С.20-30.

17. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ / Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. // М.: Недра. - 1985 -509 с.

18. Грим, Р.Е. Минералогия глин. / Р.Е. Грим // М.: ИЛ. - 1959. – 452 с.

19. Городнов, В.Д. Исследования глин и новые рецептуры глинистых растворов / В.Д. Городнов, В.Н. Тесленко, И.М. Тимохин [и др.] / М. : Недра. – 1975. – 272 с.

20. Грязнов, И.В. Ингибирующие биополимерные буровые растворы. / Грязнов И.В. , Балаба В.И. //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море.- 2012.- №4.- С.34-37.

21. Егорова Е.В. Применение ингибирующих химических реагентов для бурения глинистых отложений Астраханского ГКМ / Егорова Е.В., Симонянц С.Л., А.В. Будько // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. - 2009. - №3. - С. 45-48.

22. Егорова, Е.В. Эффективность применения новых ингибирующих реагентов на основе талового пека при бурении на Астраханском ГКМ/ Егорова

Е.В., Будько А.В., Мнацаканов В.А. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. - 2010. - №1. - С. 29-32.

23. Ивенина, И.В. Повышение эффективности ингибирования глинистых пород путем управления минерализацией буровых растворов: Текст: автореферат дис. канд. техн. Наук: 25.00.15 / И.В. Ивенина. Ухта. - 2011. - 24 с.

24. Иносаридзе, Е.М. Буровой раствор для бурения скважин со значительными вертикальными отходами в разрезах, сложенных глинистыми отложениями/ Иносаридзе Е.М., Ишбаев Г.Г., Загидуллина Г.В. // Нефтяное хозяйство. - 2010. - №2. - С.2-4.

25. Иносаридзе, Е.М. Инженерно-геологическая классификация глинистых пород горных пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения в них / Е.М. Иносаридзе, З.З. Шарафутдинова, Г.Г. Ишбаев, З.З. Шарафутдинов // Нефтегазовое дело. – 2010. - №3. – С. 1- 55.

26. Исследования глин и новые рецептуры глинистых растворов / В.Д. Городнов, В.Н. Тесленко, И.И. Тимохин [и др.] // М.: Недра. - 1975. – 272 с.

27. Исследование ингибирующих свойств реагентов для обработки буровых растворов при бурении глинистых пород на НГКМ Заполярья / Н.Г. Кашкаров [и др.] // Обзорная информация. Серия: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. // М. : ООО «Газпром экспо». - 2010. – 144 с.

28. Ишбаев, Г.Г. Разработка и опыт применения гелцементного бурового раствора Гель-Дрилл на Татышлинском месторождении республики Башкортостан / Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Милейко А.А. // Бурение и нефть. - 2017. - №4. - С. 24-27.

29. Ишбаев, Г.Г. Применение фракционного карбоната кальция в составе инвертно-эмульсионного бурового раствора для снижения загрязнения продуктивных пластов / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дильмиев // Бурение и нефть. - 2012. - №3. - С.40-43.

30. Ишбаев, Г.Г. Теории подбора фракционного состава кольматанта / Г.Г. Ишбаев, М.Р. Дильмиев // Бурение и нефть. - 2011. - №5. – С.34-39.

31. Карев, В.И. Математическое и физическое моделирование разрушения горных пород в окрестности наклонно направленных нефтяных и газовых скважин с учетом анизотропии упругих и прочностных свойств пород / Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Устинов К.Б. // Тезисы докл. на IX Всероссийском съезде по теоретической и прикладной механике. Нижний Новгород. - 2006. – С.62-78.
32. Кистер, Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер // М.: Недра. - 1972 – 392 с.
33. Коваленко, Ю.Ф. Устойчивость скважин Среднего Приобья./ Коваленко Ю.Ф., Харламов К.Н., Усачев Е.А. // Тюмень-Шадринск. - 2011. - 174 с.
34. Крулицкий, Н.Н. Физико-химическая механика тампонажных растворов. / Крулицкий Н.Н. // Киев: Наукова думка. -1974. – 289 с.
35. Курдюков, А.В. Предупреждение разупрочнения глинистых пород / Курдюков А.В., Ядгаров Х.А. // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2017. – № 3. – С. 77–81.
36. Механика буровых растворов: учеб. пособ. / Л.В. Ермолаева. – Самара; Самар. гос. техн. ун-т. - 2012. - 47 с.
37. Мухин, Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов. / Мухин Л.К. / М. : Недра. – 1971. – 386 с.
38. Новиков, В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В.С. Новиков./ М.: ОАО «Издательство «Недра». – 2000. - 270 с.
39. О природе синергетических эффектов в полимер-глинистых буровых растворах. / О.А. Лушпеева, В.Н. Кошелев, Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленко и др. // Нефтяное хозяйство. – 2001. - №4. С. 22-24.
40. Овчаренко, Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов / Овчаренко, Ф.Д. // Киев: Издательство академии наук Украинской ССР. - 1961 – 292 с.
41. Осипов, В.И. Микроструктура глинистых пород / под ред. академика Е.М. Сергеева / Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева В.А. // М.: Недра. - 1989 – 211 с.

