

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

На правах рукописи

Букин Павел Николаевич



ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ НА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОШАЙСКИХ
ГЛИН ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Капитонов В.А.

Самара – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ ПРОВОДКИ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛЕ КОШАЙСКИХ ГЛИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	9
1.1 Геологические условия залегания кошайских глин	9
1.2 Физико-химические свойства кошайских глин	11
1.3 Анализ вскрытия кошайских отложений при бурении на различные эксплуатационные объекты.....	13
1.4 Обоснование необходимости и целесообразности оценки геомеханических свойств кошайских глин при подборе буровых растворов.....	27
1.5 Выводы по Главе 1	30
ГЛАВА 2 МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ГОРНЫЕ ПОРОДЫ.....	32
2.1 Сложность лабораторных исследований аргиллитов	32
2.2 Время капиллярной пропитки	32
2.3 Диспергируемость шлама.....	33
2.4 Набухание глинистых пород.....	34
2.5 Устойчивость прессованных образцов под нагружением	35
2.6 Измерение агрегативной твердости	36
2.7 Показатель увлажняющей способности	37
2.8 Определение адсорбции с помощью метода Ченеверта	38
2.9 Время устойчивого состояния прессованных образцов под нагружением ...	38
2.10 Разработанная методика насыщения образцов аргиллита пластовым флюидом с сохранением трещиноватости	40
2.10.1 Распиловка и насыщения образцов аргиллита.....	40
2.10.2 Уплотнение образцов аргиллита на установке трёхосного сжатия.....	44
2.10.3 Определение остаточной прочности на сжатие.....	48
2.10.4 Планирование эксперимента	49
2.11 Выводы по Главе 2.....	51

ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ...	53
3.1 Параметры анализируемых составов	53
3.2 Результаты определения времени устойчивого состояния прессованных образцов измельчённого аргиллита под нагружением	55
3.3 Сравнение силикатного полимерного минерализованного бурового раствора с применяемыми на месторождениях Западной Сибири буровыми растворами	58
3.4 Результаты исследований влияния концентрации силиката натрия на реологические и фильтрационные параметры	59
3.5 Подготовка образцов аргиллита из керна, отобранного из интервала залегания кошайских глин	59
3.6 Результаты определения остаточной прочности образцов аргиллита из керна после выдерживания их в исследуемых буровых растворах.....	63
3.7 Выводы по Главе 3	66
ГЛАВА 4 ВЕРИФИКАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОШАЙСКИХ ГЛИН.....	68
4.1 Факторы, влияющие на устойчивость стенок скважины.....	68
4.2 Расчёт устойчивого состояния ствола скважины с применением математической модели, описывающей напряженно-деформированное состояние кошайских глин.....	72
4.3 Выводы по Главе 4	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	81
ПРИЛОЖЕНИЕ А Сертификат калибровки машины для испытаний на сжатие MATEST	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Сертификат калибровки установки трёхосного нагружения	98
ПРИЛОЖЕНИЕ В Результаты внедрения метода оценки влияния буровых растворов на физико-механические свойства аргиллитов	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Патент на изобретение № 2838664	101

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В процессе строительства скважин на месторождениях Западной Сибири в интервалах залегания кошайских глин наблюдается нарушение устойчивости при проводке стволов с горизонтальным окончанием. Увеличение плотности бурового раствора приводит к возникновению поглощений и дифференциальных прихватов бурильного инструмента. Повышение эффективности бурения достижимо с применением геомеханики и выбором состава, обеспечивающим сохранение прочностных свойств неустойчивых пород.

При бурении наклонно-направленных скважин в Западной Сибири наиболее широкое распространение получил инкапсулирующий буровой раствор на основе полиакриламида. Вместе с тем при бурении скважин с горизонтальным окончанием его эффективность снижается – возрастает время проработок и спуско-подъемных операций, что сказывается на рентабельности бурения. В связи с этим возникла потребность проведения лабораторных исследований влияния буровых растворов на физико-механические свойства кошайских глин.

Степень разработанности темы исследования

Исследованием устойчивости глинистых пород занимались такие ученые, как Ангелопуло О.К., Байдюк Б.В., Близнюков В.Ю., Булатов А.И., Гайдаров М.М.-Р., Грей Д.Р., Городнов В.Д., Жигач К.Ф., Конесев Г.В., Кистер Э.Г., Липкес М.И., Литяева З.А., Майер Дж., Маковой Н., Мамаджанов У.Д., Мухин Л.К., Николаев Н.И., Новиков В.С., Осипов В.И., Ребиндер П.А., Симонянц Л.Е., Токунов В.И., Хейфец И.Б., Шарафутдинов З.З. и другие.

Объект исследования - кошайские глины месторождений Западной Сибири.

Предмет исследования - устойчивость хрупких глинистых пород.

Цель работы - повышение эффективности бурения боковых стволов с применением буровых растворов, выбираемых на основе оценки их влияния на остаточную прочность кошайских глин.

Идея работы - определение физико-механических свойств кошайских глин при воздействии буровых растворов на образцах, сформированных близким к их

условиям залегания.

Задачи исследования

1. Обоснование методов оценки геомеханических свойств кошайских глин при воздействии силикатных буровых растворов в процессе зарезки боковых стволов.
2. Разработка метода оценки влияния буровых растворов на механические свойства образцов кошайских глин с сохранением слоистости.
3. Экспериментальные исследования времени нахождения в устойчивом состоянии измельчённых образцов ненабухающих глин; исследования остаточной прочности образцов с сохранением слоистости и напластования для обоснования состава силикатного бурового раствора для бурения кошайских глин.
4. Разработка математической модели, описывающей напряженно-деформированное состояние кошайских глин с учетом когезии при изменении зенитного угла.

Научная новизна

1. Обоснован принцип подготовки образцов из керна аргиллитов, основанный на сохранении естественной слоистости, восстановлении влажности и формировании в условиях всестороннего напряженно-деформированного состояния, соответствующего горно-геологическим условиям, для исследования влияния буровых растворов на устойчивость ствола скважины.
2. Установлена математическая зависимость с учётом критерия Друккера-Прагера и результатов прочностных исследований, определяющая изменение устойчивости ствола в зависимости от напряженно-деформированного состояния горных пород.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин по пункту 1: «Механика горных пород. Глубинное строение недр. Физико-механические, фильтрационно-ёмкостные свойства горных пород. Пластовые флюиды. Напряженное состояние нарушенного массива горных пород при бурении, взаимодействие его с крепью

скважины».

Теоретическая и практическая значимость

1. Научно обоснован принцип формирования слоистой структуры, близкой к условиям залегания аргиллитов, утративших исходную влажность, для оценки изменения прочностных свойств кошайских глин под действием буровых растворов.

2. Разработана методика расчёта влияния буровых растворов на устойчивость призабойной зоны с применением модели напряженно-деформированного состояния, учитывающая критерий Друккера-Прагера.

3. Разработанная методика подготовки образцов аргиллита используется при проведении научно-исследовательских работ в ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи» (акт внедрения результатов диссертационного исследования от 01.09.2025 г., Приложение В).

Методы научных исследований

В работе выполнен анализ промысловых данных бурения, результатов лабораторных исследований, применены статистические методы планирования и обработки результатов, установлены математические зависимости и построены математические модели.

Положения, выносимые на защиту

1. Метод оценки прочностных свойств глинистых пород с учётом сохранения слоистости модельных образцов позволяет подобрать буровой раствор с требуемой концентрацией силиката натрия, которыйкратно увеличивает время устойчивого состояния и остаточную прочность кошайских глин при зарезке боковых стволов.

2. Оценка устойчивости ствола скважины по критерию Друккера-Прагера при использовании силикатных буровых растворов в интервале залегания кошайских глин для бурения боковых стволов, достигается за счет учета угла внутреннего трения и определения когезионного фактора, полученного по результатам испытаний.

Степень достоверности результатов исследования подтверждается полученными результатами лабораторных исследований на поверенном и аттестованном оборудовании, высокой сходимостью математических

зависимостей с анализируемыми данными.

Апробация результатов диссертации проведена на 4 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 1 международной. За последние 3 года принято участие в 4 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 1 международной:

- IV Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (Санкт-Петербург, 20-22 мая 2025 г.);
- Всероссийская научно-практическая конференция «Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли» (Самара, 17-18 сентября 2024 г.);
- Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (Самара, 2023, 2024).

Личный вклад автора заключается в анализе вскрытия кошайских отложений при бурении на продуктивные пласты АВ₁ и БВ₈; рассмотрении типовых рецептов буровых растворов, применяемых на месторождениях Западной Сибири; обзоре литературы и обосновании применения силикатного минерализованного бурового раствора для вскрытия интервала кошайских глин; анализе методики исследований влияния буровых растворов на образцы горных пород; разработке метода оценки влияния буровых растворов на физико-механические свойства кошайских глин при бурении боковых стволов; проведении исследований времени устойчивого состояния прессованных образцов измельчённого аргиллита под нагрузением, влияния буровых растворов на прочность образцов кошайских глин по разработанному методу; построении математической модели, описывающей напряженно-деформированное состояние кошайских глин; выполнении расчёта давлений для безаварийного бурения.

Публикации

Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 7 печатных работах (пункты списка литературы № 6, 7, 9-12, 73), в том числе в 7 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций

на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук. Получен 1 патент на изобретение (пункт списка литературы № 67, Приложение Г).

Структура работы

Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 126 наименований, и 4 приложений. Диссертация изложена на 101 странице машинописного текста, содержит 49 рисунков и 9 таблиц.

ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ ПРОВОДКИ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛЕ КОШАЙСКИХ ГЛИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

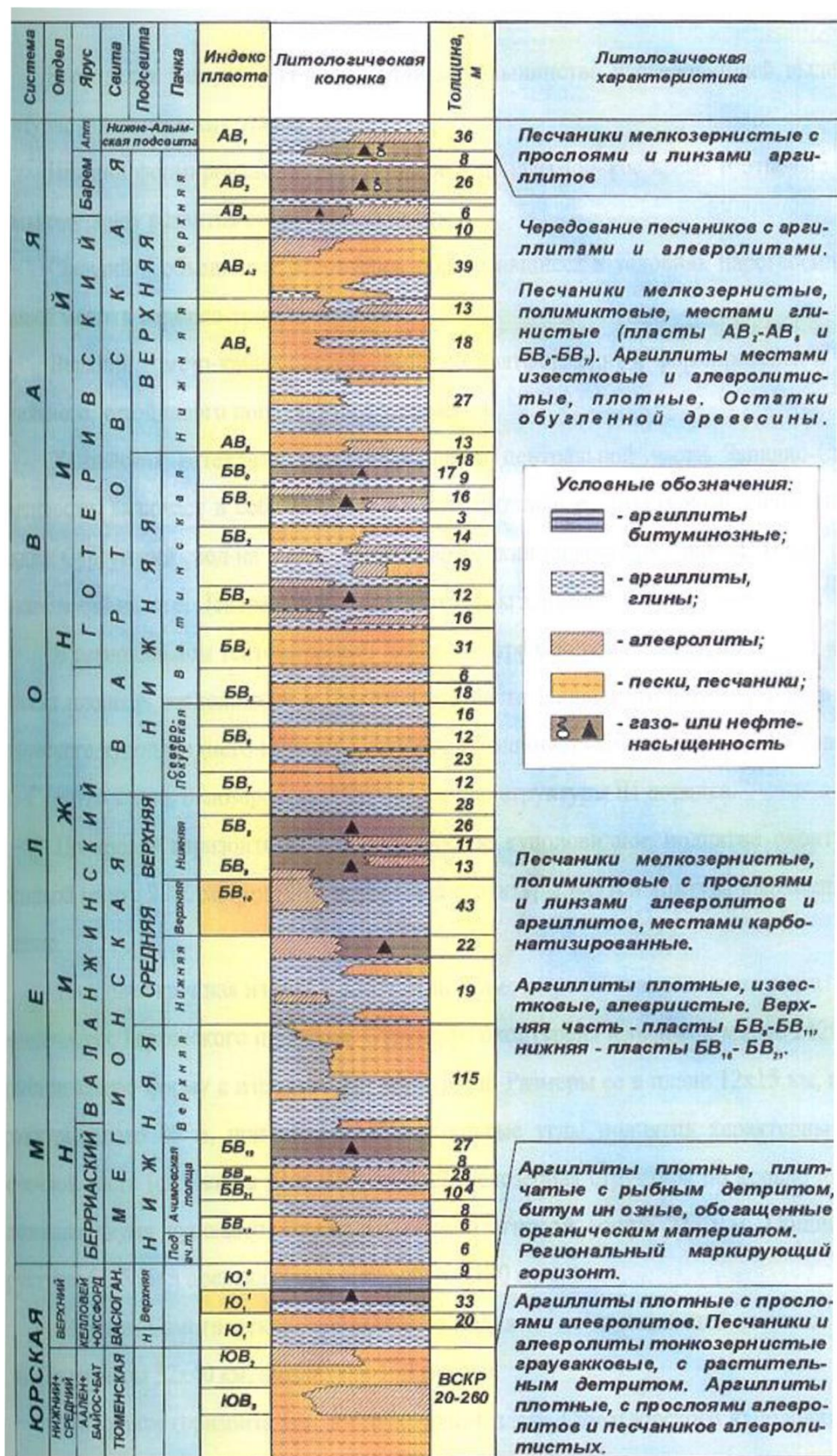
1.1 Геологические условия залегания кошайских глин

Кошайские глины попадают в начало среднего катагенеза. В Западной Сибири имеется тенденция их погружения с востока на запад. Они относятся к Алымской свите и выделяются не на всех площадях.

Кошайские глины имеют морское происхождение и, в зависимости от глубины погружения, представлены аргиллитоподобными глинами темно-серого цвета с прослоями более светлых алевролитов. Наибольшее количество проблем с устойчивостью кошайских глин отмечается на Приобском месторождении.

Кошайским глинам на диаграммах геофизических исследований скважин (ГИС) характерно низкое сопротивление, увеличение диаметра скважин – указывающее на обрушение пород. Кроме того, глинистые пачки характеризуются повышенными значениями интенсивности гамма-излучения (I_γ), положительными аномалиями на диаграммах потенциалов собственной поляризации (при $\rho_\phi > \rho_v$), которые позволяют привязывать геолого-геофизические данные к стратиграфическому разрезу конкретной скважины. [56]

Литолого-стратиграфический разрез Нижневартовского свода приведён на рисунке 1.1 [36].



1.2 Физико-химические свойства кошайских глин

По своему литологическому составу отложения кошайской пачки весьма неоднородны и представлены широким рядом минералов, присутствующих в различном соотношении. Порода представлена глинистым материалом гидрослюдистого состава с примесью хлорита, с хаотичным расположением микрочешуек, со значительным количеством карбонатного материала, полевых шпатов, кварца и т.д.

Состав кошайских глин, полученный методами рентгенофазового анализа (РФА), показан в таблице 1.1. Общее содержание глин – около 46 %. Монтмориллонита (набухающих глин) в составе не выявлено. Больше всего содержится каолинта – 17,5 %, хлорита – 8 %. [14, 17, 23]

Дадим краткую характеристику глинистых минералов [42, 55, 61, 93]:

1. Мусковит / иллит – обладает тремя слоями, хорошо взаимодействующими друг с другом, что делает данную глину инертной к воздействию воды (не наблюдается увеличение объёма). В структуру этих глин встроено большое количество калия.

2. Хлорит – включает четыре слоя и способен поглощать воду.

3. Коалинит – обладает двумя крепко взаимодействующими слоями, что придаёт ему инертность к воздействию воды.

4. Смешаннослойные глины – содержат постоянно меняющееся случайное количество слоёв, в результате чего изменяются их свойства.

Таблица 1.1 – Результаты рентгенофазового анализа кернового материала, отобранного на месторождении [63]

№ п/п	Минеральный состав, %								Сумма, %
	кварц	полевые шпаты		карбонатная группа минералов	глинистая группа минералов				
		плагиоклаз	КПШ	сидерит	мусковит/ иллит	смешаннослойные образования	хлорит	каолинит	
1	31,3	12,3	6,6	3,2	18,5	2,5	7,2	18,4	100
2	32,3	13,7	5,7	3,1	17,7	2,3	7,7	17,5	100
3	30,4	12,9	7,1	3,3	18,9	2,5	8,4	16,5	100
4	29,7	12,9	6,5	3,5	18,5	1,9	9,3	17,7	100
5	32,4	12,3	6,3	3,3	17,7	2,0	8,6	17,4	100
Среднее значение	31,3	12,8	6,4	3,3	18,3	2,2	8,2	17,5	100

1.3 Анализ вскрытия кошайских отложений при бурении на различные эксплуатационные объекты

Анализ буровых растворов, применяемых на объектах месторождений Западной Сибири выполнен по 72 скважинам, пробуренным с декабря 2019 года по июнь 2020 года.

Для проведения анализа обобщалась информация из геолого-технического наряда (ГТН), отчётов по скважинам, суточных сводок, журналов геолого-технологических исследований (ГТИ), рабочей документации, данных о фактической траектории скважин, имеющих в деле скважин актов.

Целью анализа являлось рассмотрение корреляций времени спуско-подъемных операций (СПО), проработок и промывок спуско-подъемных операций, промывки и проработки (СПОПП) или его удельной величины с технологическими показателями бурения. [13, 16, 44 – 47, 63, 101]

Указанные критерии характеризуют эффективность применяемых буровых растворов и соблюдение предусмотренных программой работ. В привязке к рассмотренным показателям уделено особое внимание разделению скважин по целевым объектам бурения. Далее, исходя из глубины залегания целевого продуктивного горизонта, обращаем внимание на зенитный угол и их мощность по стволу. При консолидации информации были включены данные о концентрациях следующих компонентов:

- полиакриламид;
- полиакрилат;
- полианионная целлюлоза низкой вязкости;
- полианионная целлюлоза высокой вязкости;
- биополимер;
- органический ингибитор;
- асфальтен;
- хлористый калий;
- карбонат кальция.

Проведённый анализ направлен на выявление влияния концентрации

реагентов на параметры буровых растворов, а также их соответствие программным значениям.

К мешающим факторам относятся ремонты, различного вида простои, мероприятия, связанные с ликвидацией осложнений. Перечисленные причины сказываются на продолжительности строительства скважин, взаимодействии бурового раствора с неустойчивыми кошайскими глинами. Снижение влияния отдельных факторов выполнено за счёт увеличения выборки анализируемых скважин.

В работе рассмотрены горизонтальные скважины (ГС) и наклонно-направленные скважины (ННС) с горизонтальным окончанием. Диаметр эксплуатационной колонны – 178 мм.

Распределение анализируемых скважин по целевым объектам приведено на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Распределение анализируемых скважин по целевым объектам
(составлено автором)

Максимальные зенитные углы достигались при проводке скважин на объект АВ₁ – от 70 до 85 град. В этих случаях также возрастала длина открытого участка кошайских отложений до 150 м. Это связано с тем, что объект АВ₁ расположен непосредственно под кошайскими глинами и вместе с ним относятся к Алымской

свите. Таким образом, при выходе на горизонтальный участок в пласте вскрытие этих глин происходит под зенитными углами более 70 град.

Остальные продуктивные пласты расположены более глубоко, в связи с чем наблюдается как снижение зенитных углов до 40 град., так и уменьшение длины контактного участка бурового раствора с кошайскими глинами до 20 м.

Глубины залегания кошайских глин варьируется по длине скважины в зависимости от её траектории. По объекту АВ₁ глубина по стволу изменялась от 1780 до 2320 м. При бурении скважин на объект БВ₈ глубина изменялась от 1640 до 1970 м. При бурении на пласт БВ₁₆ глубина изменялась от 1670 до 1855 м. Наибольший интерес представляют скважины, целевыми объектами которых являются пласты АВ₁ и БВ₈, так как их было пробурено за анализируемый период значительное количество. Длина контактирующих кошайских глин в зависимости от зенитных углов по объектам АВ₁ и БВ₈, представлены на рисунке 1.3.

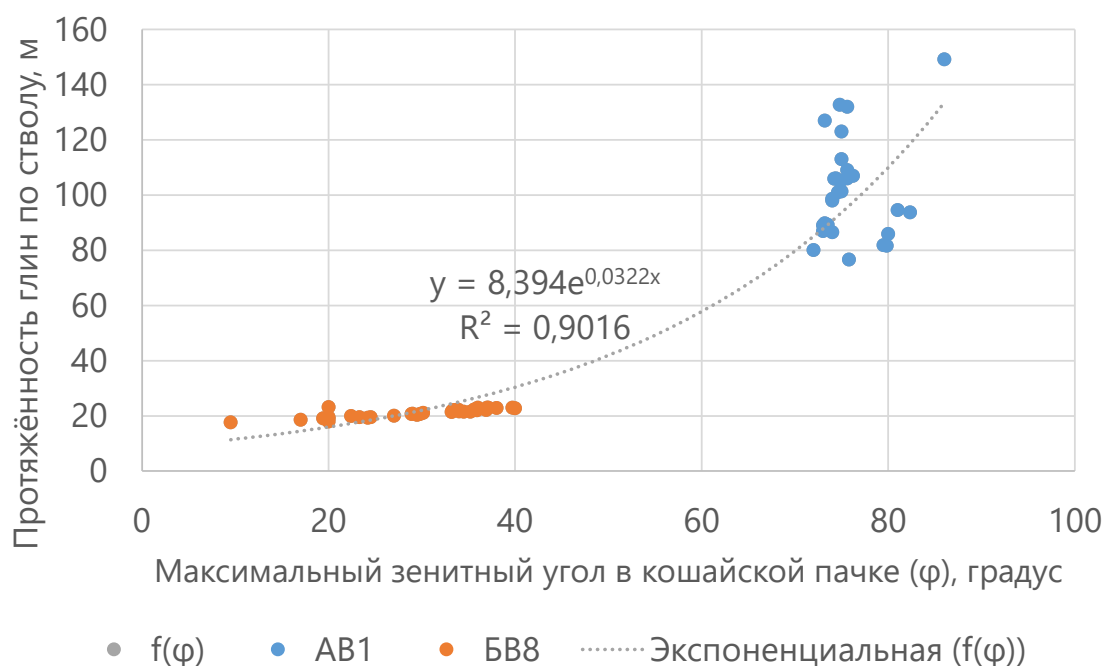


Рисунок 1.3 – Зависимость протяжённости интервала вскрытия кошайской пачки от угла вскрытия при бурении на пласт АВ₁ и БВ₈ (составлено автором)

Зависимости времени нахождения во вскрытом состоянии глин кошайской пачки при бурении на пласты АВ₁ и БВ₈ от величины зенитного угла, с которым были вскрыты глины, представлены на рисунке 1.4.

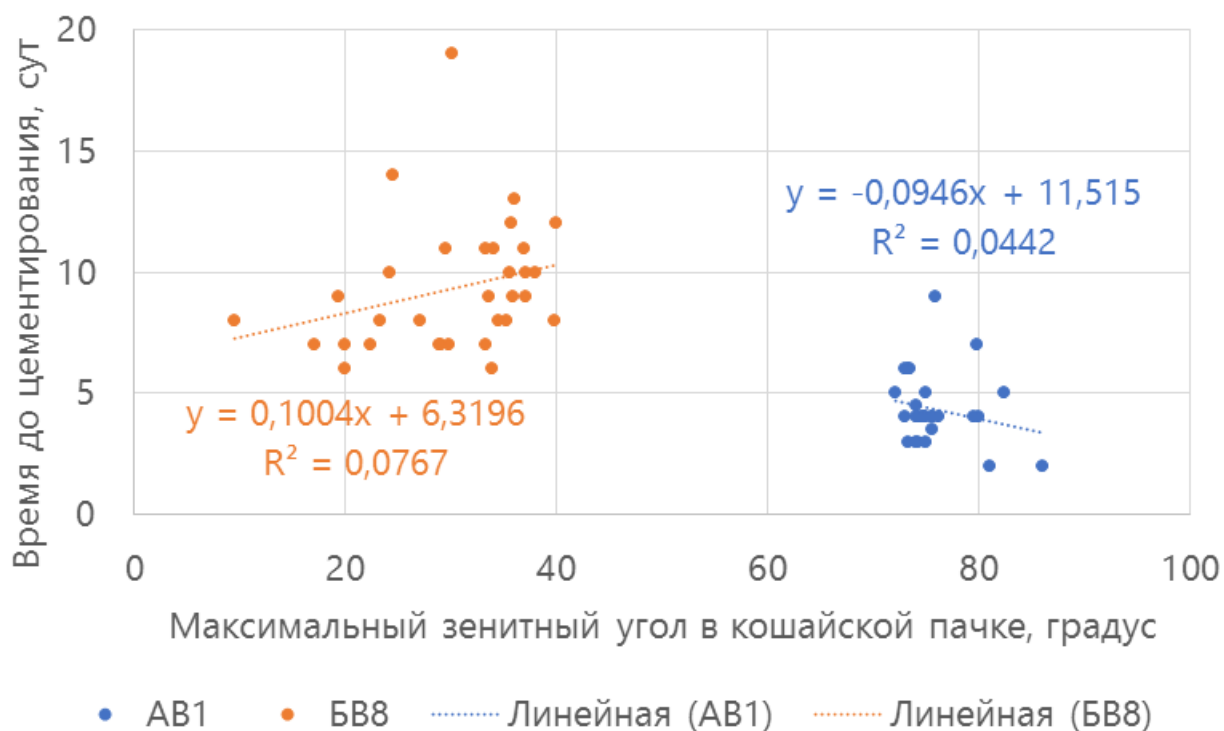


Рисунок 1.4 – Зависимость времени нахождения кошайской пачки во вскрытом состоянии от угла вскрытия (составлено автором)

Из рисунка 1.4 видно, что время нахождения глин кошайских отложений во вскрытом состоянии при бурении на пласт БВ₈ выше по сравнению со скважинами, пробуренными на пласт АВ₁. Но отмеченное увеличение времени не связано с величиной угла вскрытия. Данное увеличение времени вызвано размещением объекта БВ₈ на большей глубине.

От глубин нахождения целевых пластов также будет зависеть и некоторый прирост по значениям таких ключевых показателей, как «общее время СПОПП» и «удельное время СПОПП» в независимости от наличия осложнений. Под удельным временем СПОПП понимается отношение общего времени перечисленных операций, выполненных при бурении эксплуатационных колонн, к общей протяжённости интервала и выражается в минутах на метр проходки (мин/м). При проведении анализа проводилась оценка относительно «удельного времени СПОПП», так как этот критерий показывает величину времени технологических операций, приходящегося на 1 метр проходки, и исключает погрешность изменения длины интервала при бурении на один и тот же целевой объект. Далее рассмотрено влияние технологических параметров на удельное СПОПП.

Удельное время СПОПП от величины зенитного угла траектории в интервале кошайских глин при бурении на объекты АВ₁ и БВ₈ приведено на рисунке 1.5.

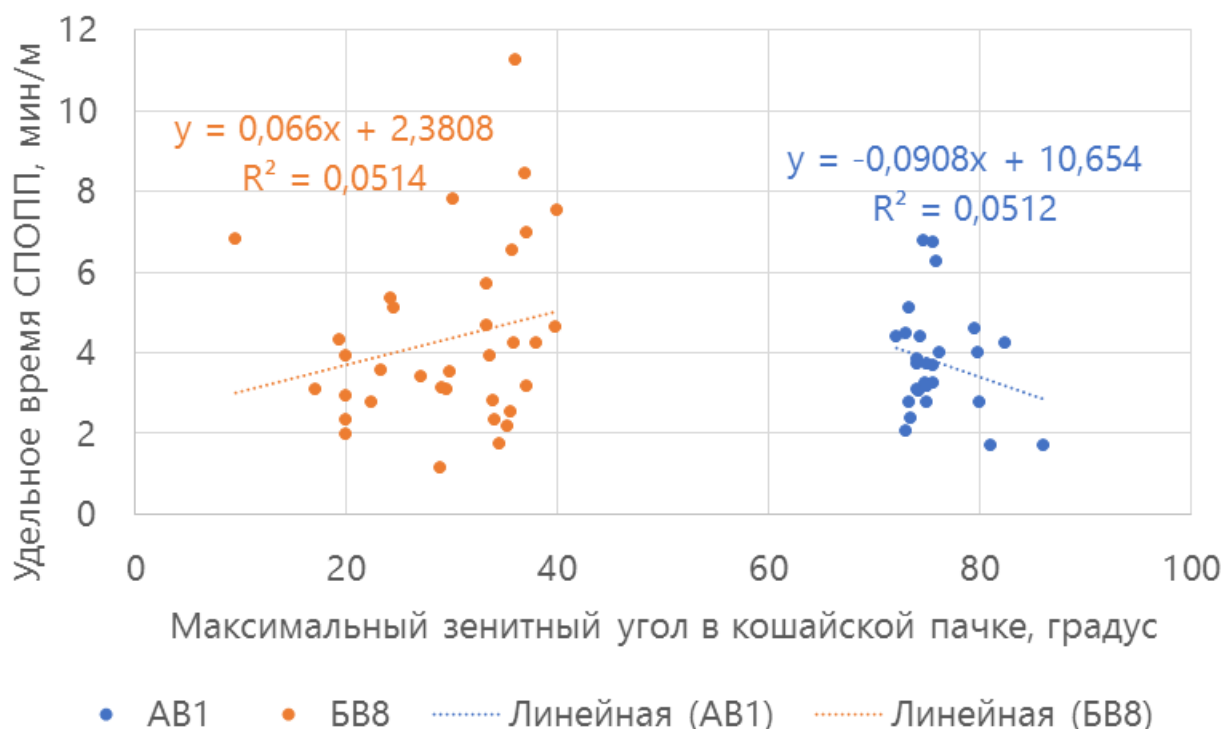


Рисунок 1.5 – Зависимость удельного СПОПП от зенитного угла при вскрытии кошайской пачки (составлено автором)

Исходя из графика, приведённого на рисунке 1.5, при бурении на целевой пласт АВ₁ наибольшие величины удельного времени СПОПП наблюдаются при углах вскрытия кошайских отложений от 72 до 76 градусов. На пяти скважинах с обозначенными зенитными углами вскрытия были отмечены посадки и затяжки бурового инструмента в интервале кошайских глин. Во многих случаях нельзя однозначно подтвердить взаимосвязь возникновения затяжек и посадок с нарушениями процесса промывки скважины в части соблюдения рецептуры и поддержания параметров растворов в связи с наличием простоев и ремонтов. Так, по скважине, на которой отмечено самое большое удельное время СПОПП, после достижения и вскрытия кровли кошайских глин непроизводительное время составило 38 ч и было связано со сменой винтового забойного двигателя (ВЗД). На данной скважине был применён высокоингибированный калий-хлор полимерный буровой раствор. По основным параметрам бурового раствора после вскрытия интервала кошайских глин отклонений не отмечалось. Данные фактических

параметров были взяты из суточных рапортов сервисной компании. Данная рецептура не может являться представительной в рамках текущего анализа, так как является единственной рецептурой данного типа. Эффективность использованной рецептуры в рамках данной работы также сложно оценить, так как в ней применён большой набор компонентов, обладающих ингибирующими, кольматационными свойствами, направленными на сохранение целостности номинального ствола скважины при прохождении пород, склонных к обвалообразованию. При этом большинство компонентов применено в максимально высоких концентрациях. На другой скважине необходимость проработок ствола возникло после достижения проектной глубины бурения под ЭК диаметром 178 мм, и было решено увеличить противодавления на стенки скважины. В данном случае было произведено увеличение плотности бурового раствора с $1,30 \text{ г/см}^3$ (предусмотрено программой промывки) до $1,35 \text{ г/см}^3$. Кроме того, при контрольном замере параметров бурового раствора было зафиксировано повышенное значение пластической вязкости $24 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ вместо регламентированных программой значений до $21 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Данный факт повышения величины пластической вязкости мог создать некоторые повышенные нагрузки на ствол скважины, способствующие разупрочнению пород. При этом остальные параметры бурового раствора находились в интервалах программных значений. На следующей скважине была отмечена единичная затяжка в интервале вскрытия кошайских глин. Максимальная плотность бурового раствора была увеличена с $1,28 \text{ г/см}^3$, предусмотренной программой, до $1,31 \text{ г/см}^3$, что, вероятно, могло стать причиной отсутствия вытеснения бурового раствора с глубины 1905 м при спуске ЭК в скважину. Основываясь на суточных рапортах сервиса по буровым растворам, параметры бурового раствора находились в рамках программных значений. По интервалу бурения отмечено 14 ч НПВ, связанного с заменой рабочего переводника на верхнем силовом приводе (ВСП). Отмеченное НПВ имело место до вскрытия кошайских отложений, но оказало влияние на увеличение удельного времени СПОПП по скважине. Из ряда скважин, где было отмечено продолжительное время проработок в интервале кошайских глин, особо выделяется одна скважина, при бурении которой наблюдалось минимальное время

до цементирования – 3,5 суток. Из особенностей фактического исполнения рецептуры бурового раствора отмечается минимальное количество органического ингибитора – менее 2 кг, что, возможно, могло оказать некоторое влияние на появление затяжек и посадок бурового инструмента. При этом стоит отметить, что отклонений параметров бурового раствора от программных значений отмечено не было. По данной скважине зафиксировано высокое значение удельного времени СПОПП, но кроме наличия повышенного времени проработок, на значении данного показателя отразилось и время НПВ, связанное с ликвидацией прихвата выше интервала кошайских глин. Общее время НПВ за интервал бурения составило 172 ч.

Анализ бурения скважин на целевой объект БВ₈ (см. рисунок 1.5) показал, что наибольшие значения удельного времени СПОПП отмечены на скважинах при вскрытии кошайских отложений с углами от 20 до 40 градусов. Ориентировочно по 60% скважин значения показателя удельного времени СПОПП отмечено свыше 2,5 мин/м. Повышение удельного времени СПОПП при бурении на пласт БВ₈ не связано с проблемами при прохождении отложений кошайских глин. Встречающиеся затяжки и посадки при бурении отмечались либо выше, либо ниже интервала кошайской пачки и приурочены к проницаемым породам Покурской свиты, проницаемым продуктивным пластам Алымской, Вартовской и Мегионской свит. Вторым фактором, увеличивающим удельное время СПОПП, является наличие НПВ, связанное с простоями и ремонтами. Третьим фактором, характеризующим особенность бурения на целой объект БВ₈, является наличие поглощений, в том числе продолжительных по времени ликвидации. Отсутствие выраженных осложнений при бурении в интервале кошайских глин при бурении на пласт БВ₈ объясняется более простой траекторией, характеризующейся небольшой мощностью кошайской пачки в скважинах, отсюда и минимальной протяжённостью ствола по глинам.

Эффективность бурения интервалов скважин в кошайских отложениях может быть охарактеризована с точки зрения изменения величин параметров бурового раствора. Следующим этапом анализа бурения скважин рассмотрены

зависимости удельного времени СПОПП от величин таких важных параметров, как плотность и фильтрация бурового раствора. Влияние плотности и показателя фильтрации на удельное СПОПП при бурении на объект АВ₁ приведено на рисунках 1.6 и 1.7.

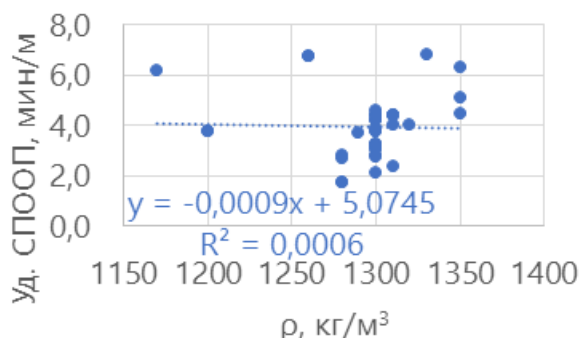


Рисунок 1.6 – Удельное СПОПП
от плотности (составлено автором)

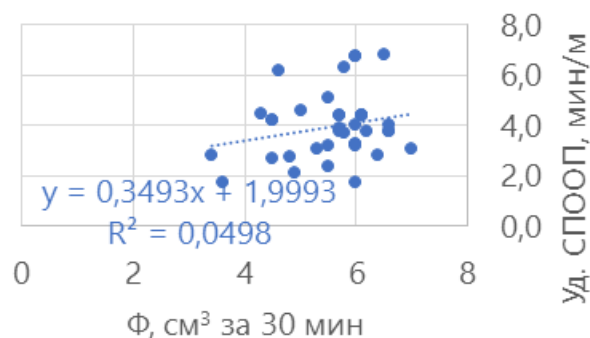


Рисунок 1.7 – Удельное СПОПП
от показателя фильтрации
(составлено автором)

Исходя из графика на рисунке 1.6, наивысшие значения удельного времени СПОПП при бурении на пласт АВ₁ соответствуют плотности 1350 кг/м³. Учитывая, что при бурении подобных скважин средняя регламентируемая плотность бурового раствора варьируется в пределах от 1280 кг/см³ до 1300 кг/м³, отмечаемое увеличение плотности, вероятнее всего, может быть связано с созданием необходимого дополнительного противодействия на стенки скважины и может косвенно свидетельствовать об увеличении времени проработок, промывок, направленных на ликвидацию посадок и затяжек по стволу скважины. Основываясь на фактах бурения этих скважин, отмеченных при рассмотрении зависимости времени СПОПП относительно величины угла вскрытия кошайских глин, причины возникновения необходимости создания дополнительного противодействия могут быть разными: разупрочнение пород под воздействием буровых растворов при простоях и ремонтах или некорректно проведённые обработки с целью улучшения параметров.

Как видим из рисунка 1.7, с ростом фильтрации наблюдается увеличение удельного СПОПП. Следует отметить, что показатель фильтрации соответствовал программным значениям. В связи с этим наилучшая устойчивость кошайских глин

будет при минимальной фильтрации. С её ростом интенсифицируются расклинивающие процессы, способствующие более глубокому проникновению фильтрата бурового раствора в породы неустойчивого пласта, их обрушению и увеличению диаметра скважины.

Зависимости удельного СПОПП от плотности и величины показателя фильтрации, при проводке скважин на БВ₈ показаны на рисунках 1.8 и 1.9.

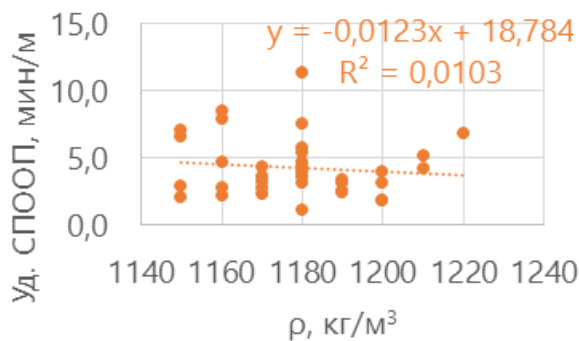


Рисунок 1.8 – Удельное СПОПП
от плотности (составлено автором)

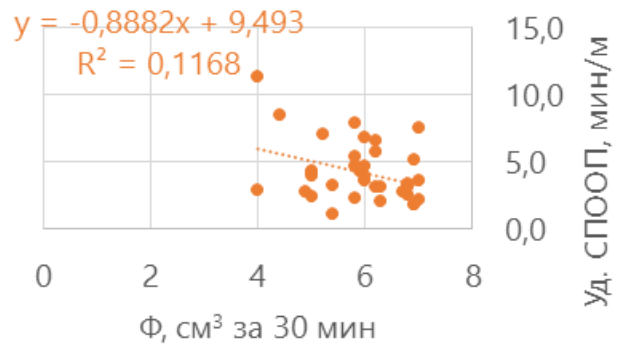


Рисунок 1.9 – Удельное СПОПП
от показателя фильтрации
(составлено автором)

Анализ рисунка 1.8 показал, что проводка скважин на объект БВ₈ не чувствительна к изменению плотности. Удельно время проработок, промывок и СПО при каждой плотности бурового раствора изменяется в широких пределах. Опираясь на факты, отображающие особенность процесса бурения, при оценке зависимости удельного времени СПОПП от величины угла вскрытия подтверждается отсутствие явных факторов нарушений при использовании бурового раствора. Отсутствие явной зависимости изменения величин удельного времени СПОПП от плотности бурового раствора в данном случае подтверждается большим весом таких факторов, как наличие ремонтных работ и простоев, а также наличие поглощений при бурении.

На рисунке 1.9 также невозможно отследить явную зависимость изменения времени СПОПП от изменения значений фильтрации, так как, вероятнее всего, в этом случае играют большую роль факторы НПВ.

Далее рассмотрено изменение удельного СПОПП от фактических концентраций химических реагентов, поддерживаемых в процессе приготовления

и обработки бурового раствора, позволит оценить качество исполнения рецептуры. Так как все скважины из анализируемого перечня, за исключением одной, пробурены с промывкой полимерным инкапсулирующим буровым раствором, для построения зависимостей были взяты ключевые компоненты, отображающие основные функциональные особенности системы. Были построены зависимости удельного времени СПОПП от концентраций таких материалов, как полиакриламид, полиакрилат, органический ингибитор, асфальтен и карбонат кальция. Полиакриламид и полиакрилат поддерживают основную инкапсулирующую функцию бурового раствора. Назначение органического ингибитора и асфальтена состоит в обеспечении устойчивости ствола скважины различными механизмами. Карбонат кальция проявляет кольматационные свойства, предупреждая излишнее проникновение фильтрата бурового раствора в поры и трещины породы. Зависимость удельного времени СПОПП от концентрации полиакриламида в буровом растворе при бурении на целевые пласты АВ₁ и БВ₈ отражены на рисунках 1.10 и 1.11.

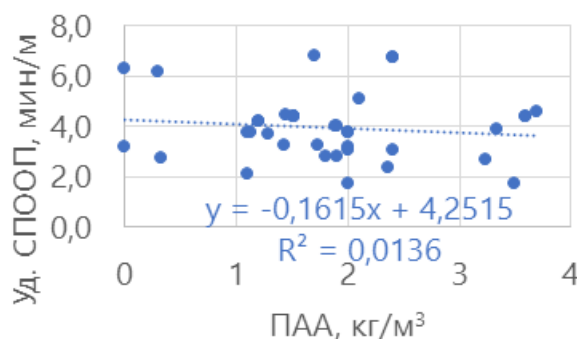


Рисунок 1.10 – Удельное СПОПП от содержания полиакриламида (АВ₁)
(составлено автором)

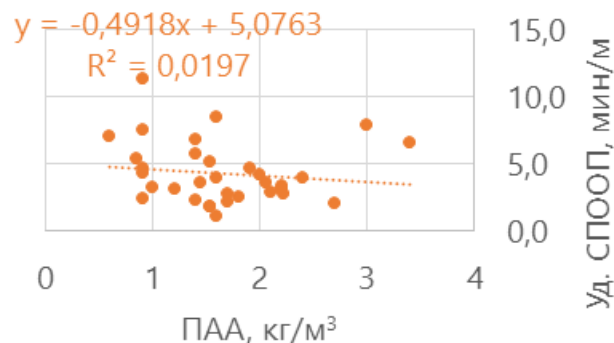


Рисунок 1.11 – Удельное СПОПП от содержания полиакриламида (БВ₈)
(составлено автором)

Анализ рисунка 1.10 показывает, что минимальное удельное СПОПП наблюдается при концентрациях более 3 кг/м³. При концентрации полиакриламида менее 2 кг/м³ наблюдается увеличение удельного времени СПОПП. Рост удельного СПОПП в интервале концентраций от 1 кг/м³ до 3 кг/м³ на единичных скважинах, по всей видимости, связано с наличием иных сопутствующих факторов, оказывающих влияние на увеличение времени СПОПП. На анализируемой

скважине большое влияние на увеличение удельного времени СПОПП оказало общее время НПВ (около 172 ч), связанное с ликвидацией прихвата выше интервала кошайских глин. Концентрация полиакриламида, относительного общего приготовленного объёма бурового раствора, в данном случае составила $2,4 \text{ кг/м}^3$.

При бурении на объект БВ₈ можно отметить, что зависимость снижения времени удельного времени СПОПП от увеличения концентрации полиакриламида в растворе существует, но не является чётко прослеживаемой. Наименьшие удельное СПОПП при изменении реагента от 1 кг/м^3 до $1,7 \text{ кг/м}^3$. В целом удельное СПОПП при бурении на объект БВ₈ не велико и в основном не связано со сложностями скрывтия интервала кошайских глин, что уже было описано выше.

Влияние полиакрилата приведено на рисунках 1.12 и 1.13.

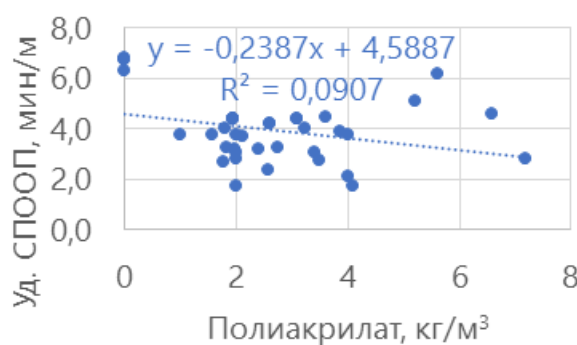


Рисунок 1.12 – Удельное СПОПП
от полиакрилата (АВ₁)
(составлено автором)



Рисунок 1.13 – Удельное СПОПП
от полиакрилата (БВ₈)
(составлено автором)

Минимальное удельное СПОПП при бурении на объект АВ₁ отмечается при концентрации полиакрилата от 2 до $4,1 \text{ кг/м}^3$. При промывке скважины, на которой отмечено наибольшее по времени СПОПП, обработка бурового раствора полиакрилатом не производилась.

При рассмотрении зависимости на рисунке 1.13 линия тренда отображает зависимость увеличения удельного времени СПОПП от увеличения концентрации полиакрилата. Но, как отмечалось в предыдущих интерпретациях зависимостей изменения удельного времени СПОПП от иных факторов, сложностей при вскрытии интервала кошайских глин во время строительства скважин на целевой

объект БВ₈ не отмечалось. Исходя из этого, невозможно корректно оценить влияние изменения концентрации полиакрилата в буровом растворе на изменение удельного времени СПОПП.