42. Осипов, В.И. Глинистые покрытия нефтяных и газовых месторождений. / Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. // М.: Наука. - 2001. – 238 с.
43. Патент № 2675650 Российская Федерация, МПК C09K, 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.
44. Пеньков, А.И. Влияние полимеров на ингибирование глин / А.И. Пеньков // Нефтяное хозяйство. – 179. - №5. – 240 с.
45. Петров, Н.А. ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности под ред. Ф.А. Агзамова. / Петров Н.А., Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А. // М. : Недра. - 2004. – 408 с.
46. Пуля, Ю. А. Теоретические предпосылки применения ингибирующей добавки к буровым растворам на основе талового пека / Ю. А. Пуля, Е. В. Егорова // Вестник СевКавГТУ. - 2007. - № 4 (13). - С. 61 – 64.
47. Пуля, Ю. А. Выбор рецептур новых ингибирующих реагентов с использованием метода планирования эксперимента/ Ю. А. Пуля, Е. В. Егорова // Вестник СевКавГТУ. - 2009. - № 1 (18). - С. 18 – 21.
48. Пуля, Ю. А. К вопросу оценки ингибирующей способности буровых растворов/ Ю. А. Пуля, Е. В. Егорова // Вестник СевКавГТУ. - 2009. - № 1 (18). - С. 21 – 25.
49. Пименов, И.Н. К вопросу использования ингибиторов в полимерных малоглинистых системах буровых растворов / Пименов И.Н., Уляшева Н.М. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2010. - №12.- С.22-25.
50. Подъячев А.А. Обоснование и разработка математической модели оценки устойчивости ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин: : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Подъячев Алексей Александрович ; Самарский государственный технический университет. – Самара, 2011. – 101 с. – Текст : непосредственный.

51. Подъячев, А.А. Влияние изменения механических свойств горных пород при насыщении буровым раствором на напряженное состояние прискважинной зоны. / Подъячев А.А., Доровских И.В., Павлов В.А. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2014. - №11. - С.31-38

52. Подъячев, А.А. Обобщение проблем устойчивости стенок скважины в условиях пороэластичной среды. / Подъячев А.А., Живаева В.В., Букин П.Н. // Нефть.Газ.Новации. - 2015. - №3. - С.46-48.

53. Применение таллового масла и его производных в нефтегазовой отрасли / А.Ю. Царьков [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 2 (20). – С. 8–10.

54. Растегаев, Б.А. Современный подход к проектированию ингибирующих свойств буровых растворов для проводки скважин в сложных геолого-технических условиях // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 6. – С. 14–17.

55. Ружников, А.Г. Влияние прочностных свойств литифицированных отложений на стабильность ствола скважины / А.Г. Ружников // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. - 2014. - №1. - С.1-13.

56. Ружников, А.Г. Выбор методов измерения водоотдачи при бурении литифицированных сланцевых пород / А.Г. Ружников // Вестник Северного (Арктического) Федерального Университета. - 2014. - №2. - С.41-44.

57. Ружников, А.Г. Стабильность ствола скважины при бурении на месторождениях Южного Ирака / А.Г. Ружников // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. - 2013. - №6. - С. 58-80.

58. Рязанов, А.Я. Энциклопедия по буровым растворам / А.Я. Рязанов. - Оренбург: Летопись, 2005. - 664 с.

59. Сеид-Рза, М.К. Устойчивость стенок скважины / М.К. Сеид-Рза, М.И. Исмайылов, Л.М.Орман // М.: Недра. - 1981. — 175 с.