Следующим этапом анализа рассмотрим зависимость изменения удельного времени СПОПП при бурении на целевые пласты АВ₁ и БВ₈ от концентрации органического ингибитора в буровом растворе, который по своему функциональному назначению является добавкой, ингибирующей процесс гидратации глинистых минералов в разрезе, снижая процесс их набухания и минимизируя вероятность возникновения обвалообразования (рисунок 1.14, 1.15).

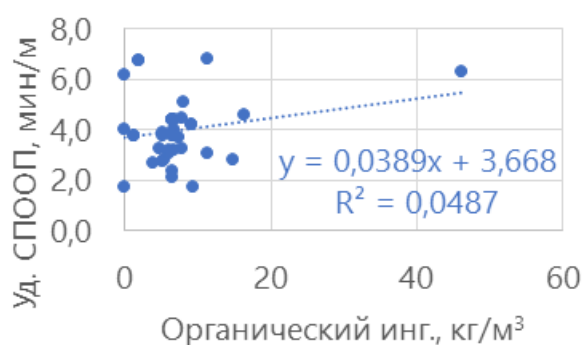


Рисунок 1.14 – Удельное СПОПП
от ингибитора (АВ₁)
(составлено автором)

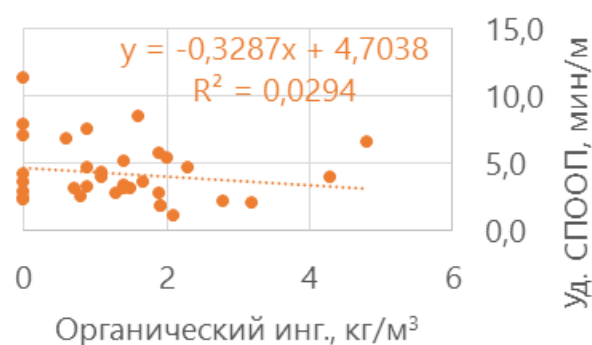


Рисунок 1.15 – Удельное СПОПП
от ингибитора (БВ₈)
(составлено автором)

Анализ рисунка 1.14 показывает, что только по одной скважине на пласт АВ₁ увеличили содержание органического ингибитора более 40 кг/м³, но это не стало эффективным. При рассмотрении опыта бурения на данный пласт на линию тренда влияет множество факторов, не привязанных к процессу набухания глин в интервале кошайской пачки, о которых было сказано более подробно при рассмотрении предыдущих зависимостей. Тем не менее большее количество высоких значений удельного времени СПОПП свыше 3 мин/м приходится на концентрации органического ингибитора – менее 10 кг/м³.

При рассмотрении зависимости, представленной на рисунке 1.15, следует отметить, что при бурении на целевой пласт БВ₈ использованы концентрации органического ингибитора менее 5 кг/м³. Использование меньших концентраций ингибитора, вероятнее всего, обусловлено небольшим интервалом вскрытия

глинистых отложений при бурении скважин на данный целевой объект. На рассматриваемом графике линия тренда отображает зависимость снижения удельного времени СПОПП от увеличения концентрации органического ингибитора. Но однозначно отметить качественную связь снижения времени СПОПП с применяемыми концентрациями ингибитора невозможно, так как использованные концентрации реагента минимальны и не дают корректного представления о проявлении его положительных функций. Данную зависимость сложно подтвердить ещё и по причине отсутствия выраженных проблем в интервале кошайских отложений в подобных скважинах.

Ещё одним ключевым компонентом, применяемым для сохранения целостности ствола скважины при прохождении отложений, склонных к обвалообразованию, является асфальтен (рисунок 1.16, 1.17).

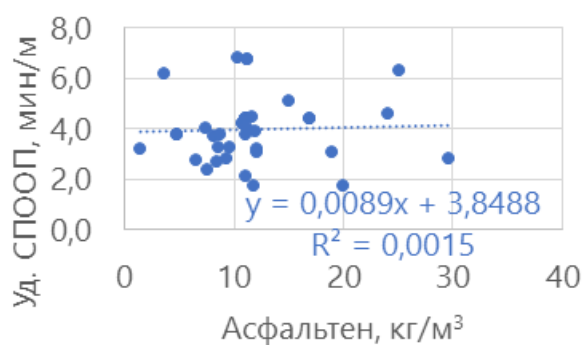


Рисунок 1.16 – Удельное СПОПП
от асфальтена (АВ₁)
(составлено автором)

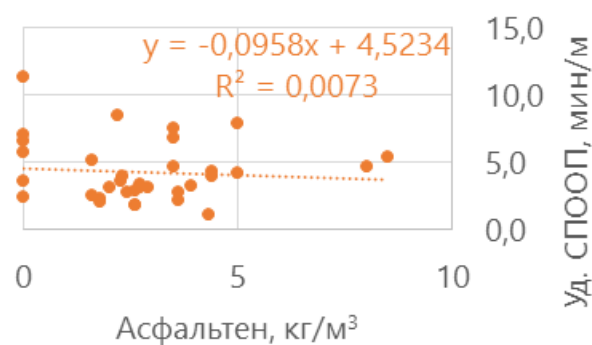


Рисунок 1.17 – Удельное СПОПП
от асфальтена (БВ₈)
(составлено автором)

Из графика, отображённого на рисунке 1.16, видно, что удельное СПОПП не зависит от содержания асфальтена. Максимально высокие значения удельного времени СПОПП отмечены в достаточно широком диапазоне концентраций асфальтена, но учитывая, что кроме асфальтена на изменение времени СПОПП может оказывать влияние ряд других факторов, связанных с наличием ремонтов и простоев, с соотношением концентраций других компонентов в буровом растворе, чрезмерно высокими значениями удельного времени СПОПП при рассмотрении данной зависимости можно пренебречь.

При бурении на объект БВ₈ применялись меньшие концентрации асфальтена,

но так же, как и для объекта АВ₁, его содержание не влияет на удельное СПОПП, что затрудняет оценку улучшения функций системы раствора. Применение минимальных концентраций реагента, возможно, объясняется минимальным интервалом вскрытия кошайских глин и практическим отсутствием затяжек и посадок в данном интервале. Кроме того, при бурении на пласт БВ₈ большое влияние на увеличение удельного времени СПОПП оказало наличие затяжек, посадок в проницаемых породах выше и ниже интервала кошайских глин, а также наличие значительного времени, направленного на ликвидацию поглощения бурового раствора.

Ещё одной зависимостью, представляющей интерес при проведении анализа технологий, является зависимость удельного времени СПОПП от концентрации карбоната кальция (CaCO_3) в буровом растворе. Графики зависимостей удельного времени СПОПП от концентрации карбоната кальция представлены на рисунках 1.18 и 1.19.

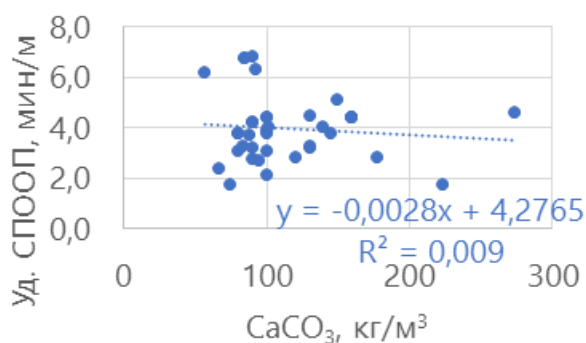


Рисунок 1.18 – Удельное СПОПП
от CaCO_3 (АВ₁) (составлено автором)

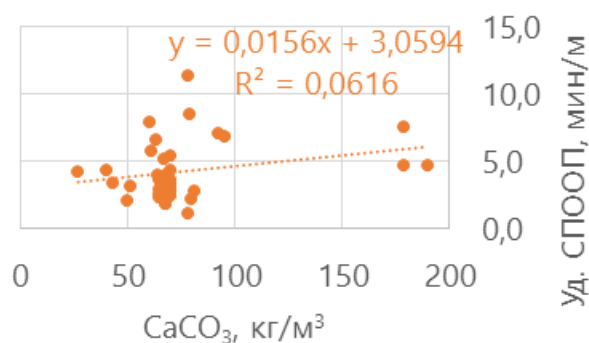


Рисунок 1.19 – Удельное СПОПП
от CaCO_3 (БВ₈) (составлено автором)

Рассмотрении удельного СПОПП от CaCO_3 не выявило зависимости при бурении на объект АВ₁. Отмеченные наиболее высокие значения удельного времени СПОПП при содержании CaCO_3 менее 100 кг/м³ связаны в большей степени с наличием при бурении скважин большого количества ремонтных работ, ликвидацией аварий, простоев. Кроме того, существенному увеличению удельного времени СПОПП способствовало наличие проницаемых отложений выше и ниже кошайской пачки, что увеличило время на ликвидацию мест затяжек путём их многократных проработок.

Анализ рисунка 1.19 показывает незначительный рост удельного СПОПП при проводке скважин на объект БВ₈. Возможно, это связано с наличием в разрезе большого количества проницаемых горизонтов, вскрытие которых сопровождается затяжками при СПО и поглощением бурового раствора высокой интенсивности.

1.4 Обоснование необходимости и целесообразности оценки геомеханических свойств кошайских глин при подборе буровых растворов

Широкое и длительное использование бурового раствора на месторождении свидетельствует о его эффективности как с технологической, так и с экономической точки зрения. Для условий месторождений Западной Сибири можно выделить две наиболее распространённые в настоящее время рецептуры бурового раствора, приведённые в таблицах 1.2 – 1.3. Основным буровым раствором, на котором пробурены проанализированные в предыдущем разделе скважины, является полимерный инкапсулирующий. Одна из проанализированных скважин была пробурена с промывкой высокоингибированным калий-хлор полимерным буровым раствором. У различных сервисных подрядчиков по буровым растворам концентрация отдельных компонентов варьировалась, но при выборе типовой рецептуры ориентация была сделана на составы, с которыми было достигнуто наименьшее удельное время СПОПП. Выбор рецептур также был сделан из перечня скважин, пробуренных на целевой пласт АВ₁, траектории которых отличались наибольшей сложностью по протяжённости и углам вскрытия кошайских отложений. При выборе скважин, являющихся прототипами приведённых рецептур, диапазон успешности по величине удельного времени СПОПП был определен от 1,7 мин/м до 3,2 мин/м как наиболее показательный по многим критериям, в частности, по изменению протяжённости строящегося интервала под ОК диаметром 178 мм. Скважины, значения удельного времени СПОПП которых выше 3,2 мин/м, определили как не успешные. Максимальные значения удельного времени СПОПП при бурении на целевой объект АВ₁ достигали 6,7-6,8 мин/м. При установлении диапазона успешности учитывалась протяжённость интервала бурения под ОК диаметром 178 мм по стволу в данном случае от 1120 м до 1320 м. Протяжённость интервала по стволу выбрана исходя

из средней протяжённости интервалов под ОК диаметром 178 мм по большинству скважин, пробуренных на пласт АВ₁. В целом протяжённость интервала бурения под ОК диаметром 178 мм на пласт АВ₁ колеблется от 1119 до 1940 м. Следующим критерием, участвовавшим в отборе успешных скважин, была протяжённость интервала вскрытия кошайских отложений. У выбранных скважин протяжённость вскрывающего отложения интервала находилась в пределах от 90 до 149 м. Учитывался также угол вскрытия кошайской пачки. Диапазон величин зенитного угла у скважин с наименьшим удельным временем СПОПП составил от 74 град. до 86 град.

Таблица 1.2 – Рецептура инкапсулирующего бурового раствора (составлено автором)

№ п/п	Торговое наименование компонентов рецептуры	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	Кальцинированная сода	контроль жёсткости	0,5
2	Каустическая сода	контроль pH	0,5
3	Полиакриламид	инкапсулятор	1
4	Полиакрилат	контроль фильтрации	2,5
5	Биополимер	структурообразователь	1
6	Понижитель фильтрации низковязкий	контроль фильтрации	2
7	Понижитель фильтрации высоковязкий	контроль фильтрации	1
8	CaCO ₃	кольматант, утяжелитель	400
9	Смазывающая добавка	снижение трения	20

Таблица 1.3 – Рецептура KCl-полимерного бурового раствора (составлено автором)

№ п/п	Торговое наименование компонентов рецептуры	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	Кальцинированная сода	регулятор жесткости	0,5
2	Хлорид калия	ингибитор/утяжелитель	80
3	Каустическая сода	контроль pH	1
4	Биополимер	структурообразователь	2,5
5	Модифицированный крахмал	контроль фильтрации	15
6	Полианионная целлюлоза высоковязкая	контроль фильтрации	2
7	CaCO ₃	кольматант	330
8	Смазывающая добавка	снижение трения	20

В связи с более чем двукратным превышением установленного удельного времени СПОПП (3,2 мин/м), возникла необходимость подбора системы бурового раствора, обеспечивающей лучшую устойчивость кошайских глин. Наиболее комплексно вопросы устойчивости пород затрагиваются геомеханикой, в связи с чем подбор рецептуры бурового раствора требует выполнения оценки геомеханических свойств кошайских глин при воздействии буровых растворов с учетом слоистости, характерной для условий залегания.

Для проведения исследований были выбраны рецептуры, показавшие наименьшее удельное время СПОПП: инкапсулирующий и KCl-полимерный. Инкапсулирующий буровой раствор является недиспергирующим флокулирующим полимерным раствором. Инкапсулирующие системы положительно себя зарекомендовали при бурении разрезов, содержащих высококоллоидные глинистые породы. Основу этих систем составляют два акриловых полимера различной молекулярной массы. Один из них полиакриламид – полимер с высокой молекулярной массой, выполняющий функции флокулянта, второй полимер со средней молекулярной массой – полиакрилат, обладает в основном свойствами понизителя фильтрации.

В качестве второго состава выбрана система KCl-полимерного бурового раствора на основе ксантановой смолы в качестве структурообразователя с использованием полианионной целлюлозы высокой вязкости, а также крахмала в качестве компонентов, регулирующих фильтрацию. В данной системе хлористый калий в концентрации 80 кг/м³ выполняет функцию ингибитора. Работа системы раствора основана на принципиально ином механизме взаимодействия с глинистыми породами по сравнению с работой инкапсулирующих систем.

Выполненный анализ литературы [18, 19, 31, 33, 37, 39, 41, 43, 54, 60, 66, 80, 84 – 89, 91, 92, 96 – 99, 103, 106 – 126] показал, что для обеспечения устойчивости аргиллитов наиболее эффективными являются силикатные буровые растворы. В воде силикат натрия образует ионы и коллоиды, которые гидролизуются и полимеризуются. Адсорбируясь на поверхности трещин аргиллитов, силикат натрия формирует прочную изоляцию, предотвращая дальнейшее насыщение

неустойчивых пород. Состав рецептуры выбранного силикатного бурового раствора для проведения дальнейших исследований приведён в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Рецептура силикатного полимерного минерализованного бурового раствора (составлено автором)

Торговое наименование компонентов рецептуры	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Кальцинированная сода	контроль жёсткости	0,5
Хлорид калия	ингибитор/утяжелитель	80
Каустическая сода	контроль pH	1
Биополимер	структурообразователь	3
Понижитель фильтрации низковязкий	контроль фильтрации	10
Понижитель фильтрации высоковязкий	контроль фильтрации	0,5
Силикат натрия (силикатный модуль 2,9)	ингибитор	20 – 100
CaCO ₃	кольматант, утяжелитель	240
Смазывающая добавка	снижение трения	20

1.5 Выводы по Главе 1

Глины кошайской пачки, залегающие в кровле пласта АВ₁, характеризуются высокой (87–100 %) степенью распределения в разрезе и по площади месторождения. В зависимости от целевого объекта и траектории скважин протяжённость глин кошайской пачки по стволу скважин изменялась от 20 м до 140 м и более.

Выполненный анализ состава кошайский глин с применением РФА показал, что содержание глин в породе около 46 %. Монтмориллонита (набухающих глин) в составе не выявлено. Больше всего содержится каолинта (17,5 %) и хлорита (8 %).

Анализ влияния геологических и технологических показателей на удельное время СПО, проработок и промывок не выявил сильных корреляционных зависимостей от отдельных показателей, что указывает на одновременное влияние различных факторов, включая наличие проницаемых горизонтов, вскрытие которых сопровождается затяжками при СПО и поглощениям бурового раствора высокой интенсивности; наличие непроизводительного времени в период вскрытия разреза кошайских глин, связанного с простоями и ремонтными работами.

Теоретически обоснована необходимость и целесообразность оценки

геомеханических свойств кошайских глин при воздействии буровых растворов в процессе зарезки боковых стволов с учетом слоистости, характерной для условий залегания.

На основании результатов, полученных при анализе технологий промывки скважин на месторождениях Западной Сибири, было выбрано две рецептуры, показавшие наименьшее удельное время СПОПП: инкапсулирующий и КСI-полимерный с концентрацией соли 80 кг/м^3 . Выполненный анализ литературы показал, что наиболее эффективными для обеспечения устойчивости аргиллитов являются силикатные буровые растворы, рецептура которого с содержанием КСI 80 кг/м^3 была выбрана в качестве третьего состава для проведения лабораторных исследований.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

2.1 Сложность лабораторных исследований аргиллитов

В процессе бурения аргиллиты претерпевают воздействие большого количества факторов: ударные нагрузки породоразрушающего инструмента, взаимодействие с буровым раствором и его фильтратом, знакопеременные скачки давления, связанные с движением бурильной колонны, пуском насосов и др. процессами в скважине. Как правило, при выполнении в лабораторных условиях подбора рецептур буровых растворов пытаются выявить корреляции влияния компонентного состава на прочностные характеристики пород [1, 15, 20, 25, 38, 62, 72, 75, 82, 83, 94, 95, 105, 109].

2.2 Время капиллярной пропитки

Известен тест на измерение времени капиллярной пропитки, позволяющий определить концентрацию и тип соли для улучшения ингибирования пород. Капиллярную пропитку (Capillary Suction Time Test) определяют с помощью измерения времени замыкания цепи между электродами исследуемым буровым раствором, смачивая им фильтровальную бумагу. Для исследований применяют прибор, показанный на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Внешний вид прибора для измерения времени капиллярной пропитки [90]

Пробу измельчают до размера меньше 0,076 мм. Просушивают при 105 °С до стабилизации массы. Готовят состав и помещают в ёмкость прибора. Измеряют время пропитки. В зависимости от ингибирующей способности будет изменяться

концентрация активной фазы и скорость движения фронта фильтрата по бумаге. Оценивают степень флокуляции измельченной глинистой породы в буровом растворе, которую затем связывают с ингибирующей способностью этого раствора.

2.3 Диспергируемость шлама

Следующим способом тестирования является определение отношения масс измельчённых образцов керна (сланца) первичной пробы до взаимодействия с буровым раствором и пробой восстановленного высушенного образца керна (сланца), выраженной в процентах (ГОСТ 33696 – 2015).

В процессе исследования образцы керна (шлама) измельчают непосредственно перед испытанием до фракции менее 4 мм и более 2 мм. Предварительно пропускают буровой раствор через сито 0,5 мм для удаления любых частиц с большим размеров, которые могут быть неправильно зарегистрированы как восстановленный сланец. Переливают 350 см³ бурового раствора в каждую ячейку для выдерживания. Добавляют 20 г просеянного сланца в каждую ячейку для выдерживания, закрывают и осторожно перемешивают для смачивания и разделения частиц. Помещают ячейки для выдерживания в сушильный шкаф с вращением, предварительно нагретый до заданной температуры и вращающийся в течение заданного интервала времени (обычно в течение 16 ч). После завершения периода вращения и охлаждения ячеек их перемещают в статическое положение. Проливают содержимое каждой ячейки через сито. Остаток шлама на сите промывают ингибирующей промывочной водой. Отмытый шлам (сланец - керновый материал) высушивают в печи при температуре 105°C до достижения постоянной массы. Массовую долю восстановленного сланца (%) вычисляют как отношение массы восстановленного сланца к массе первичной пробы сланца, умноженной на 100. На рисунке 2.2 представлена общая схема камеры ячейки для выдерживания при заданной температуре и вращении с размещённым в ней буровым раствором и частичками горной породы (шлама).

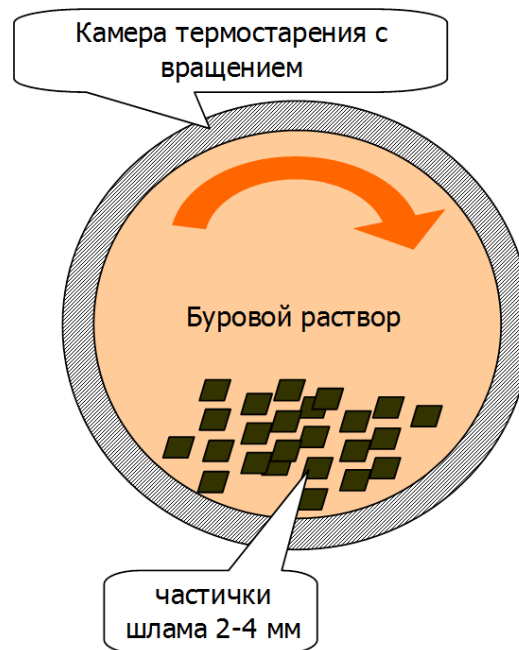


Рисунок 2.2 – Общая схема камеры ячейки для выдерживания при заданной температуре и вращении с размещённым в ней буровым раствором и частичками шлама (составлено автором)

2.4 Набухание глинистых пород

Промышленно выпускается измеритель линейного набухания глин с четырьмя головками, компактором и программным обеспечением, модель 2100 (Linear Swell Meter, Model 2100 – LSM) производства Fann и тестер линейного набухания в динамических условиях с компактором #150-80-1 – 230B (Dynamic Linear Swell Meter with Compactor #150-80-1 – DLSM) производства Ofite. Различия между ними заключаются в том, что в приборе DLSM ячейку с буровым раствором и исследуемым цилиндрическим образцом устанавливают на плитке, совмещённой с магнитной мешалкой, таким образом, появляется возможность изменять температуру бурового раствора и выполнять его перемешивание с помощью магнитного якоря. Порядок проведения исследований показан на рисунке 2.3.

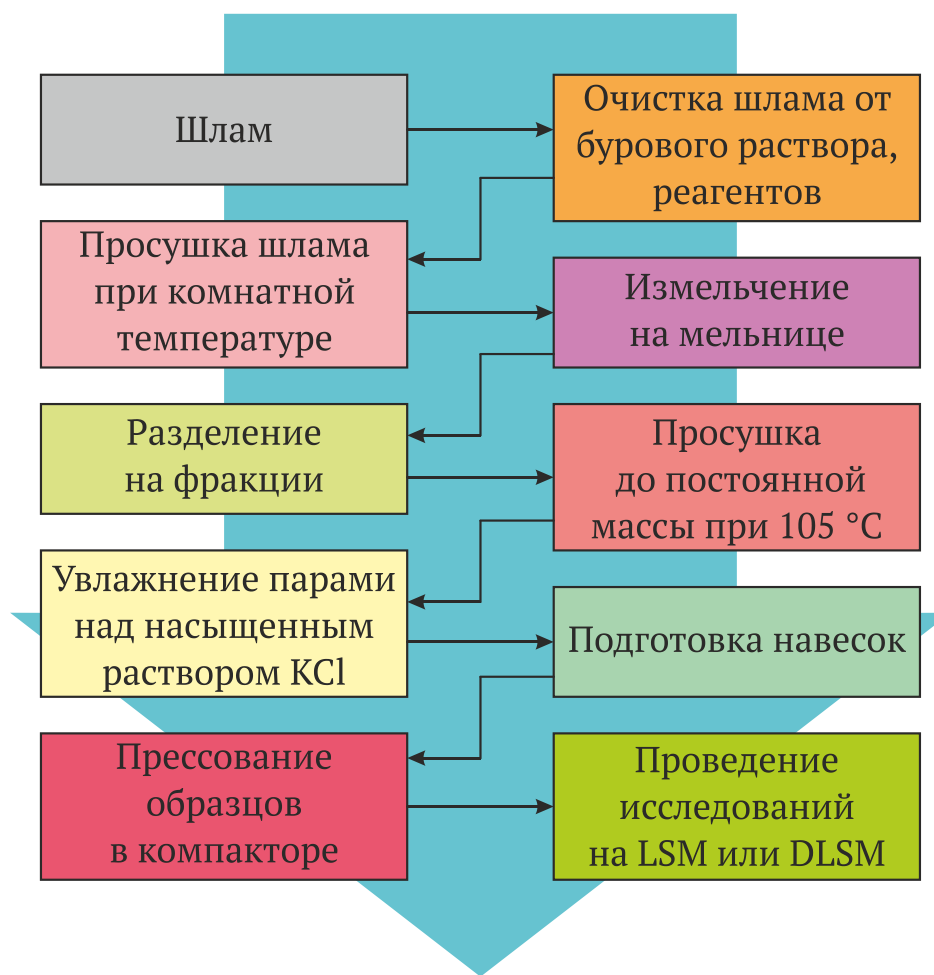


Рисунок 2.3 – Порядок подготовки образцов для проведения исследований на LSM и DLSM [30]

2.5 Устойчивость прессованных образцов под нагружением

В литературе [78] приводится оценка погрешности исследований, которая не превышала 0,5 %. Это достигается идентичностью образцов, получаемых с помощью прессования измельчённых образцов аргиллита. [7]

Порядок приготовления образцов повторяет указанный на рисунке 2.3:

1. Раскалывание керна кошайских глин;
 2. Тонкое измельчение с помощью установки Retsch PM 100;
 3. Ситовое разделение на фракции менее 0,250 мм и более;
 4. Увлажнение фракции менее 0,250 мм над парами насыщенного раствора KCl при 25 °C в течение не менее 7 сут;
 5. Компактирование образца массой 40 г при 68 940 кПа не менее 1,5 ч.
- Важно, чтобы отношение высоты к диаметру было больше 0,8 [32]. В наших

исследованиях образцы были высотой 27 мм и $d = 28,6$ мм (отношение – 0,94);

6. Далее цилиндрические образцы размещались в доработанную установку LSM (Linear Swell Meter Model 2100, производства Fann) приведённую на рисунке 2.4, где на них создавалось нагружение 13 кг, что составляло 3 % от исходной прочности.

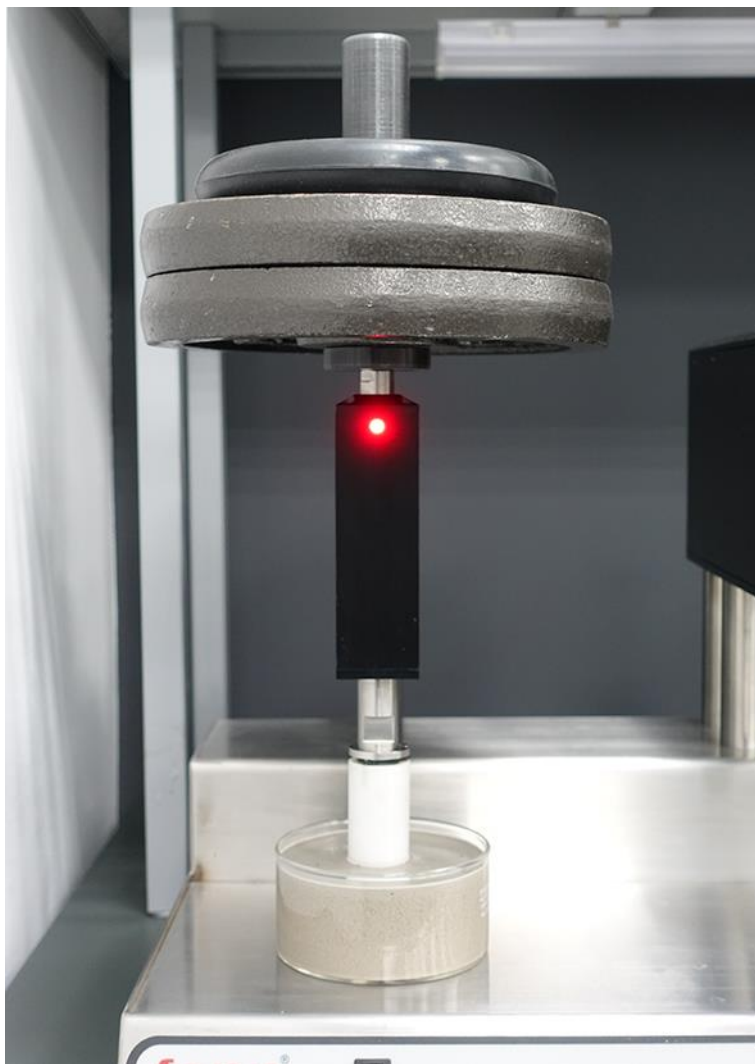


Рисунок 2.4 – Доработка установки Linear Swell Meter Model 2100 для создания нагружений (фото автора)

2.6 Измерение агрегативной твердости

Широкое распространение получило исследование объёмной или агрегативной твёрдости, выполняемое с образцами шлама после их выдерживания в ячейках старения при вращении. Порядок исследования включает создания давления до тех пор, пока не произойдёт выход образца через отверстия заданного диаметра (рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 – Устройство Bulk Hardness Test и схема его работы
(составлено автором)

Образец для исследований должен быть размером от 4 мм до 6 мм. Объем бурового раствора, в котором его выдерживают – не менее 350 мл. Время нахождения ячейки старения в вальцовой печи – не менее 16 ч при заданной температуре. После выдерживания заданного времени буровой раствор удаляют с помощью сита, а шлам, который на нём остался, промывают. Затем помещают его в ячейку прибора и с помощью динамометрического ключа начинают вращать шнек. Сила, с которой давят на динамометрический ключ в процессе одного оборота, характеризует твердость породы. Этот способ подходит для определения свойств ненабухающих глин и аргиллитов. Величина прикладываемой силы будет коррелировать с устойчивостью пород под воздействием бурового раствора [71].

2.7 Показатель увлажняющей способности

Показатель Π_0 (см/ч) количественно характеризует ингибирующие свойства буровых растворов по скорости адсорбции жидкой фазы: минимальная увлажняющая способность соответствует хорошему ингибированию. Детальнее изучить этот способ исследований можно в приложении 8 руководящего документа [81].

2.8 Определение адсорбции с помощью метода Ченеверта

Зарубежным исследователем Ченевертом разработана методика получения изотермам адсорбции. Для этого производится измельчение и просушка образцов аргиллита. Затем их помещают над исследуемыми составами в эксикаторе и периодически выполняют измерение их массы. Прирост массы соответствует адсорбции влаги. Зависимость адсорбированной воды от относительной влажности является искомой. Активность воды характеризуется абсциссой точки изотермы с ординатой, соответствующей насыщению аргиллита водой при пластовых условиях [35].

2.9 Время устойчивого состояния прессованных образцов под нагружением

Одним из наиболее показательных тестов, который отражает протекающие в аргиллите процессы, является испытание образцов из дезинтегрированного материала в условиях одноосного сжатия. Данный метод основан на исследовании предварительно подготовленных прессованных образцов из измельчённого кернового материала под действием постоянной нагрузки в среде исследуемых буровых растворов. Результаты испытаний оцениваются по кривым разрушения образцов [78].

Методика предназначена для определения параметра кривой ползучести керна в жидкой среде в условиях одноосного сжатия – так называемого времени устойчивого состояния T_{15} , определяемого как интервал времени, за который вертикальная деформация сжатия достигает 15%. Измельчённый образец породы должен быть однороден по составу, увлажнению, распределению фракций. В качестве воздействующего флюида может применяться буровой раствор, его фильтрат и различные составы. Результатом исследования является время до разрушения уплотнённого образца. Нагружение создаётся с помощью прессов или статических грузов. Разработчиками отмечается важность поддержания стабильной температуры на протяжении всего исследования [48].

В ходе испытания предварительно образцы кернового материала просушивают до постоянной массы при температуре 105 °С, измельчаются с помощью мельницы любой конструкции и отделяют требуемую фракция путём

просеивания. Для компактирования берут фракцию меньше 0,16 мм. До уплотнения образец увлажняют над насыщенным раствором KCl или солей, имеющих большую влажность паров до максимальной гигроскопической влажности при комнатной температуре. Для каждого материала имеется своё характерное время увлажнения, но из опыта оно не бывает меньше 72 ч (рисунок 2.6).

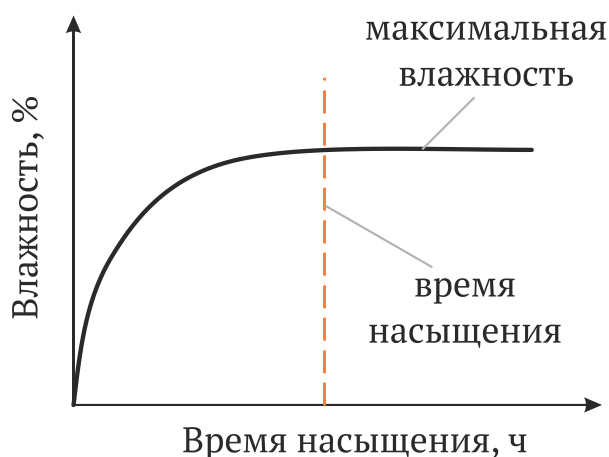


Рисунок 2.6 – Типовая кривая увлажнения кернового материала [48]

После увлажнения измельчённого материала изготавливают образцы в форме прессованных цилиндров путём сдавливания измельчённого материала в гидравлическом прессе. При уплотнении важно поддерживать заданное нагружение. Время прессования составляет 15 мин. После получения цилиндрического образца фиксируют его массу и размеры. Важно, чтобы все образцы имели одинаковую прочность. Это проверяется определением прочности на сжатие случайно выбранных цилиндров в партии.

Подготовленные образцы помещают в емкость и зажимают стальными штампами. На стальной штамп через вертикальный шток передавали вертикальную нагрузку [40]. В результате получают кривые разрушения. Для определения физико-механической однотипности искусственных образцов оценивается относительная погрешность предела прочности таблеток. В результате получают погрешность предела прочности, оценивающего прочностные свойства на сжатие. Убедившись в однородности прессованных образцов, проводят испытание, в результате которого получают кривые ползучести, характеризующие зависимость относительной деформации от времени нагружения образцов. Критерием оценки

ингибирующей способности буровых растворов по кривым ползучести является время устойчивого состояния прессованных образцов [40].

2.10 Разработанная методика насыщения образцов аргиллита пластовым флюидом с сохранением трещиноватости

Рассмотренные ранее методики исследований влияния буровых растворов на образцы горных пород не учитывали трещиноватость аргиллитов. Для сохранения структуры образцов и восстановления влажности автор диссертационной работы разработал методику, предусматривающую:

- распиловку керна с целью получения куба со сторонами 50 ± 1 мм;
- насыщение кубического образца пластовой водой под вакуумом до 60 кПа не менее 1 сут.;
- компактирование до достижения упруго-пластичной стадии деформации в течение 15 с (патент № 2838664 от 24.09.2024 [67]).

Рассмотрим подробнее каждый перечисленный этап.

2.10.1 Распиловка и насыщения образцов аргиллита

Исходные образцы представлены керновым материалом, отобранным в интервале залегания кошайских глин (рисунок 2.7).

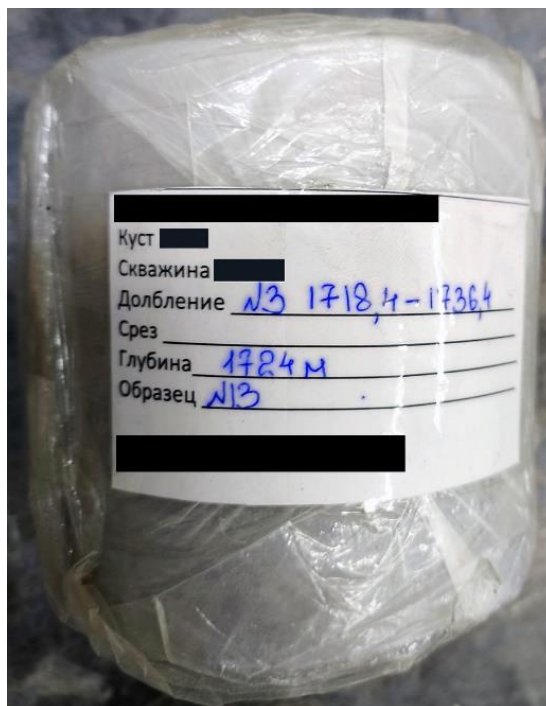


Рисунок 2.7 – Внешний вид исходных образцов керна (фото автора)

Распиловка выполнялась на станке для изготовления кубических образцов «Куб» (рисунки 2.8 – 2.10).



Рисунок 2.8 – Установка для изготовления кубических образцов «Куб»
(фото автора)

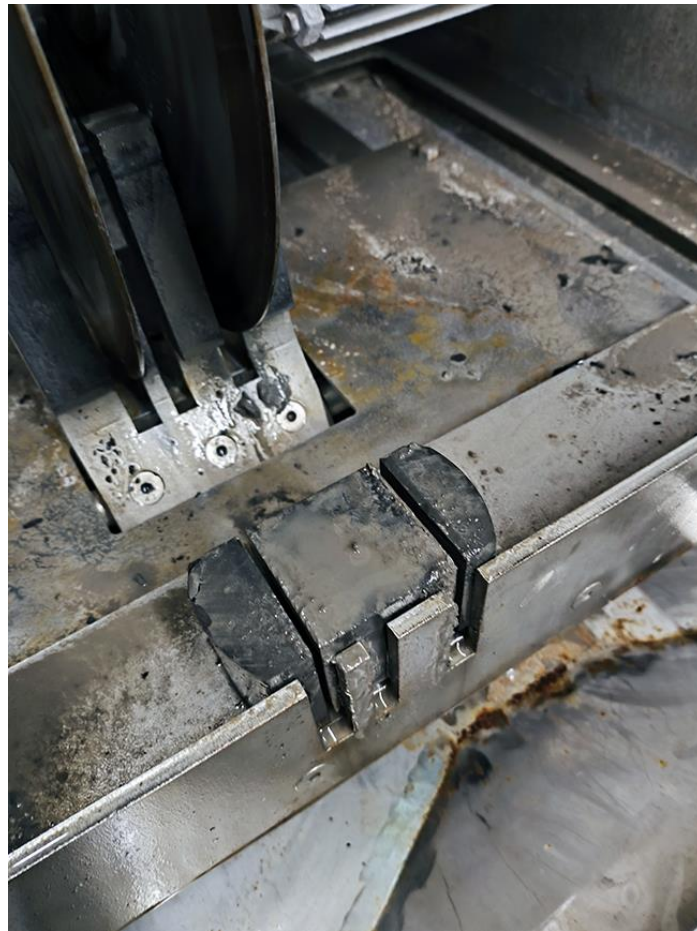


Рисунок 2.9 – Изготовление кубических образцов (фото автора)

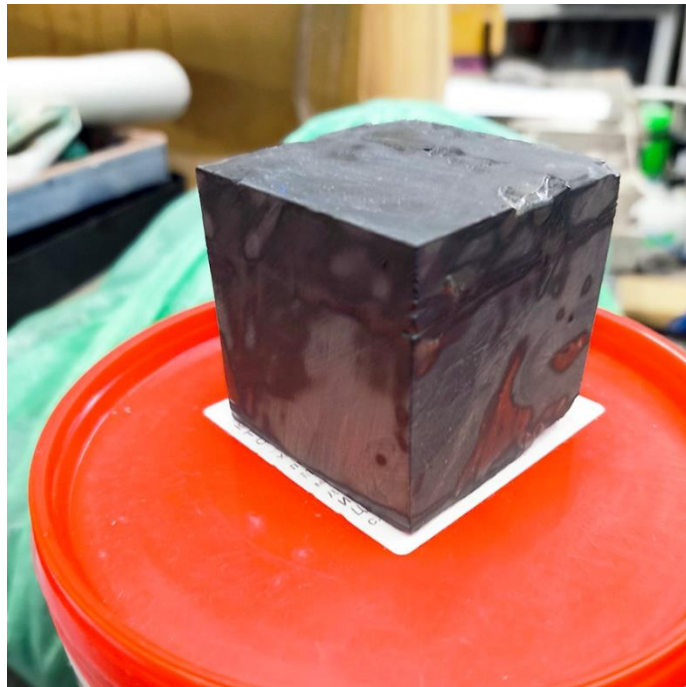


Рисунок 2.10 – Образец сразу после распиловки (фото автора)

После распиловки определялись размеры и масса образца. Затем он помещался в форму из бумаги и погружался в модель пластовой воды. Для

удаления воздуха из образца применялась доработанная установка вакуумного насоса, приведённая на рисунке 2.11.

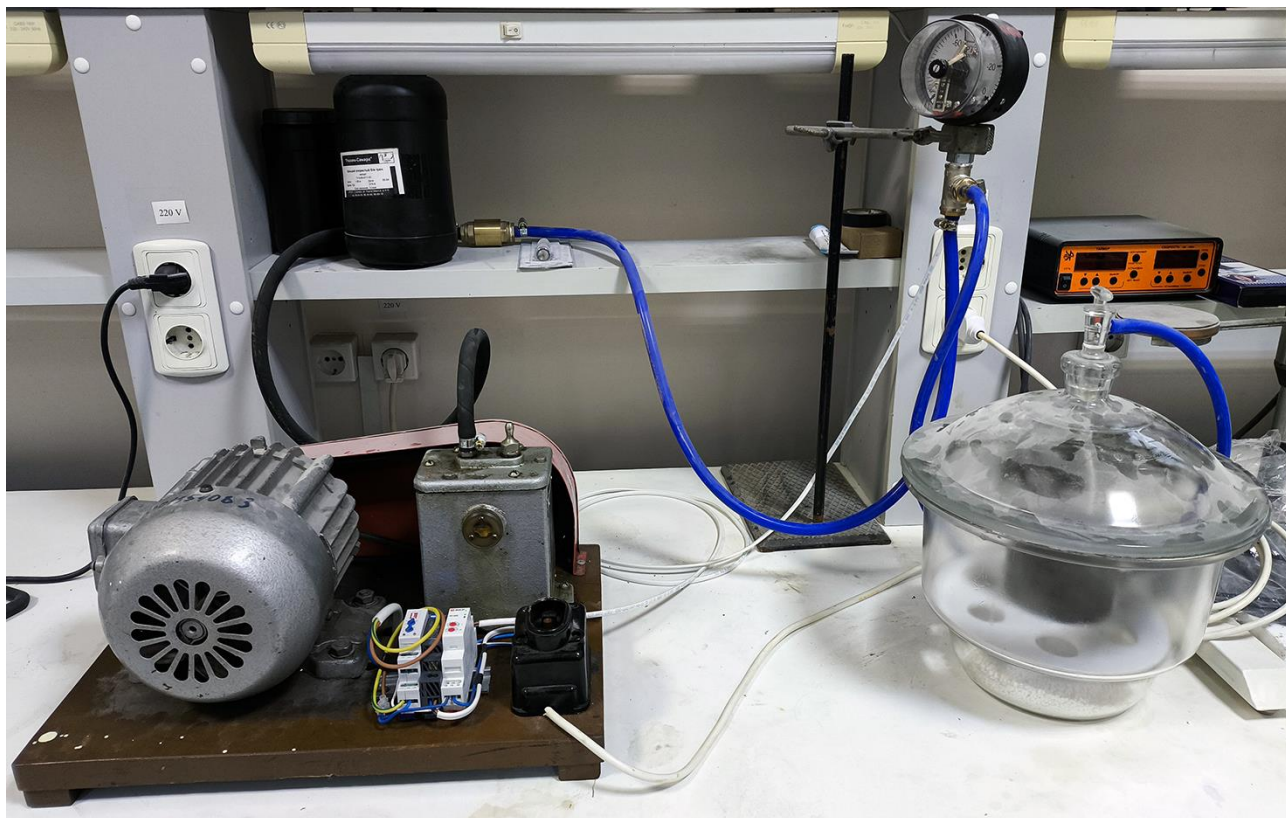


Рисунок 2.11 – Установка для создания вакуума (фото автора)

Доработка заключалась в установке электроконтактного вакуумметра ФТ ДВ2010ф и реле-таймеров, обеспечивающих автоматический пуск асинхронного однофазного электродвигателя АОЛБ 31-4N при снижении вакуума ниже заданной величины.

Насыщение производилось не менее 1 сут при вакууме минус 60 кПа. В начальные моменты времени фиксировался интенсивный выход воздуха. Фотография образца после насыщения приведена на рисунке 2.12.