60. Смазочное действие сред в буровой технологии. / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов // М.: Недра. - 1993. - 272 с.

61. Соловьев, Н.В. Мембранообразующая способность полимерных БР при набухании глинодержащих горных пород / Соловьев Н.В., Степанов К.В. //

Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2007. – № 10. – С. 84–93.

62. Соловьев, Н.В. Обоснование основных параметров механизма мембранообразования в глиносодержащих горных породах при бурении с использованием полимерных растворов / Соловьев Н.В. // Инженер-нефтяник. - 2018. - № 1. - С. 20-24.

63. Соловьев, Н.В. Исследование ингибирующего действия полимерного раствора "KGAC-PLUS" для бурения в глиносодержащих горных породах месторождения "Южный дракон и Доймой" (СРВ) / Соловьев Н.В., Чан Суан Дао, Арсентьев Ю.А., Нгуен Тиен Хунг, Курбанов Х.Н. // Инженер-нефтяник. - 2018. - № 2. - С. 8-15.

64. Соловьев, Н.В. Обоснование систем буровых растворов для вскрытия истощенных продуктивных коллекторов месторождения нефти Белый тигр (СРВ) / Соловьев Н.В., Чыонг Ван Ты, Фам Куанг Хиеу, Та Куанг Минь, Кудрявцева Д.К. // Инженер-нефтяник. - 2018. - № 3. - С. 11-16.

65. Соловьев, Н.В. Реологические свойства биополимерных буровых растворов / Соловьев Н.В., Курбанов Х.Н., Нгуен Тиен Хунг // Инженер-нефтяник. - 2016. - № 3. - С. 8-17.

66. Токунов, В.И. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы. / Токунов В.И., Хейфец И.Б. // М.: Недра. – 1983. - 167с.

67. Уляшева, Н.М. Исследование влияния набухания глинистых пород различной степени литификации на потерю устойчивости стенок скважины. / Уляшева Н.М., Деминская Н.Г. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2009. - №5.- С.26-28.

68. Уляшева, Н.М. К вопросу увлажнения глинистых пород в водных растворах электролитов / Н.М. Уляшева, И.В. Ивенина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 24–27.

69. Усманов, Р.А. Лабораторные исследования пластифицирующего, высокоингибированного бурового раствора для кыновских аргиллитов / Усманов Р.А., Хузина Л.Б., Голубь С.И. // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 9. – С. 14–18.

70. Хуббатов, А.А. Опыт применения поликатионного мелового раствора на Астраханском ГКМ / А.М. Гайдаров, А.Д. Норов, А.А. Хуббатов, Д.В. Храбров, М.М.-Р. Гайдаров, А.И. Иванов, К.Б. Касымов, Р.А. Поповичев, Г.Д. Солнышкин, Ф.Р. Петросян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2019. - № 3. - С. 30-34.

71. Хуббатов, А.А. Поликатионные буровые растворы "КАТБУРР" и перспективы их использования / Гайдаров М.М.Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Храбров Д.В., Жирнов Р.А., Сутырин А.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2019. - № 7. - С. 19-25.

72. Хуббатов, А.А. Применение поликатионных буровых растворов при бурении соленосных отложений в прикаспийской впадине / Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Храбров Д.В., Норов А.Д., Гайдаров М.М.Р., Никитин В.В., Иванов А.И. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2017. - № 1. - С. 33-39.

73. Хуббатов, А.А. Водородные связи и взаимодействия в буровых растворах / Гайдаров М.М.Р., Норов А.Д., Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Потапова И.А. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2016. - № 4. - С. 23-31.

74. Царьков, А.Ю. Повышение ингибирующей способности буровых растворов реагентами на основе неомыленного талового пека / А.Ю. Царьков / Сборник статей конференции «Булатовские чтения». -2018. – С. 324-329.

75. Чегодеев, Ф.А. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика / Ф.А. Чегодеев, Р.З. Шарафутдинова // Санкт-Петербург: Издательство АПФ «Профессионал». – 2006. – 700 с.

76. 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.

77. 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.

78. 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.

79. 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.

80. 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.

81. 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. – P. 21-26.

82. 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.

83. 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

84. 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.

85. 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.

86. Шарафудинов, З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами / Шарафудинов З.З., Шарафутдинова Р.З. // Нефтегазовое дело. - 2004. - С.1-21.

87. Шарафутдинова, Р.З. Управление поведением глинистых отложений при строительстве скважин / З.З. Шарафутдинов, М.Р. Мавлютов, Ф.А. Чегодаев, А.Я. Мандель // Научно-технические достижения газовой промышленности: Сб. научн. Тр. // Уфа: Издательство УГНТУ. – 2001. – С. 58-77.

88. Шарафутдинова, Р.З. Реология буровых растворов на водной основе / Шарафутдинова Р.З. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. -№8. – С.41-47.

89. Шарафутдинова, Р.З. Современные проблемы нестабильности ствола скважины / Р.З. Шарафутдинова // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2008. - №5. – С.13-15.

90. Шарафутдинова, Р.З. Выбор бурового раствора для проводки скважин в глинистых горных породах: Текст: автореферат дис. канд. техн. Наук: 25.00.15 / Р.З. Шарафутдинова. Ухта. - 2012. - 28 с.

91. Шарафутдинова, Р.З. Исследование неустойчивости глинистых горных пород при применении ингибированных буровых растворов. / Р.З.Шарафутдинова, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2010. - № 7. - С. 31-33.

92. Шерстнев, Н.М., Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. /Н.М. Шерстнев, Я.М. Расизаде, С.Я. Ширинзаде // М. : Недра. – 1979. – 370 с.

93. Aad, B.S. Modeling of the stability of highly inclined boreholes in anisotropic rock formation, SPE Drill. / Aad B.S. // - Eng. 3 (3) – 1998. - P.259-268.

94. Andy Bradbury, Justin Mclellan, Impact Fluid Solutions Biodegradable shale inhibitor developed for water-based muds, Drilling It Safely, Innovating While Drilling, July/August, Onshore Advances Jul 11. – 2013. - vol 18. P. 1154-1168.

95. Bol, G.M., S-W. Wong, C.J. Davidson. Borehole stability in shales. SPE Drilling & Completion. - 1994. - P. 87-95.

96. Chen, G. A study of wellbore stability in shales including poroelastic, chemical, and thermal effects. PhD dissertation, The University of Texas at Austin. - 112 p.

97. Conny Cerai Ferreira, Gleber Tacio Teixeira, Elizabeth Roditi Lachter. Partially hydrophobized hyperbranched polyglycerols as non-ionic reactive shale inhibitors for water-based drilling fluids. Applied Clay Science. - 2016. - №5. - P. 135-146.

98. 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.

99. 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.

100. Eric, van Oort. On the physical and chemical stability of shales / van Oort Eric // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2003. - №38. - P. 213 – 235.

101. M. Farrokhrouz , M.R.Asef Shale Engineering Mechanics and Mechanisms, Taylor & Francis Group, LLC.- 2013. - vol 331. - P. 87-95.

102. Fonseca, C.F.H. Chemical-mechanical modeling of wellbore instability in shales. PhD dissertation, The University of Texas at Austin. - 1998. -223 p.
103. Gazaniol, D. Wellbore Failure Mechanisms in Shales: Prediction and Prevention / D.Gazaniol, T.Forsans, M.J.F.Boisson // Journal of petroleum technology. – 1995. - № 28851. - 7 p.
104. Hoskins E.The failure of thick-walled hollow cylinders of isotropic rock. Int J Rock Mech Min Sci. - 1969. – P. 99–125.
105. A.R. Ismaili, A. Aftab The novel approach for the enhancement of rheological properties of water-based drilling fluids by using multi-walled carbon nanotube, nanosilica and glass beads. Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2016. - P. 264-275.
106. J.C. Jaeger, Shear failure of anisotropic rock, Geol. Mag. 97. – 1960. - P. 65-72.
107. Jian-gen Xu, Zhengsong Qiu, Xin Zhao. Hydrophobic modified polymer based silica nanocomposite for improving shale stability in water-based drilling fluids. Journal of Petroleum Science and Engineering.- 2017. - P.33-38.
108. G.Jiang, Y.Xyan Inhibitive Effect of Potassium Methylsiliconate on Hydration Swelling of Montmorillonite//Colloid Journal. – 2014. - No 4. - P. 408-415.
109. Jim, F. Testing and evaluation techniques for drilling fluids-shale interaction and shale stability / F.Jim, S.Gomez, Q.Gou at al. // American Rock Mechanics Association. - 2011. - №11-502. – 8 p.
110. Johannes Fink Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids, Elsevier B.V. – 2012. - vol.785. –P.125-147.
111. Karpiński, B., Szkodo M. Clay minerals – mineralogy and phenomenon of clay swelling in oil & gas industry, DE-GRUYTER OPEN. – 2015. P. 19-30.
112. McLean, M.R., Addis, M.A. Wellbore stability: the effect of strength criteria on mud weight recommendations. SPE Paper 20405, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sep. 23-26. - 1990. - P.33-43.