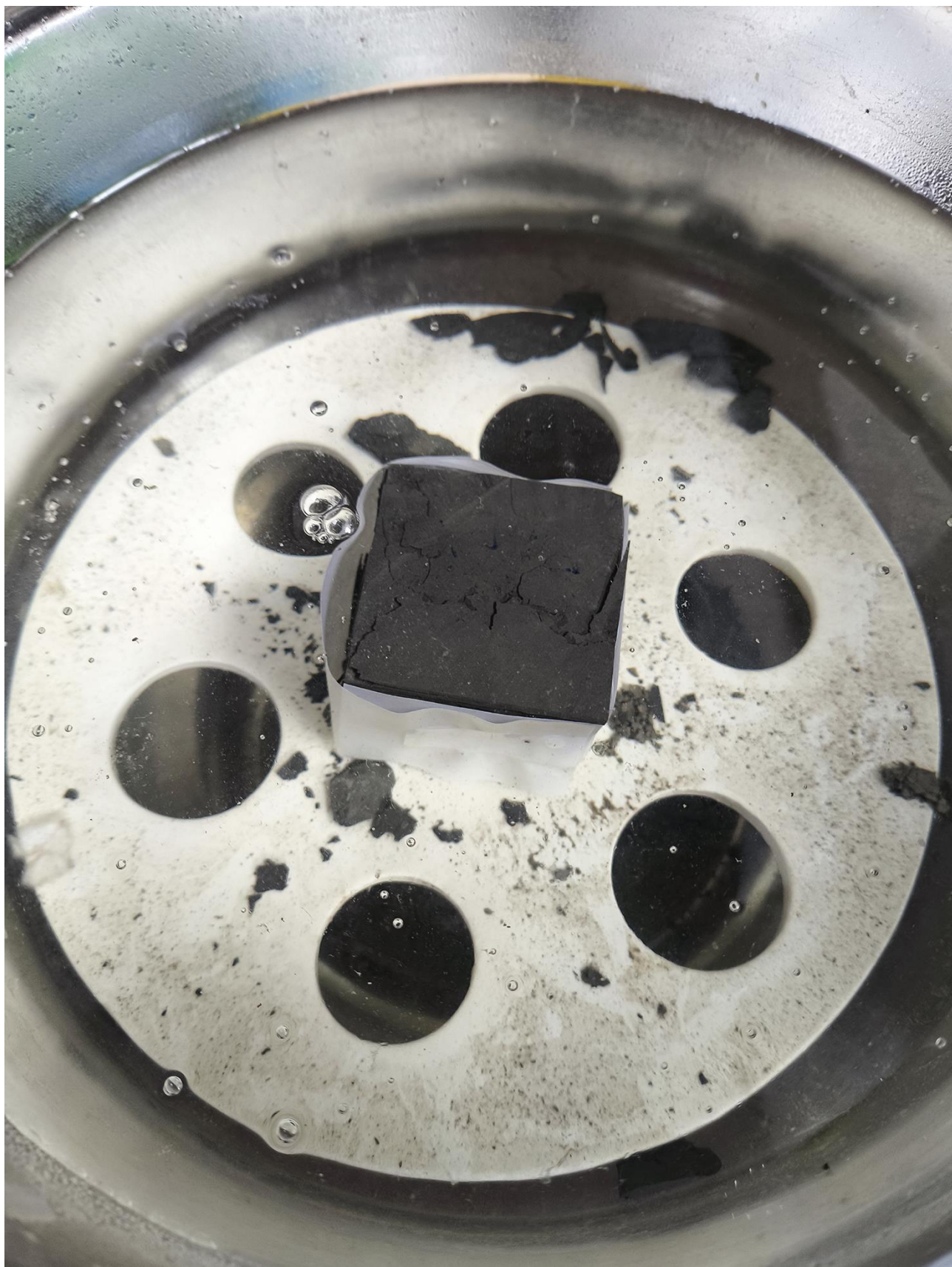


Рисунок 2.12 – Насыщение образца моделью пластовой воды (фото автора)

2.10.2 Уплотнение образцов аргиллита на установке трёхосного сжатия

Установка трехосного сжатия, которую применили для уплотнения

кубических образцов аргиллита после насыщения водой, является разработкой кафедры бурения Самарского государственного технического университета [8, 9, 11, 12, 59, 64, 74, 76]. Принцип работы основан на скользящем движении нагружающих плит, заходящих друг на друга с трёх сторон [58, 73]. Нагружение создаётся гидроприводами, работающими независимо для каждой стороны (рисунок 2.13).

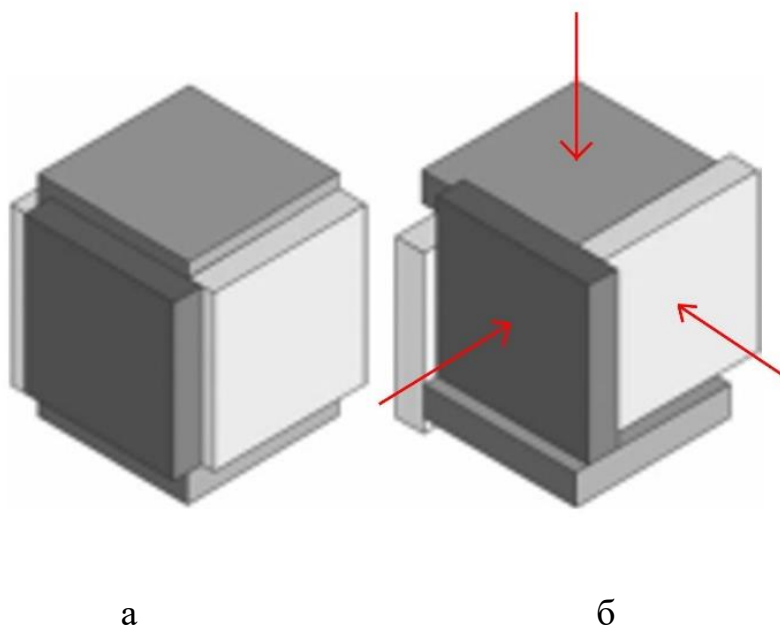


Рисунок 2.13 – Движение нагружающих плит

а – исходное состояние, б – деформированное состояние (составлено автором)

Три опорные плиты зафиксированы перпендикулярно друг другу, три оставшиеся закреплены на штоках гидравлического пресса и независимо перемещаются ортогонально друг другу, прикладывая нагрузку на образец керна квадратной формы размером $50 \times 50 \times 50$ мм. Такая конструкция, по сравнению с другими испытательными средствами на сложное нагружение с использованием жестких нажимных плит, обеспечивает равномерное приложение нагрузок по всей площади образца в течение всего процесса деформирования, включая стадию разрушения (рисунок 2.14 – 2.17) [6].



Рисунок 2.14 – Установка трёхосного сжатия (фото автора)



Рисунок 2.15 – Уплотнение кубического образца (фото автора)



Рисунок 2.16 – Образец до уплотнения (фото автора)



Рисунок 2.17 – Образец после уплотнения (фото автора)

2.10.3 Определение остаточной прочности на сжатие

После того как кубические образцы получены на установке трёхосного

сжатия уплотнением до достижения упруго-пластичной стадии деформации, их погружают в среду исследуемых буровых растворов и оставляют на 24 ч. По истечении указанного времени, если не произошло разрушение образцов, определяют их прочность на сжатие перпендикулярно напластованию на прессе Matest E161-03, входящим в область аккредитации испытательной лаборатории ООО «СамараНИПИнефть» (рисунок 2.18), сертификат о калибровке приведён в приложении А.

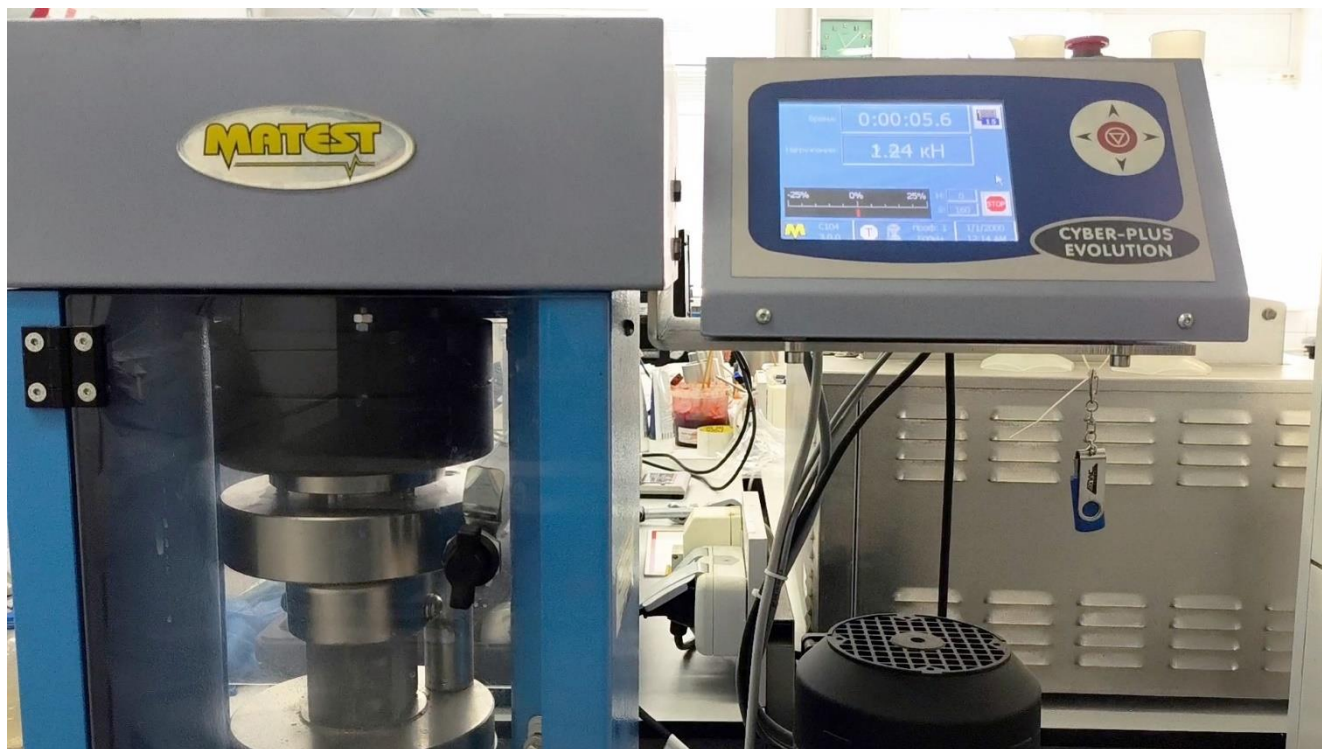


Рисунок 2.18 – Определение прочности на сжатие (фото автора)

2.10.4 Планирование эксперимента

Все получаемые результаты исследований обрабатывались с применением математической статистики. При измерении прочности образцов оценивали систематическую и случайную погрешность. Требуемое количество измерений (n) нашли из формулы (2.1):

$$n = \frac{t^2 v^2}{B^2}, \quad (2.1)$$

где B – требуемая погрешность,

v – коэффициент вариации;

t – критерий Стьюдента, зависящий от принимаемой доверительной

вероятности (α).

При бурении обычно задают погрешность ниже 10 %. Для текущих исследований принята величина $B = 7\%$. Предварительные исследования показали, что коэффициент вариации (v) составил 5%. Критерий Стьюдента равен 2 при $\alpha = 0,05$. Требуемое число измерений рассчитано в формуле (2.2):

$$n = \frac{4 \cdot 25}{49} = 2. \quad (2.2)$$

С целью получения достоверных результатов при оценке влияния буровых растворов на прочность пород, сложенных аргиллитами, выполнено планирование экспериментов с применением языка R. Стандартное двухфакторное планирование описывается формулами (2.3), (2.4), (2.5):

$$Y = b_0 + b_1 \bar{x}_1 + b_2 \bar{x}_2 + b_{12} \bar{x}_1 \bar{x}_2 + b_{11} x_1^2 + b_{22} x_2^2, \quad (2.3)$$

где $b_0, b_1, b_2, b_{12}, b_{11}, b_{22}$ – величины, задающие нелинейность (2.4):

$$\bar{Y}_i = \frac{\sum_{i=1}^N Y_i}{N}; \quad (2.4)$$

где \bar{Y}_i – средняя искомая величина (2.5):

$$b_0 = \frac{\sum_{i=1}^N \bar{Y}_i}{N}; \quad b_i = \frac{\sum_{i=1}^N \bar{x}_{ij} \bar{Y}_i}{N}, \quad (2.5)$$

где \bar{x}_{ij} – заданный уровень вариаций.

Порядок обработки результатов измерений включал следующие этапы:

1. Расчёт дисперсии D_{yi} , по результатам параллельных измерений, и её однородности G по формуле (2.6):

$$G = \frac{D_{y \max}}{\sum_{i=1}^N D_{y_i}}, \quad (2.6)$$

где $D_{y_i} = \frac{1}{m-1} \sum_{j=1}^m (y_{ij} - \bar{y}_i)^2$ – количество параллельных измерений $\bar{y}_i = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m y_{ij}$;

N – общее количество измерений.

Достигнутая погрешность вычислялась по формуле (2.7):

$$\sigma_{\bar{y}_0}^2 = D_{\bar{y}_0} = \frac{1}{mN} \sum_{i=1}^N D_{y_i}, \quad (2.7)$$

где $mN = n$ – общее количество измерений.

2. Нахождение полинома аппроксимации по формуле (2.8):

$$Y = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i x_i + \sum_{i < j} b_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^k b_i x_i^2, \quad (2.8)$$

где x_i – независимые факторы.

3. Оценка гипотезы по критерию Фишера F выполняется по формуле (2.9):

$$F = \frac{D_{y_a}}{D_{\bar{y}_0}}. \quad (2.9)$$

4. Оценка значимости рассчитанных коэффициентов, при получении низких значений выполнить исключение рассматриваемых факторов и повторить расчёт с другим набором.

Описанный подход позволил провести анализ влияния каждого фактора на функцию отклика. Находимые коэффициенты формулы (2.8), при которых наблюдается наилучшее соответствие получаемой зависимости с результатами измерений, являются количественной оценкой влияния анализируемых факторов на исследуемую величину. Увеличение b_i соответствует повышению влияния рассматриваемого фактора. Знак перед этими коэффициентами указывает на характер зависимости: прямая или обратная. На следующем этапе выполняется анализ парного влияния, когда влияние одного фактора определяется величиной другого фактора. Но может наблюдаться и снижение влияния. Коэффициенты b_{ij} показывают нелинейность – с их увеличением нелинейность будет расти [77, 100, 102].

2.11 Выводы по Главе 2

Выполненный обзор существующих методик исследований влияния буровых растворов на образцы глин показал, что большинство методик предназначено для оценки влияния ингибиторов на набухающие глины (в составе которых имеется смектит).

Наиболее информативной методикой, отражающей процессы, протекающие

в ненабухающих глинах, является определение времени устойчивого состояния прессованных образцов под нагружением. Вместе с тем, даже в данной методике исследования проводятся на прессованных цилиндрических образцах из дезинтегрированных пород, в то время как аргиллиты в стенках скважин содержат большое количество трещин, заполненных пластовой водой.

Разработан лабораторный метод оценки влияния буровых растворов на механические свойства образцов кошайских глин с сохранением слоистости, предусматривающий выпиливание кубических образцов аргиллита из керна, их насыщение моделью пластовой воды под вакуумом величиной не менее 60 кПа на протяжении не менее суток, компактирование на установке трёхосного сжатия до достижения упруго-пластичной стадии деформации в течение 15 с с последующим выдерживанием полученных образцов в течение 24 ч в сравниваемых буровых раствора и определением остаточной прочности на сжатие.

Выполненная оценка достоверности результатов по предварительным исследованиям методами математической статистики показала, что погрешность в 7% достижима при выполнении не менее 2 измерений в одинаковых условиях и нахождении среднеарифметического.

ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

3.1 Параметры анализируемых составов

В первом разделе диссертационной работы выполнен анализ буровых растворов, применяемых для проходки кошайских глин, и обоснованы составы для дальнейших исследований влияния буровых растворов на устойчивость аргиллитов. Результаты измерения параметров указанных составов приведены в таблицах 3.1 – 3.2.

Таблица 3.1 – Свойства инкапсулирующего бурового раствора (рецептура указана в таблице 1.2) (составлено автором)

Наименование показателя	Единицы измерения	Погрешность в соответствии с ГОСТ	До термостарения	После термостарения
Плотность	кг/м ³	10	1260	1260
Пластическая вязкость при 49 °С	мПа·с	1	11	10
Динамическое напряжение сдвига при 49 °С	дПа	4,8	105	124
Статическое напряжение сдвига за 10 с при 49 °С	дПа	4,8	29	29
Статическое напряжение сдвига за 10 мин при 49 °С	дПа	4,8	53	57
Объём фильтрата НТНД	см ³ /30 мин	0,2	5	4,8
Толщина фильтрационной корки	мм	0,5	менее 1	менее 1
рН при 25°С	ед. рН	0,1	10,4	9,8
Общая жесткость в пересчете на кальций	мг/л	40	240	240
Содержание ионов Cl ⁻	мг/л	100	1700	1700
Объемное содержание углеводородов	мг/л	1	2	2

Таблица 3.2 – Свойства KCl-полимерного бурового раствора (рецептура указана в таблице 1.3) (составлено автором)

Наименование показателя	Единицы измерения	Погрешность в соответствии с ГОСТ	До термостарения	После термостарения
Плотность	кг/м ³	10	1260	1260
Пластическая вязкость при 49 °С	мПа·с	1	14	14
Динамическое напряжение сдвига при 49 °С	дПа	4,8	105	81
Статическое напряжение сдвига за 10 с при 49 °С	дПа	4,8	19	29

Продолжение таблицы 3.2

Наименование показателя	Единица измерения	Погрешность в соответствии с ГОСТ	До термостарения	После термостарения
Статическое напряжение сдвига за 10 мин при 49 °С	дПа	4,8	24	34
Объём фильтрата при низкой температуре / низком давлении	см ³ /30 мин	0,2	3,8	5
Толщина фильтрационной корки	мм	0,5	менее 1	менее 1
рН при 25°С	ед. рН	0,1	10,4	9,8
Общая жесткость в пересчете на кальций	мг/л	40	300	300
Содержание ионов Cl^-	мг/л	100	32000	32000
Объемное содержание углеводов	мг/л	1	2	2

Измерение параметров выполнялось по ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) с применением поверенного оборудования. Реологические свойства фиксировались после нагрева и поддержания температуры составов при 49 °С. С целью оценки стабильности свойств измерение параметров выполнялось до и после термостарения при 80 °С в течение 16 ч.

Как видим, KCl-полимерный буровой раствор имел начальную пластическую вязкость 14 мПа·с выше, чем у инкапсулирующего 11 мПа·с, и она сохранилась после термостарения, в то время как у никапсулирующего снизилась до 10 мПа·с. Динамическое напряжение сдвига (ДНС) после приготовления было идентичным 105 дПа, но после термостарения ДНС инкапсулирующего бурового раствора возросло на 18 %, а у KCl-полимерного снизилось на 23 %. Статическое напряжение сдвига и показатель фильтрации были выше у инкапсулирующего бурового раствора, но после термостатирования они выросли и у KCl-полимерного.

В связи с тем, что по минералогическому составу кошайские глины не содержат смектит (см. таблицу 1.1) и преобладающим типом контактов является переходный и фазовый (цементационный) [2 – 5, 26 – 28, 57, 68 – 70]. В этом случае рекомендуется применять ингибирующий KCl-полимерный буровой раствор с микрокольматантами [50]. Несмотря на то, что наименьшее воздействие на аргиллиты глины оказывают растворы на углеводородной основе [30, 52], они не проходят по экономике в связи с их высокой стоимостью.

3.2 Результаты определения времени устойчивого состояния прессованных образцов измельчённого аргиллита под нагрузением

Результаты исследований, выполненных по методике, описанной в разделе 2.5, приведены на рисунке 3.1. Как видим из рисунка, до концентрации силиката натрия 80 кг/м^3 наблюдается прирост времени нахождения в устойчивом состоянии прессованных образцов. Дальнейшее увеличение содержания силиката натрия не приводит к существенному изменению времени нахождения в устойчивом состоянии прессованных образцов. Таким образом, рекомендуется поддерживать содержание силиката натрия не менее 80 кг/м^3 , при этом время устойчивости составляет 4,3 ч.

Для оценки технологических параметров силикатного полимерного минерализованного бурового раствора с содержанием силиката натрия 80 кг/м^3 выполнили измерение технологических параметров по ГОСТ 33213-2014 [24] после приготовления и после термостарения при 80°C в течение 16 ч. Результаты измерений приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры силикатного полимерного минерализованного бурового раствора (рецептура указана в таблице 1.4) (составлено автором)

Наименование показателя	Единицы измерения	Результаты измерений	
		до термостарения	после термостарения
Плотность	кг/м^3	1090	1090
Пластическая вязкость при 49°C	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	23	20
Динамическое напряжение сдвига при 49°C	дПа	124,5	91
Статическое напряжение сдвига за 10 с при 49°C	дПа	28,7	23,9
Статическое напряжение сдвига за 10 мин при 49°C	дПа	33,5	33,5
pH	ед. pH	11,23	11,7
Объём фильтрата при низкой температуре / низком давлении	см^3	5,8	6,0
600 RPM	—	70	59
300 RPM	—	48	39
200 RPM	—	38	31
100 RPM	—	25	21
6 RPM	—	6	5
3 RPM	—	5	4

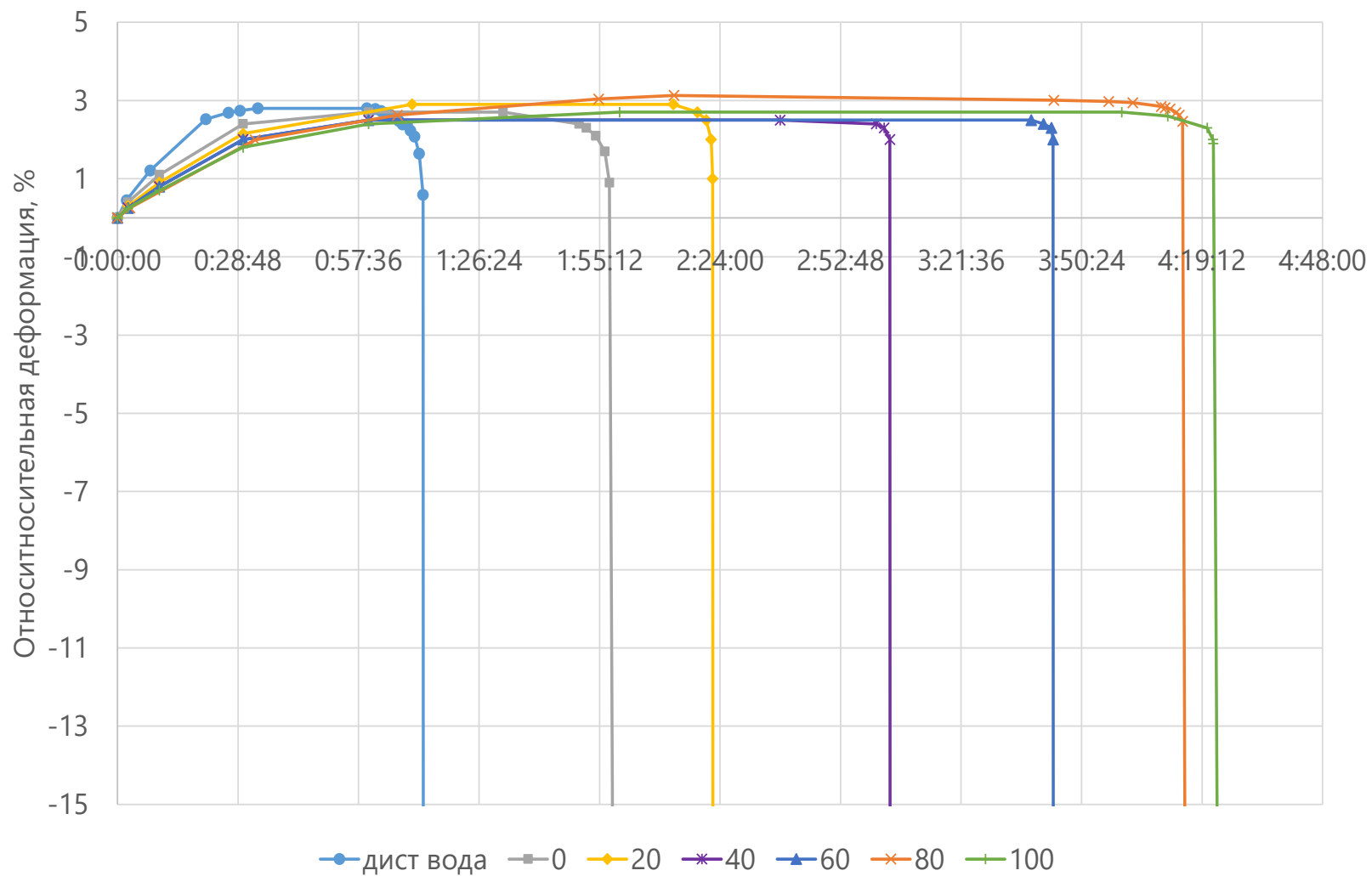


Рисунок 3.1 – Результаты измерений времени нахождения в устойчивом состоянии прессованных образцов из дезинтегрированных кошайских глин под нагрузением при различном содержании силиката натрия [10]

По результатам исследований, приведённых на рисунке 3.1, выполнена аппроксимация времени нахождения в устойчивом состоянии прессованных образцов многочленом третьей степени и линейной функцией, приведёнными на рисунках 3.2 и 3.3 [10]. Как видим из полученных уравнений, аппроксимация линейной функцией даёт расхождение не более 2,6%, что является допустимым при выполнении инженерных расчётов.