113. Ming Zhang, Tiantai Li. Study and application of amine based anti-collapse drilling fluid in sulige gas field. *Journal of Chemical and Pharmaceutical Research*. - 2014. - P. 2584-2588.
114. Mody, F.K., Hale, A.H. Borehole stability model to couple the mechanics and chemistry of drilling fluid/shale interactions. *J. Pet. Technol.* 45. - 1993. - P.1093-1101.
115. Manohar Lal. Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength. SPE paper 54356, presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela. - 1999. - 10 p.
116. Moos, D., Peska, P. et al. Comprehensive wellbore stability analysis using quantitative risk assessment. *Jour. Petrol. Sci. and Eng., Spec. Issue on Wellbore Stability*, 38. B. S. Aadnoy and S. Ong. - 2003. - P.97–109.
117. Oort, van E. Critical Parameters in Modelling the Chemical Aspects of Borehole Stability in Shales and in designing Improved Water-Based Shale Drilling Fluids / van E. Oort, A.H.Hale, K.F.Mody // *Journal of petroleum technology*. – 1994. - № 28309. – 14 p.
118. Papamichos E. Borehole failure analysis in a sandstone under anisotropic stresses. *Int J Numer Anal Methods Geomech.* - 2010; - P.581–603.
119. Patel, A. D. Design and Development of Quaternary Amine Compounds: Shale Inhibition With Improved Environmental Profile. Society of Petroleum Engineers. – 2009. - vol 9. P. 74-86.
120. Paul, P. and Zoback, M. D. Wellbore Stability Study for the SAFOD Borehole through the San Andreas Fault: SPE 102781. SPE Annual Technical Conference, San Antonio, TX. - 2006. - 18 p.
121. Pezhman Barati, Khalil Shahbazi. Shale hydration inhibition characteristics and mechanism of a new amin-based additive in water-based drilling fluids. *Journal Petroleum KeAi Communications Co. Elsevier.* - 2017. - P. 1-8.
122. Russel T.Ewy Shale Swelling/Shrinkage,Suction and Osmosis // *Multiphysical Testing of Soils and Shales*, Springer-Verlag Belin Heideberg. – 2013. - P. 289-294.

123. Shale Shaker and Drilling Fluids Systems, Elsevier Inc. - 1999., - vol 352. - P. 125-136.
124. Shu He, Lixi Liang. The influence of water-based drilling fluid on mechanical property of shale and wellbore stability. Journal Petroleum KeAi Communications Co. Elsevier. - 2016. - P. 61-67.
125. 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.
126. 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.
127. Vahid Dokhani, Mengjiao Yu, Ben Bloys. A wellbore stability model for shale formations: Accounting for strength anisotropy and fluid induced instability. Journal of Natural Gas Science and Engineering.- 2016. - №32. - P.174-184.
128. M. J . Wilson Clay mineralogy and shale instability: an alternative conceptual analysis, The Mineralogical Society. – 2014. - vol 21. - P. 985-1103.
129. Wilson C. Chin Managed Pressure Drilling: Modeling, Strategy and Planning. Elsevier. - 2012. - 397 p.
130. C.L. Yan, J.G. Deng, B.H. Wei, et al., Research on collapsing pressure of gas shale, Chin. J. Rock Mech. Eng. – 2013. - P. 1595-1602.
131. F. Zhao, H.M. Tang, Y.F. Meng, et al., Effect and strategy of microstructure of geology on wellbore stability of clay shale, Drill. Prod. Technol. - 2007. - P. 16-19.
132. K. Zhao, J.G. Deng, B.H. Wei, et al., Borehole stability of highly-deviated well in bedding shale, Sci. Technol. Eng. – 2013. - P. 1147-1159.