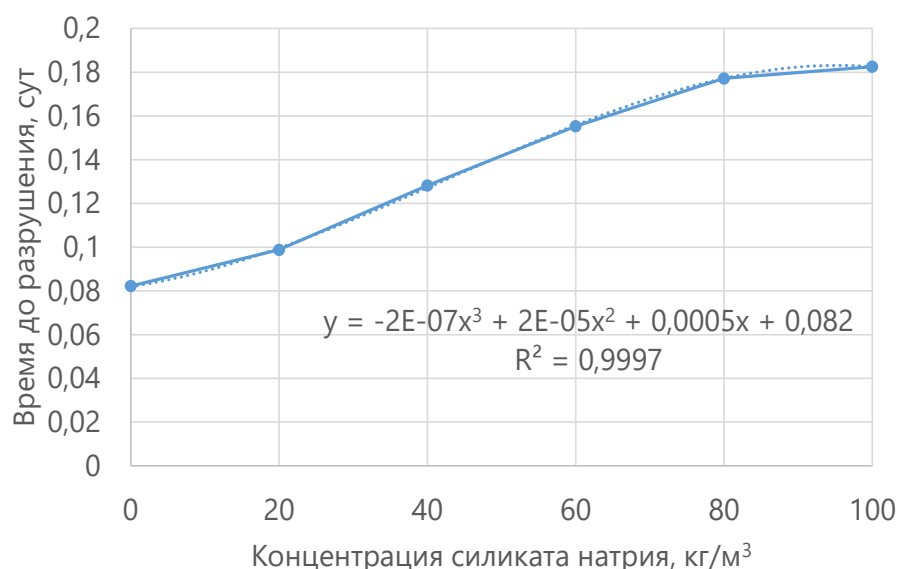


Рисунок 3.2 – Аппроксимация многочленом третьей степени влияния концентрации силиката натрия на время устойчивости прессованных образцов (составлено автором)

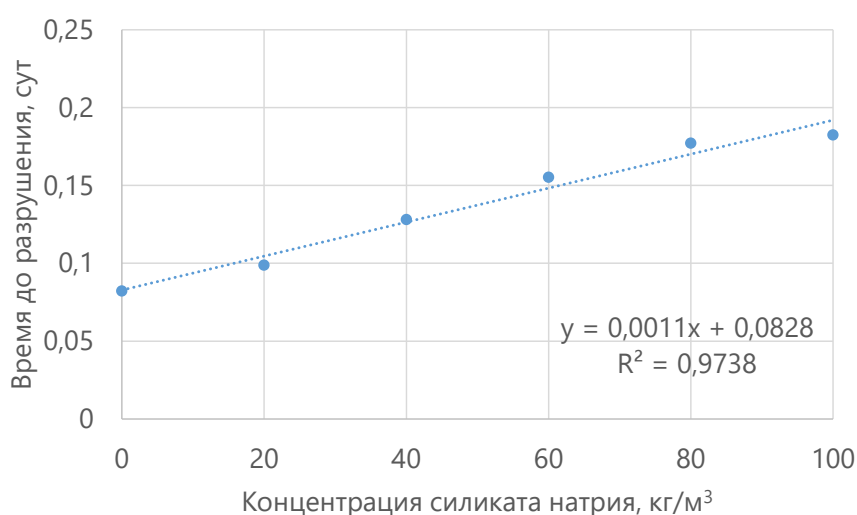


Рисунок 3.3 – Аппроксимация линейной функцией влияния концентрации силиката натрия на время устойчивости прессованных образцов (составлено автором)

3.3 Сравнение силикатного полимерного минерализованного бурового раствора с применяемыми на месторождениях Западной Сибири буровыми растворами

Для сравнения воздействия подобранной рецептуры силикатного полимерного минерализованного бурового раствора с 80 кг/м^3 силиката натрия провели исследования времени устойчивого состояния прессованных образцов измельчённой кошайской глины под нагрузением в среде инкапсулирующего и КСI-полимерного бурового раствора. Результаты исследований приведены на рисунке 3.4.

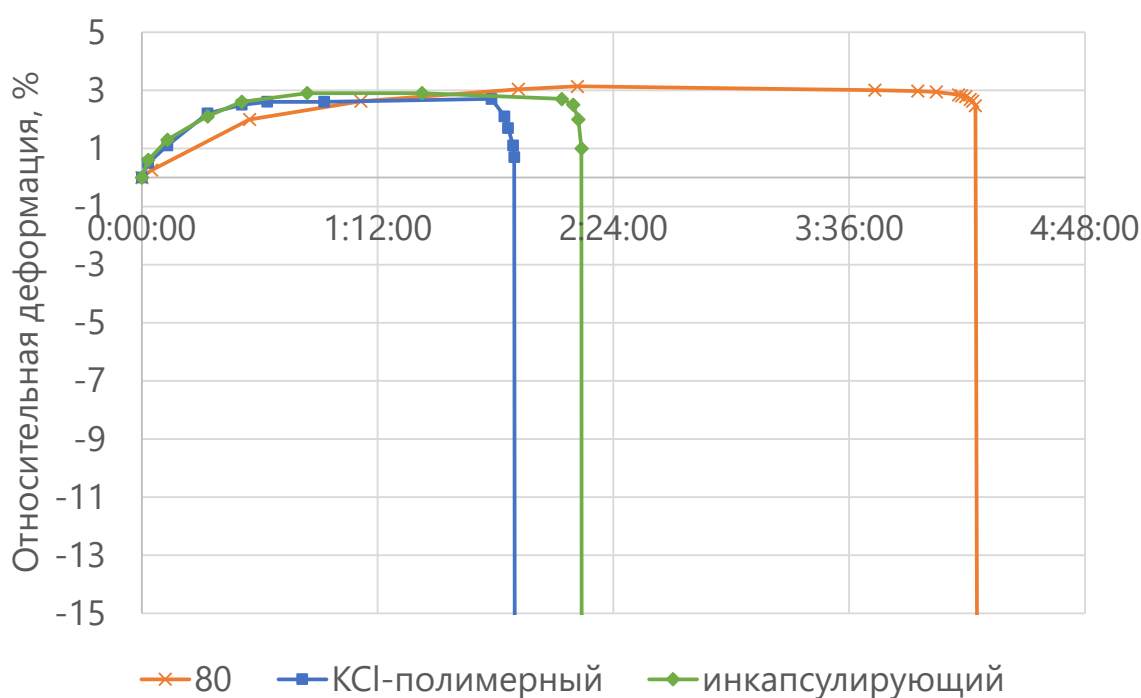


Рисунок 3.4 – Сравнение силикатного полимерного минерализованного бурового раствора с системами, применяемыми на месторождениях Западной Сибири
(составлено автором)

Как видим из рисунка 3.4, разрушение прессованных образцов измельчённой кошайской глины в КСI-полимерном растворе произошло через 1 ч 54 мин, а в инкапсулирующем – через 2 ч 14 мин. Таким образом, применение силикатного полимерного минерализованного бурового раствора увеличило время нахождения в устойчивом состоянии прессованных образцов измельчённой кошайской глины в 2 раза.

3.4 Результаты исследований влияния концентрации силиката натрия на реологические и фильтрационные параметры

Для оценки изменения параметров бурового раствора от концентрации силиката натрия провели приготовление раствора по рецептуре, приведённой в таблице 1.4, но максимальную концентрацию силиката натрия увеличили до 160 кг/м³. Результаты исследований приведены на рисунке 3.5.

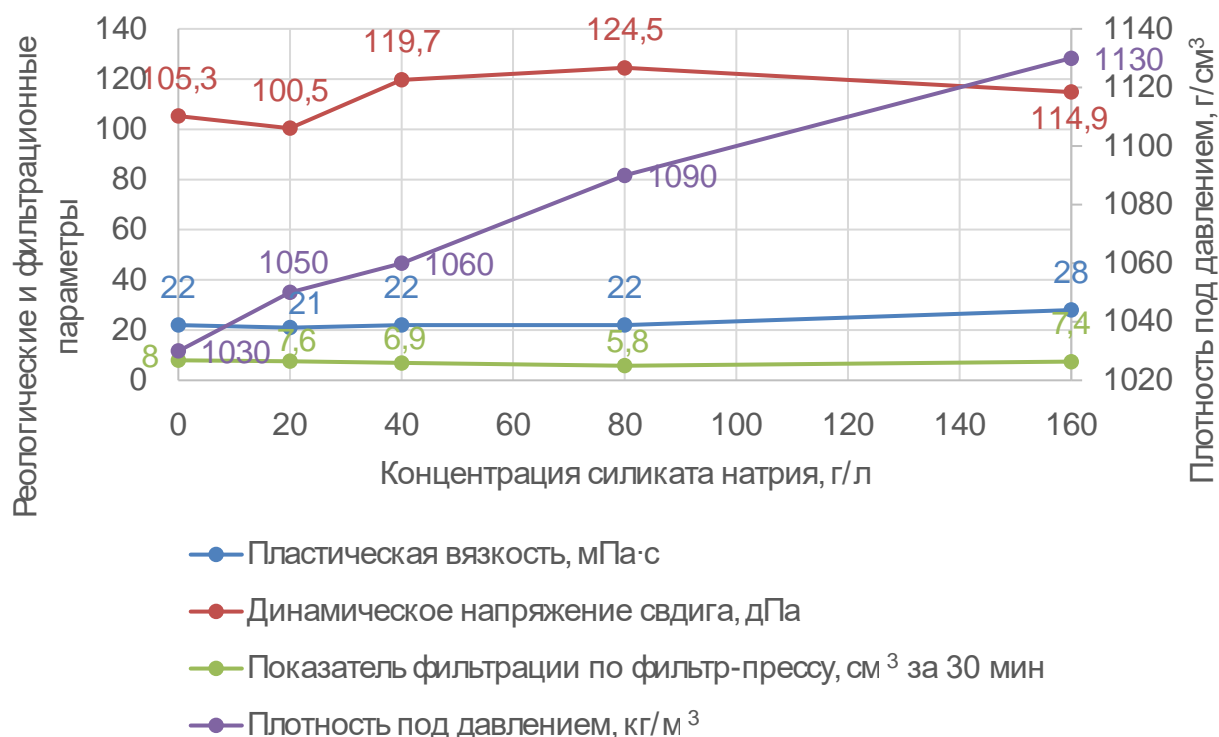


Рисунок 3.5 – Влияние силиката натрия на реологические и фильтрационные параметры минерализованного бурового раствора (составлено автором)

Анализ рисунка 3.5 показывает, что по мере увеличения концентрации силиката натрия до 80 кг/м³ фильтрационные параметры снижаются с 8 до 5,8 см³ за 30 мин. Пластическая вязкость не изменяется и наблюдается рост динамического напряжения сдвига. С увеличением концентрации силиката натрия до 80 кг/м³ наблюдается рост показателя фильтрации до 7,4 см³ за 30 мин, пластической вязкости до 28 мПа·с и снижение динамического сдвига до 115 дПа.

3.5 Подготовка образцов аргиллита из керна, отобранного из интервала залегания кошайских глин

Кубические образцы керна готовились в соответствии с методикой,

описанной в разделе 2.10. Фотография исходного материала, отобранного из интервала залегания кошайских глин, приведена на рисунке 3.6.



Рисунок 3.6 – Керн из интервала залегания кошайских глин (фото автора)

После выпиливания из аргиллита кубических образцов размером 50×50×50 мм их размещали в бумажные контейнеры, в которых погружали в модель пластового флюида, получаемую растворением в дистиллированной воде солей: 0,3 г/л NaHCO_3 , 5,7 г/л NaCl , 4,4 г/л KCl , 1,3 г/л CaCl_2 , 0,5 г/л MgCl_2 . Для ускорения извлечения воздуха создавался вакуум не менее 60 кПа, который поддерживался в течение 24 ч (при повышении давления автоматически запускался вакуумный насос). По истечении указанного времени образец в бумажном контейнере переносился в установку трёхосного сжатия. Затем плиты придвигались в исходное положение и запускалось одновременное уплотнение по трём осям до достижения упруго-пластичной стадии деформации образца (см. рисунок 2.16). В процессе уплотнения в режиме реального времени велась запись перемещения плит с создаваемым установкой давлением в файл и на экране персонального компьютера отображались графики. Пример получаемых графиков приведён на рисунке 3.7.

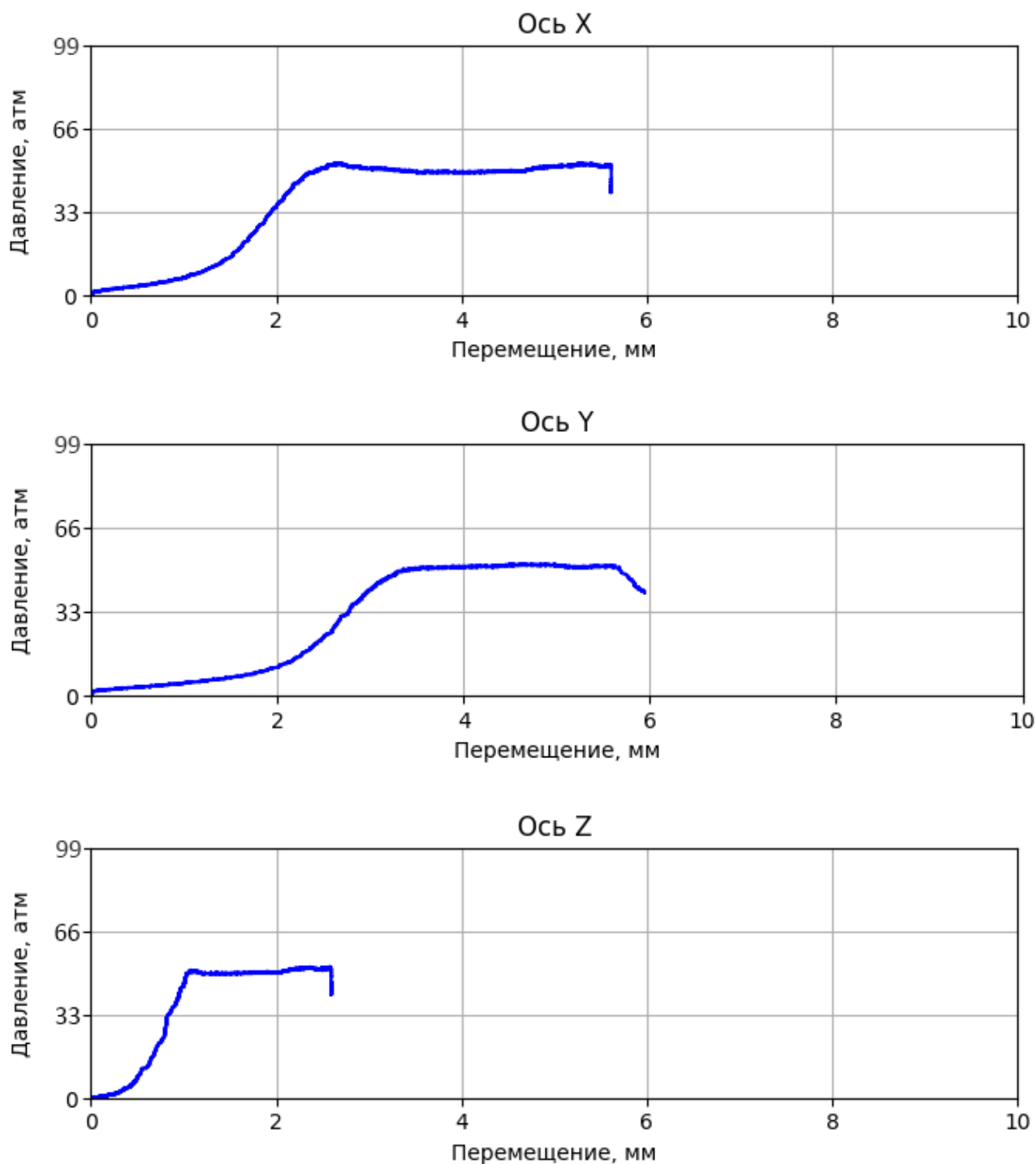


Рисунок 3.7 – Графики, отображаемые на экране в процессе работы установки трёхосного сжатия (составлено автором)

Для перевода показаний созданной на кафедре Бурения нефтяных и газовых скважин установки трёхосного сжатия в силу на сжатие была выполнена её калибровка ФБУ «Самарский ЦСМ» с получением сертификата, приведённого в приложении Б. Зависимость для преобразования показаний прибора в атмосферах в сжимающую силу в кН, приведена на рисунке 3.8.

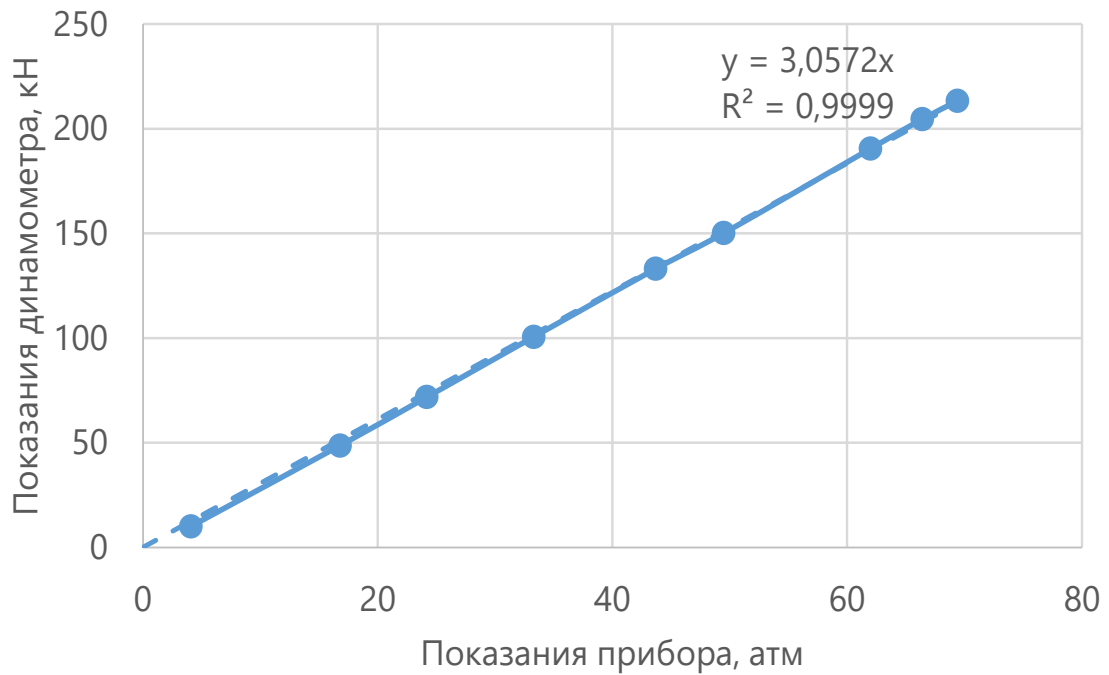


Рисунок 3.8 – Калибровочный график для перевода показаний установки трёхосного сжатия в создаваемую на плитах силу (составлено автором)

Для каждого кубического образца размером 50×50×50 мм выполнялся пересчёт показаний прибора в давление уплотнения образцов по осям в МПа, пример которого приведён на рисунке 3.9.

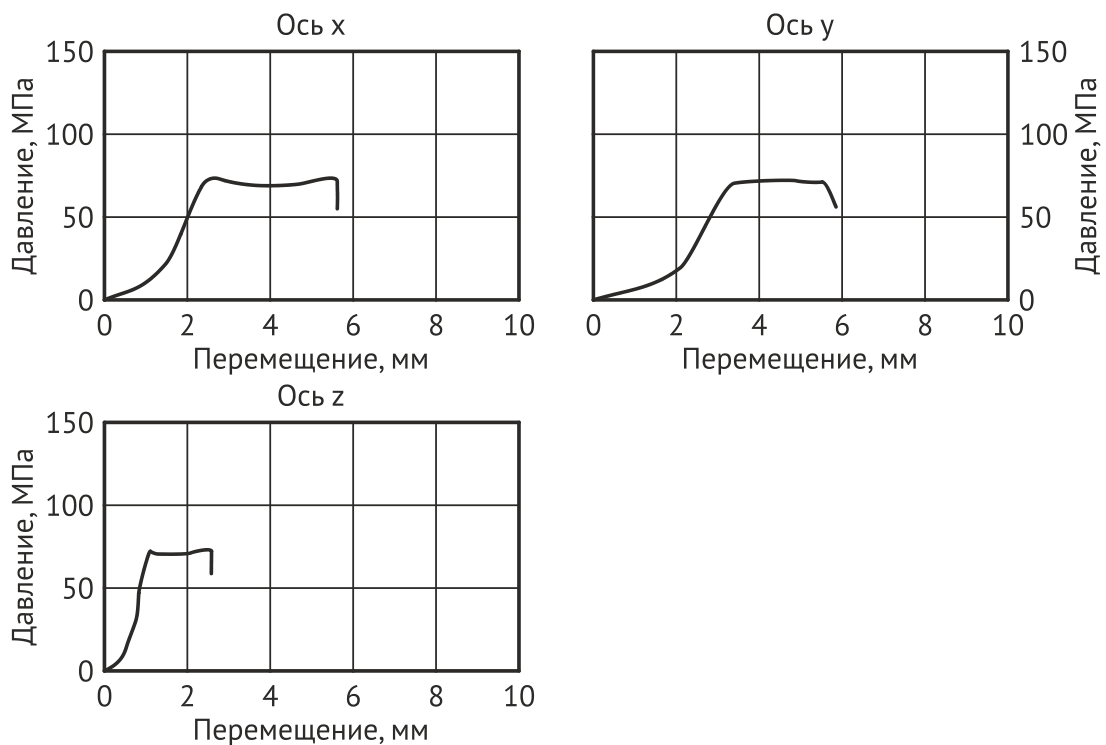


Рисунок 3.9 – Давление формирования образца на установке трёхосного сжатия (составлено автором)

3.6 Результаты определения остаточной прочности образцов аргиллита из керна после выдерживания их в исследуемых буровых растворах

Для оценки влияния буровых технологических жидкостей на устойчивость кошайских глин в соответствии с разработанной методикой, приведённой в разделе 2.10, полученные кубические образцы аргиллитов погружали в водопроводную воду, применяемые на месторождениях Западной Сибири инкапсулирующий (таблица 1.2) и KCl-полимерный (таблица 1.3) буровой раствор, а также силикатный полимерный минерализованный буровой раствор (таблица 1.4) с концентрацией силиката натрия 80 кг/м³. Исходные свойства образцов приведены в таблице 3.4. Сводные результаты изменения прочности после воздействия перечисленных составов приведены в таблице 3.5.

У одного образца (1 из таблицы 3.5) прочность на сжатие определили без воздействия каких-либо растворов. Она составила 1,997 МПа при максимальной нагрузке 4,305 кН. Для сопоставления результатов исследований для каждого образца находили отношение остаточной прочности к исходной по формуле (3.1):

$$\Delta = \frac{P_{сж}}{\frac{1}{3}(P_x + P_y + P_z)} = \frac{3 \cdot P_{сж}}{P_x + P_y + P_z}, \quad (3.1)$$

где P_x , P_y , P_z – давление начала пластичной деформации по каждой оси при одновременной сжатии в трёх направлениях, МПа;

$P_{сж}$ – прочность на сжатие, определяемая перпендикулярно напластованию, МПа.

Для образца, не подвергавшегося воздействию растворов, отношение остаточной прочности к исходной составило 0,028. Прочность на сжатие по остальным образцам, подвергнутым погружению в различные составы на 1 сут., приведена на рисунке 3.10.

Таблица 3.4 – Характеристики подготовленных к исследованиям образцов (составлено автором)

№ образца	Размеры образцов после выпиливания, мм			Размеры образцов после уплотнения, мм			Показания прибора, соответствующие началу пластичной деформации, атм			Усреднённое давление начала пластичной деформации, МПа
	x	y	z	x	y	z	x	y	z	
1	49,45	49,53	49,58	46,42	46,44	46,55	50,13	50,62	50,5	71,5
2	49,54	49,43	49,55	46,6	46,63	46,4	51,14	51,05	51,18	71,93
3	49,55	49,5	49,48	46,59	46,64	46,6	40,24	40,68	40,89	57,13
4	49,55	49,59	49,43	46,58	46,57	46,63	41,25	41,03	41,24	58,03
5	49,56	49,51	49,56	46,44	46,42	46,65	49,07	49,76	49,37	70,06
6	49,51	49,49	49,52	46,6	46,54	46,61	44,41	44,86	44,68	62,94
7	49,51	49,54	49,47	46,52	46,51	46,45	47,63	48,6	48,28	68,06
8	49,55	49,53	49,49	46,4	46,44	46,56	51,42	51,9	51,51	73,22
9	49,52	49,48	49,56	46,41	46,48	46,53	39,47	39,85	39,68	56,22
10	49,49	49,58	49,57	46,59	46,58	46,42	50,39	50,84	50,49	71,24

Таблица 3.5 – Прочность на сжатие перпендикулярно напластованию после 24 ч выдерживания в указанных составах (составлено автором)

№ образца	Среда, в которой выдерживались подготовленные образцы	Максимальная нагрузка, кН	Прочность на сжатие, МПа	Отношение остаточной прочности на сжатие к исходной	Медиана
1	Образец завёрнут в полиэтилен	4,305	1,997	0,028	–
2	Водопроводная вода	0,982	0,452	0,006	0,005
3		0,489	0,225	0,004	
4	Инкапсулирующий буровой раствор	1,174	0,541	0,009	0,010
5		1,72	0,798	0,011	
6	КСI-полимерный буровой раствор	1,019	0,47	0,007	0,009
7		1,404	0,649	0,01	
8	Силикатный буровой раствор	3,586	1,664	0,023	0,023
9		3,078	1,427	0,025	
10		2,632	1,213	0,017	

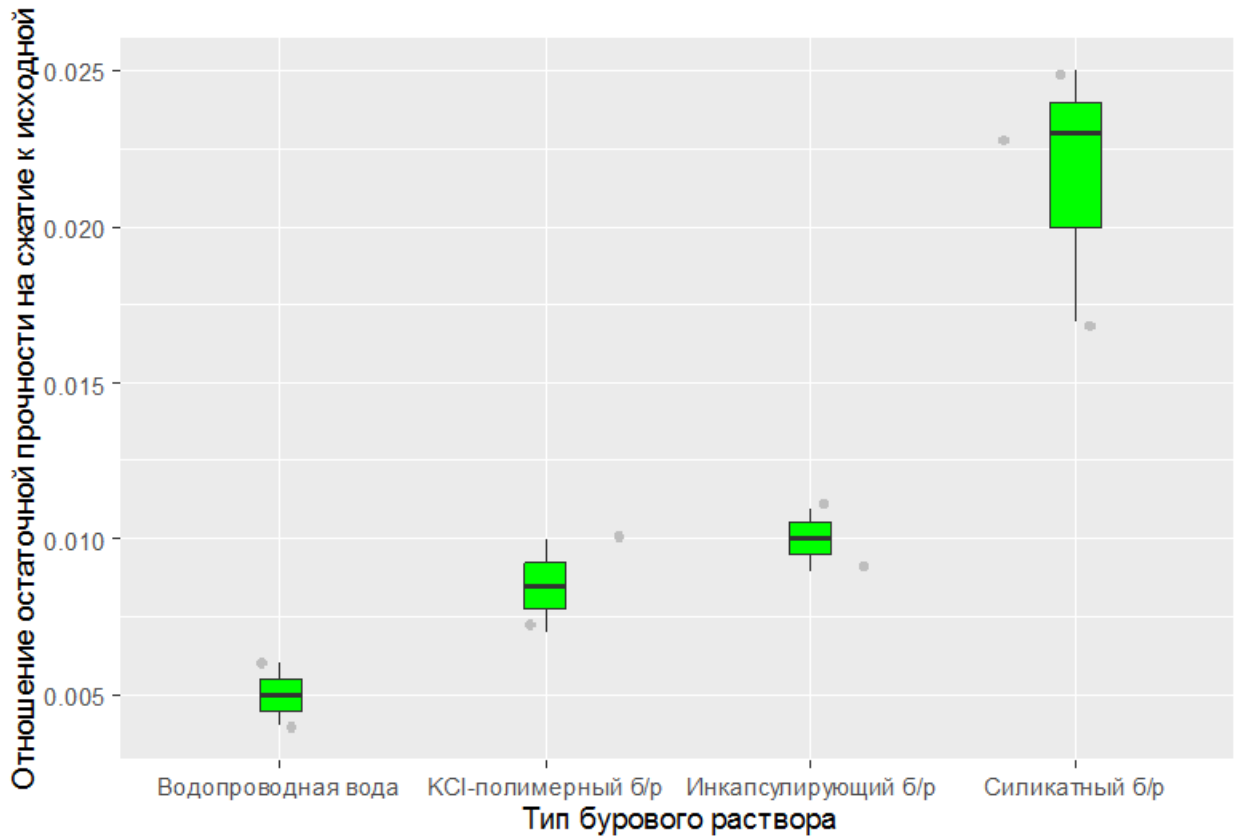


Рисунок 3.10 – Сопоставление отношений остаточной прочности к исходной
(составлено автором)

На рисунке 3.10 приведены коробчатая диаграмма или диаграмма размахов, построенная с применением библиотеки `ggplot2` языка R [34], которая иллюстрирует распределение отношений остаточной прочности к исходной, визуализируя пять параметров:

- минимум (показываемый нижним «усом»);
- нижний квартиль (25-й процентиль);
- медиану (50-й процентиль);
- верхний квартиль (75-й процентиль);
- максимум (показываемый верхним «усом»);
- ширина коробок пропорциональна квадратному корню из количества измерений, выполненных для каждого типа бурового раствора.

Применение медианы вместо расчёта среднеарифметического значения предпочтительно, так как она меньше зависит от сильно отклоняющихся величин.

На рисунке 3.11 представлено сопоставление результатов определения

отношений прочности образцов аргиллита с результатами измерений времени нахождения в устойчивом состоянии прессованных образцов из дезинтегрированных кошайских глин под нагрузением.

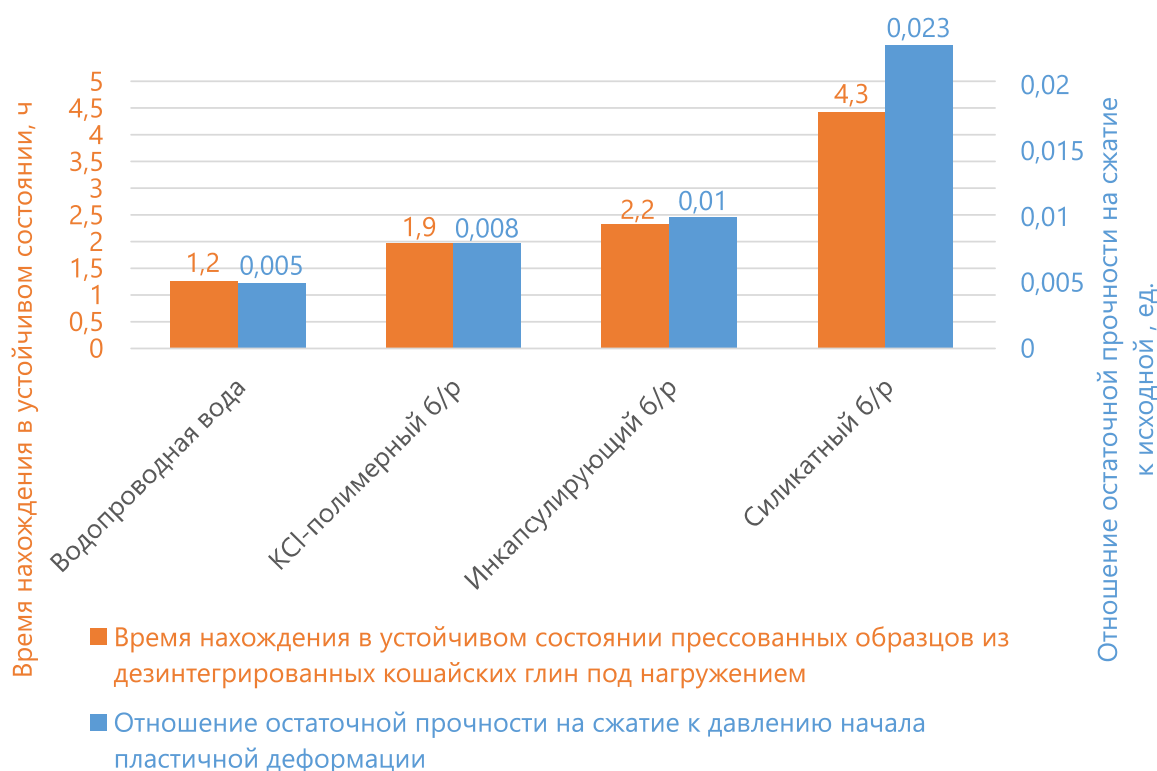


Рисунок 3.11 – Сопоставление результатов исследований на керне с уплотнёнными дезинтегрированными образцами (составлено автором)

Анализ рисунка 3.11 показывает, что отношений остаточной прочности к исходной образцов керна, выдерживаемых в силикатном растворе выше, чем при выдерживании в остальных составах, что связано с замедлением попадания фильтрата буровых растворов в трещины образцов керна благодаря образованию нерастворимого осадка.

3.7 Выводы по Главе 3

Исследование влияния содержания силиката натрия на продолжительность нахождения в устойчивом состоянии прессованных образцов измельчённого аргиллита под нагрузением показало, что увеличение концентрации более 80 кг/м^3 в лабораторных условиях не даёт существенного прироста времени до разрушения, вместе с тем в процессе бурения происходит адсорбирование силиката натрия из бурового раствора на горные породы, что приводит к снижению его концентрации,

в связи с чем возможно увеличение концентрации до 160 кг/м^3 .

Результаты определения отношений остаточной прочности к исходной прочности образцов из керна коррелируют с временем устойчивого состояния прессованных образцов измельчённого аргиллита под нагружением. В то же время силикатный буровой раствор показал прирост отношений прочности в исследованиях на керне, что связано с замедлением попадания фильтрата буровых растворов в трещины образцов керна.

Теоретически обосновано и экспериментально подтверждено, что содержание силиката натрия более 80 кг/м^3 повышает время нахождения в устойчивом состоянии уплотнённых образцов измельчённых кошайских глин в условиях одноосного сжатия до 2 раз и остаточную прочность образцов кошайских глин с сохранением слоистости до 2,5 раз по сравнению с применяемыми на месторождениях Западной Сибири буровыми растворами при зарезке боковых стволов с горизонтальным окончанием.

ГЛАВА 4 ВЕРИФИКАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОШАЙСКИХ ГЛИН

4.1 Факторы, влияющие на устойчивость стенок скважины

Кураши произвёл объединение теории Биота, описывающей пороупругость с градиентом температур [119]. Ванг с Пармичосом получили уравнения, связывающие температуру и поровое давление [123]. Воспользуемся их наработками для учёта изменения температур и поровых давлений в формуле (4.1):

$$\begin{cases} \frac{\partial T}{\partial t} = c_0 \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) + c'_0 \left[\frac{\partial T}{\partial t} \frac{\partial p}{\partial t} + T \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right], \\ \frac{\partial p}{\partial t} = c_0 \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) + c'_0 \frac{\partial T}{\partial t} \end{cases}, \quad (4.1)$$

где c и c_0 – соответственно гидравлический и термический коэффициенты диффузии;

c' , c'_0 – коэффициенты связности.

Формулы для определения коэффициентов связности (4.2):

$$\begin{aligned} c' &= \frac{c}{k} \left[\frac{2\alpha_m (v_u - v)}{B(1 + v_u)(1 - v)} + \phi(\alpha_f - \alpha_m) \right], \\ c'_0 &= \frac{k}{\phi} \end{aligned} \quad (4.2)$$

где k – проницаемость;

B – значение Скемптона;

v_u и v – значение Пуассона сухой и влажной породы;

ϕ – пористость;

α_f , α_m – коэффициент расширения при нагреве для жидкости и породы.

Для глин величина c'_0 меньше c_0 , поэтому давление можно не учитывать (4.3):

$$\begin{cases} \frac{\partial T}{\partial t} = c_0 \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) \\ \frac{\partial p}{\partial t} = c_0 \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) + c' \frac{\partial T}{\partial t} \end{cases}, \quad (4.3)$$

Зададим начальные и граничные условия (4.4):

$$\begin{aligned} p(r, 0) &= p_0, \quad p(\infty, t) = p_0 \\ T(r, 0) &= T_0, \quad T(\infty, t) = T_0 \\ T(r_w, t) &= T_w, \quad T^f(r_w, t) = T_w - T_0, \\ p(r_w, t \geq 0) &= p_{nw} = p_w - p_\pi \\ p^f(r_w, t \geq 0) &= p_{nw} - p_0 = p_w - p_\pi - p_0 \end{aligned} \quad (4.4)$$

где p^f – изменения давления в порах, Па;

T^f – изменения температуры, °С;

p_0 – исходное давление в порах, Па;

p_w – давление на забое, Па;

p_{nw} – давление около скважины, Па;

T_0 – пластовая температура, °С;

T_w – температура около скважины, °С;

r_w – радиус скважины, м;

p_π – ионный потенциал.

Давление, связанное с осмосом, находится по формуле (4.5):

$$p_\pi = -I_m \frac{RT}{V} \ln \frac{a_{wm}}{a_{wsh}}, \quad (4.5)$$

где $R = 8,314$ Дж/(моль·К);

T – температура, К;

$V = 1,8 \cdot 10^{-5}$ м³/(г моль);

a_{wm} и a_{wsh} – активность воды БР и пластовой воды;

I_m – мембранный эффект.

Активность воды бурового раствора регулируется ионным составом и минерализацией.

Влияние температуры

Изменение температуры с удалением от ствола скважины определяется по формуле (4.6):

$$T(r, t) = T_0 + (T_w - T_0) \frac{1}{L} \left\{ \frac{1}{s} \frac{K_0 \left(r \sqrt{\frac{s}{c_0}} \right)}{K_0 \left(r_w \sqrt{\frac{s}{c_0}} \right)} \right\}. \quad (4.6)$$

Поровое давление

Для расчёта изменения распределения порового давления применима формула (4.7):

$$p(r, t) = p_0 + \left(p_{nw} - p_0 - \frac{c'(T_w - T_0)}{1 - \frac{c}{c_0}} \right) \times \\ \times \frac{1}{L} \left\{ \frac{1}{s} \frac{K_0 \left(r \sqrt{\frac{s}{c_0}} \right)}{K_0 \left(r_w \sqrt{\frac{s}{c_0}} \right)} \right\} + \frac{c'(T_w - T_0)}{1 - \frac{c}{c_0}} \cdot \frac{1}{L} \left\{ \frac{1}{s} \frac{K_0 \left(r \sqrt{\frac{s}{c_0}} \right)}{K_0 \left(r_w \sqrt{\frac{s}{c_0}} \right)} \right\} \quad (4.7)$$

Совместный учёт температуры и порового давления

Применяя осесимметричного подход в цилиндрической системе координат получим формулу (4.8):

$$\sigma_r = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-u} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r p^f(r, t) r dr + \frac{E\alpha_m}{2(1-u)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r T^f(r, t) r dr + \frac{r_w^2}{r^2} p_w \\ \sigma_{\theta\theta} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-u} \left[\frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r p^f(r, t) r dr - p^f(r, t) \right] - \frac{E\alpha_m}{3(1-u)} \times \\ \times \left[\frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r T^f(r, t) r dr - T^f(r, t) \right] - \frac{r_w^2}{r^2} p_w \\ \sigma_{zz} = -\frac{\alpha(1-2\nu)}{1-u} p^f(r, t) + \frac{E\alpha_m}{3(1-u)} T^f(r, t) \quad (4.8)$$

где $p^f(r, t) = p(r, t) - p_0$ и $T^f(r, t) = T(r, t) - T_0$.

Тогда напряжение в горной породе будет описываться формулой (4.9) [72]

$$\begin{Bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{yz} \\ \tau_{xz} \\ \tau_{xy} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sin^2 \beta & \cos^2 \beta \cdot \cos^2 \alpha & \cos^2 \beta \cdot \sin^2 \alpha \\ 0 & \sin^2 \alpha & \cos^2 \alpha \\ \cos^2 \beta & \sin^2 \beta \cdot \cos^2 \alpha & \sin^2 \beta \cdot \sin^2 \alpha \\ 0 & -\sin \alpha \cdot \cos \alpha \cdot \sin \beta & \sin \alpha \cdot \cos \alpha \cdot \sin \beta \\ -\sin \beta \cdot \cos \beta & \sin \beta \cdot \cos \beta \cdot \cos^2 \alpha & \sin \beta \cdot \cos \beta \cdot \sin^2 \alpha \\ 0 & -\sin \alpha \cdot \cos \alpha \cdot \cos \beta & \sin \alpha \cdot \cos \alpha \cdot \cos \beta \end{Bmatrix} \begin{Bmatrix} \sigma_v \\ \sigma_H \\ \sigma_h \end{Bmatrix} \quad (4.9)$$

где σ_x , σ_y , σ_z – нормальные напряжение по осям x, y, z, МПа;

τ_{yz} , τ_{xz} , τ_{xy} – касательные напряжения в направлениях yz, xz, xy, МПа;

σ_v , σ_H , σ_h – вертикальное (v), максимальное (H) и минимальное (h) горизонтальное напряжения, МПа;

α – азимутальный угол, град;

β – зенитный угол, град.

Критерии устойчивости

Устойчивость пород определяют с применением критериев устойчивости. Наиболее распространённые критерии устойчивости [29] приведены в формулах (4.10 – 4.14):

– Кулона-Мора, формула (4.10):

$$\sigma_{\max} = q\sigma_{\min} + C_0, \quad (4.10)$$

– Друккера-Прагера, формула (4.11):

$$\sqrt{J_2} = A + B \cdot I_1, \quad (4.11)$$

– Моджи-Кулона, формула (4.12):

$$\tau_{\text{oct}} = a + b\sigma, \quad (4.12)$$

– Хука-Брауна, формула (4.13):

$$\sigma_{\max} = \sigma_{\min} + \sqrt{mC_0\sigma_{\min} + C_0^2}, \quad (4.13)$$

– Ладе, формула (4.14):

$$\frac{(3S + I_1)^3}{(\Sigma_1 + S)(\Sigma_2 + S)(\Sigma_3 + S)} = \eta + 27. \quad (4.14)$$

Для проведения дальнейших расчётов был выбран критерий Друкера-Прагера как наиболее полно отражающий влияние, оказываемое буровыми растворами через величину когезии (сцепляемость слоёв горной породы).

4.2 Расчёт устойчивого состояния ствола скважины с применением математической модели, описывающей напряженно-деформированное состояние кошайских глин

В качестве исходных данных выступают: угол внутреннего трения, глубина исследуемых точек, действующие напряжения (минимальные, максимальные и вертикальные), зенитные углы, азимутальные углы, когезия, угол вокруг ствола скважины, коэффициент Пуассона горной породы, предел прочности на разрыв горной породы.

Критерий Друкера-Прагера (Drucker-Prager) – это гладкая аппроксимация Кулона-Мора, выраженная через инварианты напряжений (4.15):

$$\sqrt{J_2} = A + B \cdot I_1, \quad (4.15)$$

где $I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$ – первый инвариант напряжения (гидростатическое давление);

$$J_2 = \frac{1}{6} \left[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 \right] + \tau_{12}^2 + \tau_{23}^2 + \tau_{13}^2 \quad - \text{второй инвариант}$$

девиатора напряжений;

A, B – константы материала, связанные с внутренним трением и когезией.

Инварианты I_1 и J_2 в обозначениях формулы (4.9) примут вид (4.16):

$$\begin{cases} I_1 = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z \\ J_2 = \frac{1}{6} \left[(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 \right] + \tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{xz}^2 \end{cases} \quad (4.16)$$

Нормальные и касательные напряжения являются вторичными данными в ходе преобразования минимальных, максимальных и вертикальных напряжений с учётом азимутального и зенитных углов через матрицу (4.9). Для решения данной матрицы по каждой строке строки необходимо умножить и просуммировать соответствующую строку в большой матрице поэлементно на другую матрицу, что даст следующий результат (4.17):

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_x = \sin^2 \beta \cdot \sigma_v + \cos^2 \beta \cdot \cos^2 \alpha \cdot \sigma_H + \cos^2 \beta \cdot \sin^2 \alpha \cdot \sigma_h \\ \sigma_y = \sin^2 \alpha \cdot \sigma_H + \cos^2 \alpha \cdot \sigma_h \\ \sigma_z = \cos^2 \beta \cdot \sigma_v + \sin^2 \beta \cdot \cos^2 \alpha \cdot \sigma_H + \sin^2 \beta \cdot \sin^2 \alpha \cdot \sigma_h \\ \tau_{yz} = -\sin \alpha \cdot \cos \alpha \cdot \sin \beta \cdot \sigma_H + \sin \alpha \cdot \cos \alpha \cdot \sin \beta \cdot \sigma_h \\ \tau_{xz} = -\sin \beta \cdot \cos \beta \cdot \sigma_v + \sin \beta \cdot \cos \beta \cdot \cos^2 \alpha \cdot \sigma_H + \sin \beta \cdot \cos \beta \cdot \sin^2 \alpha \cdot \sigma_h \\ \tau_{xy} = -\sin \alpha \cdot \cos \alpha \cdot \cos \beta \cdot \sigma_H + \sin \alpha \cdot \cos \alpha \cdot \cos \beta \cdot \sigma_h \end{array} \right. \quad (4.17)$$

При проведении расчётов азимутальный угол α был принят равным 280° . Зенитный угол изменялся от 5° до 85° с шагом 5° . Расчёт выполнялся для вертикальных глубин 1772,38 м. Величина вертикального и горизонтальных напряжений бралась принималась средней по региону.

Расчёт коэффициентов А и В проводили в согласовании с моделью Кулона-Мора (4.18):

$$\left\{ \begin{array}{l} A = \frac{6c \cdot \cos \varphi}{\sqrt{3}(3 \pm \sin \varphi)} \\ B = \frac{2 \sin \varphi}{\sqrt{3}(3 \pm \sin \varphi)} \end{array} \right., \quad (4.18)$$

где φ – угол внутреннего трения, град;

c – когезия горной породы.

Полученные результаты исследований влияния буровых растворов на прочность на сжатие (см. таблицу 3.5) учитывались в изменении когезии горной породы. Переписав критерий Друкера-Прагера (4.15) в форме (4.19):

$$f = \sqrt{J_2} - A - B \cdot I_1, \quad (4.19)$$

в зависимости от знака f имеем характеристику состояния горных пород на анализируемой глубине. Отрицательное значение укажет на то, что корень из второго инварианта меньше, чем оставшаяся часть выражения, следовательно, горная порода находится в устойчивом состоянии (не разрушается). Положительное значение говорит о неприменимости данного критерия (возможная ошибка в расчётах или разрушение горной породы в анализируемых условиях).

Для расчёта давления обрушения горных пород требуется рассчитать напряжения на стенках скважины, а именно тангенциальные, осевые и сдвиговые

напряжения. Радиальные напряжения не производят влияние на расчёт давления обрушения горных пород (они имеют влияние на баланс напряжений).

Тангенциальное напряжение находится по формуле (4.20):

$$\sigma_{\theta\theta} = (\sigma_x + \sigma_y) - 2(\sigma_x - \sigma_y)\cos(2\theta) - 4\tau_{xy}\sin(2\theta), \quad (4.20)$$

где θ – угол вокруг ствола скважины (принимается 5°), град.

Осевое напряжение (4.21):

$$\sigma_{zz} = \sigma_z - 2\nu \left[(\sigma_x - \sigma_y)\cos(2\theta) + 2\tau_{xy}\sin(2\theta) \right], \quad (4.21)$$

где ν – коэффициент Пуассона (принимается 0,23).

Сдвиговое напряжение (4.22):

$$\tau_{\theta z} = 2 \left[-\tau_{xz}\sin(2\theta) + \tau_{yz}\cos\theta \right]. \quad (4.22)$$

Применив критерий Друккера-Прагера для 3D-напряженного состояния на стенке скважины, получим формулу для расчёта давления обрушения горных пород (4.23):

$$P_o = \frac{\sigma_{\theta\theta} - \sqrt{\sigma_{\theta\theta}^2 - 4(K - M^2)}}{2}, \quad (4.23)$$

где коэффициент K – мера интенсивности касательных напряжений, вызывающих разрушение;

коэффициент M – объединяет прочностные параметры породы и эффект всестороннего сжатия.

Коэффициенты K и M рассчитываются по формулам (4.24) и (4.25)

$$K = \frac{1}{3} (\sigma_{\theta\theta}^2 - \sigma_{\theta\theta}\sigma_{zz} + \tau_{\theta z}^2) + \tau_{\theta z}^2, \quad (4.24)$$

$$M = A - B(\sigma_{\theta\theta} + \sigma_{zz} - 3P_p), \quad (4.25)$$

где P_p – поровое давление на анализируемой глубине (в расчёте брали градиент нормального давления от глубины – 1 МПа/100 м), Па.

Результаты расчёта P_o с ростом зенитного угла (от большего к меньшему) будут как бы переворачивая зенитный угол. Поэтому при проведении расчёта результаты были зеркально развернуть (чтобы получилось от меньшего к

большему) так, чтобы с увеличением зенитного угла происходило увеличение давления обрушения горных пород.

Далее выполнили расчёт изменения давления гидроразрыва горных пород в зависимости от зенитного и азимутального углов. Расчёт проводился по критерию Хубберта-Уиллиса для наклонно-направленных скважин, в ходе вычисления которого потребовалось произвести расчёт минимального и максимального напряжений, перпендикулярных оси скважины (4.26):

$$P_{hw} = \frac{3\sigma_{\min}(\beta) - \sigma_{\max}(\beta) + T - P_p}{\cos^2 \beta}, \quad (4.26)$$

где $\sigma_{\min}(\beta)$ и $\sigma_{\max}(\beta)$ – минимальное минимального и максимального напряжений, перпендикулярных оси скважины, зависящие от зенитного угла, МПа;

T – прочность породы на разрыв, МПа (было принято значение 8 МПа).

Величины $\sigma_{\min}(\beta)$ и $\sigma_{\max}(\beta)$ определяются по формуле (4.27):

$$\sigma_{\min/\max}(\beta) = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)^2 + \tau_{xy}^2}, \quad (4.27)$$

где соответствующее значение получается в зависимости от знака (минус – минимальное, а плюс – максимальное).

Подставив значения в формулу (4.26) и рассчитав критерий для всех значений зенитного угла (от 5° до 85°), наблюдали увеличение давления гидроразрыва, что в корне является неверным (особенно увеличение до 3000 МПа при увеличении зенитного угла до 85°), вследствие чего принято решение произвести расчёт по другому критерию, а именно – модифицированный критерий гидроразрыва для наклонно-направленных скважин.

Формула расчёта давления гидроразрыва по модифицированному критерию гидроразрыва для наклонно-направленных скважин (4.28):

$$P_{mk}(\beta) = \frac{\sigma_{\theta\theta}(\beta) - \Delta \cdot \tau_{\theta z}(\beta) \cdot \exp\left(\frac{\beta}{30}\right) + T + P_p}{1 + \omega \cdot \sin^2 \beta}, \quad (4.28)$$

где Δ – коэффициент сдвигового влияния, 0,3-0,7 (был принят 0,3);

ω – поправка на угол, 0,2 – 0,4 (была принята 0,2);

$e^{\frac{\beta}{30}}$ – позволяет учесть влияние сдвига.

Результатами расчёта явилось давление гидроразрыва, которое уменьшалось с изменением зенитного угла.

Эквивалентная циркуляционная плотность ЭЦП включает в себя гидростатическое и гидродинамическое давления. Для условий рассматриваемой скважины гидродинамическое давление составляет 0,05 г/см³, таким образом, ЭЦП, участвующая в дальнейших расчётах, была принята 1,25 г/см³.

Полученные результаты расчёта приведены на рисунке 4.1. Анализ рисунка показывает, что применение силикатного бурового раствора при зенитном угле 85° позволяет снизить плотность бурового раствора на 135 кг/м³ относительно вскрытия кошайских глин на пресной воде и на 40 кг/м³ относительно применяемых в настоящее время буровых растворов.

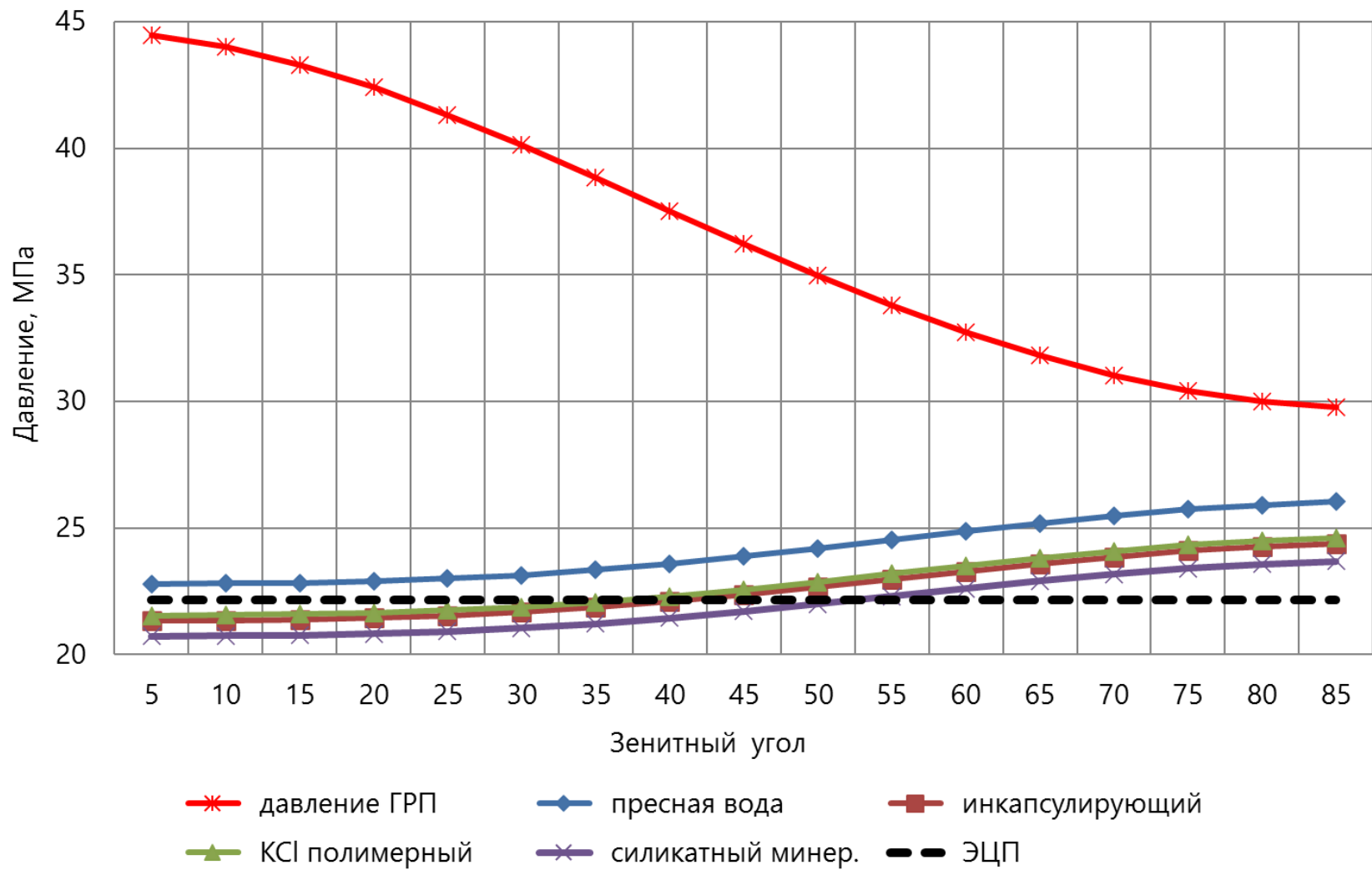


Рисунок 4.1 – Устойчивость ствола скважины на глубине 1772 м (составлено автором)

4.3 Выводы по Главе 4

Применение критерия Хубберта-Уиллиса для расчёта изменения давления гидроразрыва горных пород в зависимости от зенитного и азимутального углов приводило к некорректным результатам, поэтому расчёт выполнен с помощью формулы расчёта давления гидроразрыва по модифицированному критерию гидроразрыва.

Полученные результаты показали, что применение силикатного бурового раствора для траектории скважины с зенитным углом 85° в интервале залегания кошайских глин позволяет снизить плотность бурового раствора на 135 кг/м^3 относительно вскрытия кошайских глин на пресной воде и на 40 кг/м^3 относительно применяемых в настоящее время буровых растворов.

Уточнена математическая модель напряженно-деформированного состояния кошайских глин. Применение критерия Друкерра-Прагера позволило учесть влияние буровых растворов на величину когезии при изменении зенитного угла.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение научно-технической задачи, направленной на повышение эффективности бурения боковых стволов с применением буровых растворов, выбираемых на основе оценки их влияния на остаточную прочность кошайских глин.

По результатам выполнения диссертационной работы сформулированы следующие наиболее значимые результаты:

1. Теоретически обоснована необходимость и целесообразность оценки геомеханических свойств кошайских глин при воздействии буровых растворов в процессе зарезки боковых стволов с учетом слоистости, характерной для условий залегания.

2. Разработан лабораторный метод оценки влияния буровых растворов на механические свойства образцов кошайских глин с сохранением слоистости. По результатам его применения выявлено, что наименьшим разупрочняющим воздействием обладает силикатный буровой раствор.

3. Теоретически обосновано и экспериментально подтверждено, что содержание силиката натрия более 80 кг/м^3 повышает время нахождения в устойчивом состоянии уплотнённых образцов измельчённых кошайских глин в условиях одноосного сжатия до 2 раз и остаточную прочность образцов кошайских глин с сохранением слоистости до 2,5 раз по сравнению с применяемыми на месторождениях Западной Сибири буровыми растворами при зарезке боковых стволов с горизонтальным окончанием.

4. Уточнена математическая модель напряженно-деформированного состояния кошайских глин. Применение критерия Друкерра-Прагера позволило учесть влияние буровых растворов на величину когезии при изменении зенитного угла.

Важным прикладным значением предложенного комплексного метода исследований оценки влияния буровых растворов на физико-механические свойства кошайских глин при бурении боковых стволов является возможность проведения лабораторных исследований по подбору буровых растворов,

оказывающих наименьшее разупрочняющее воздействие на образцы аргиллитов с сохранением слоистости и напластования. В качестве перспективного направления дальнейших исследований по теме диссертации будет доработка установки трёхосного сжатия для моделирования независимого изменения нагрузений по каждой из осей с целью воссоздания условий, возникающих в пристволевой зоне скважины в процессе строительства.

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. Ананьев, А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. / А.Н. Ананьев // Волгоград. - 2000. - 139 с.
4. Ангелопуло, О. К. Буровые растворы для осложненных условий / О. К. Ангелопуло. – М.: Недра, 1988. – 116 с.
5. Баранов, В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях / В.С. Баранов // М.: Гостопттехиздат. – 1959. – 199 с.
6. Букин, П. Н. Обзор систем для проведения испытаний образца горной породы в условиях всестороннего нагружения / **П. Н. Букин**, А. А. Подъячев // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 11-13.
7. Букин, П. Н. Оценка прочностных свойств горных пород под механическим нагружением при воздействии буровых растворов / **П.Н. Букин**, Д.В. Будник, В.А. Капитонов, Г.Г. Гилаев // Экспозиция Нефть Газ. - 2024. - № 6. - С. 72–74.
8. Букин, П. Н. Измерение скоростей пробега упругих волн для исследования упруго-деформационных характеристик образцов керна горных пород / П. Н. Букин, М. Г. Казазян, К. В. Парфенов // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 1, № 1(14). – С. 104-106.
9. Букин, П. Н. Этапы развития установок по испытанию на трехосное сжатие горных пород / **П. Н. Букин**, М. Г. Казазян, К. В. Парфенов, Б. В. Каргин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 11(359). – С. 28-32. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-28-32.
10. Букин, П.Н. Влияние силикатного бурового раствора на устойчивость кошайских глин под нагружением / **П. Н. Букин**, В.А. Капитонов // Нефтегазовое дело. - 2025. - Т. 23, № 1. - С. 27-35. DOI 10.17122/ngdelo-2025-1-27-35.
11. Букин, П. Н. Установка на стенде и калибровка датчиков на независимое

трехосное сжатие / **П. Н. Букин**, К. В. Парфенов // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 54-56.

12. Букин, П. Н. Физическое моделирование горного напряжения / **П.Н. Букин**, А. А. Подъячев, К. В. Парфенов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 1(337). – С. 5-9. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-1(337)-5-9.

13. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А. Г. Калинин [и др.]; под ред. А. Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.

14. 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.

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

16. Войтенко, В.С. Управление горным давлением при бурении скважин. / В.С. Войтенко / М.: Недра. – 1985. – 180 с.

17. 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.

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

19. 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.

20. 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.

21. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта АВ₁ (АВ₁¹⁺²+АВ₁³) Самотлорского месторождения) / под ред. К. Е.

Закревского. – Тюмень: Вектор Бук, 2017. – 314 с.

22. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / А. К. Багаутдинов, С. Л. Барков, Г. К. Белевич и др. Издание в 2 т. / под ред. В. Е. Гавуры. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – Т. 2. – 352 с.

23. 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.

24. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе. - М.: Стандартиформ, 2015. – 75 с.

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

26. 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.

27. Дмитриев, А. Ю. Основы технологии бурения скважин: уч. пособие / А. Ю. Дмитриев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с.

28. Заливин, В. Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин: учеб. пособие / В. Г. Заливин. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – 247 с.

29. Зобак, М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. — М.–Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2018. — xvi, 482 с.

30. Игнатьева, Е. О. Сравнительные исследования поведения искусственных образцов аргиллита в различных средах / Е. О. Игнатьева, В. А. Капитонов, О. А. Нечаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 11(359). – С. 50-53. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-50-53.

31. 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.

32. Исследование зависимости предела прочности рекомбинированных кернов от скорости увеличения нагрузки и отношения высоты к диаметру / Лосев А. П., Дюльманов И. В., Животовский А. С. // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – №3. – С. 13 – 17.

33. 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.

34. Кабаков, Р.И. R в действии / пер. с англ. А.Н. Киселева 3-е изд. – М.: ДМК Пресс, 2023. – 768 с.: ил.

35. Капитонов, В. А. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов / В. А. Капитонов, О. В. Федосенко, В. В. Юрченко // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 22-25.

36. Карпович, Д. К. Анализ эффективности мероприятий по очистке призабойной зоны пласта на Самотлорском месторождении : Бакалаврская работа / Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский федеральный университет» Институт нефти и газа ; рук. Н. Д. Булчаев. Красноярск, 2017. – 72 с.

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

38. Коваленко, Ю.Ф. Устойчивость скважин Среднего Приобья./ Коваленко Ю.Ф., Харламов К.Н., Усачев Е.А. // Тюмень-Шадринск. – 2011. – 174 с.

39. Коваль, М. Е. Совершенствование рецептур буровых и тампонажных растворов для предотвращения осложнений при строительстве скважин / М. Е. Коваль, В. А. Капитонов // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 2(279). – С. 35-41.

40. Коваль, М. Е. Обоснование и разработка технологии приготовления буровых растворов на углеводородной основе методом ультразвукового воздействия : специальность 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Коваль Максим Евгеньевич. – Санкт-Петербург, 2020. – 94 с.

41. Крюгер, Р. Ф. Обзор проблемы загрязнения продуктивного пласта и продуктивности скважин // *Journal of Petroleum Technology*. – 1986. – № 2. – С. 131 – 152.
42. Курдюков, А.В. Предупреждение разупрочнения глинистых пород / Курдюков А.В., Ядгаров Х.А. // *Управление качеством в нефтегазовом комплексе*. 2017. – № 3. – С. 77–81.
43. Ли, Ц. Перспективы и современный опыт применения силикатов щелочных металлов при бурении скважин / Ц. Ли // *Электронный научный журнал Нефтегазовое дело*. – 2012. – № 3. – С. 81-91.
44. Маковей, Н. Гидравлика бурения / Н. Маковей; пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
45. Мамаджанов, У. Д. Динамическая характеристика промывочных растворов и осложнения в бурении / У. Д. Мамаджанов. – М.: Недра, 1972. – 191 с.
46. Механика буровых растворов: учеб. пособ. / Л.В. Ермолаева. – Самара; Самар. гос. техн. ун-т. - 2012. - 47 с.
47. Михеев, В. Л. Технологические свойства буровых растворов / В. Л. Михеев. – М.: «Недра», 1979. – 239 с.
48. Могильниченко, М. А. Прогнозирование устойчивости стенок скважин по результатам исследования ползучести консолидированных образцов из шлама и керна : Магистерская диссертация / РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина ; рук. А. П. Лосев. М., 2019. – 172 с.
49. Могильниченко, М. А. Разработка метода для оценки ингибирующих свойств буровых растворов по ползучести консолидированных образцов из шлама / М. А. Могильниченко // *Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : материалы Международной научно-практической конференции молодых ученых, Альметьевск, 27–29 сентября 2017 года* / Альметьевский государственный нефтяной институт. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2017. – С. 321-327.
50. Мосин, В.А. Выбор бурового раствора для бурения неустойчивых глинистых отложений в Западной Сибири / В.А. Мосин, А.В. Меденцев // *Нефть и*

Газ. Евразия. – 2014. – № 8–9. – С. 58–63.

51. Наукоемкий софт в помощь учебному процессу. Студенты СамГТУ получили возможность освоить передовое программное обеспечение НК «Роснефть» / Г. А. Макеев, С. В. Демин, О. А. Нечаева [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 3(268). – С. 6-17.

52. Некрасова, И. Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения / И. Л. Некрасова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 129-139. – DOI 10.15593/2224-9923/2018.4.3.

53. Нижневартовский р-н, Ханты-Мансийский автономный округ // Google Карты, 2024. URL: <https://www.google.com/maps?q=61.121617,76.746974> (дата обращения 21.06.2024).

54. Николаев, Н. И. Буровые промывочные жидкости: учеб.пособ. / Н. И. Николаев, Ю. А. Нифонтов, П. А. Блинов. – СПб: Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г. В. Плеханова, 2002. – 20 с.

55. Новиков, В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В.С. Новиков./ М.: ОАО «Издательство «Недра». – 2000. – 270 с.

56. Ножкина, О. В. Выявление факторов качественного вскрытия отложений, склонных к обвалообразованию, на месторождениях Западной Сибири / О. В. Ножкина, О. А. Нечаева, А. Д. Леляков // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 44-47.

57. 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.

58. Обзор исследований анизотропии прочностных и упругих свойств горных пород / М. Е. Коваль, И. Н. Ляпин, В. В. Живаева [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 5. – С. 47-51. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-5(341)-47-51.

59. Обзор систем для проведения испытаний образца горной породы в

условиях всестороннего нагружения / П. Н. Букин, А. А. Подъячев, Е. Д. Шмелев, О. П. Козлов // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1, № 1(10). – С. 118-124.

60. Овчинников, В. П. Буровые промывочные жидкости / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова. – Тюмень: изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.

61. Осипов, В.И. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. // М.: Наука. – 2001. – 238 с.

62. 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.

63. Основные подходы к подбору систем буровых растворов и технологии их применения для предупреждения осложнений в интервале залегания кошайских отложений на Самотлорском месторождении / В. Н. Кожин, М. Е. Коваль, Д. В. Евдокимов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 9(633). – С. 37-40. – DOI 10.33285/0207-2351-2021-9(633)-37-40.

64. Парфенов, К. В. Метод направленной разгрузки пласта / К. В. Парфенов, П. Н. Букин, Г. С. Мозговой // Векторы развития ТЭК России : материалы Всероссийской научно-практической конференции, Краснодар, 03 июня 2021 года. – Краснодар: Общество с ограниченной ответственностью "Издательский Дом - Юг", 2021. – С. 91-95.

65. Парфенов, К. В. Установка и калибровка датчиков на стенде на независимое трехосное сжатие / К. В. Парфенов, П. Н. Букин // Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1, № 1(12). – С. 305-310.

66. Паус, К. Ф. Буровые растворы / К. Ф. Паус. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1973. – 304 с.

67. Патент № 2838664 С1 Российская Федерация, МПК E21B 49/00 (2006.01), G01N 1/28 (2006.01). Способ получения образцов аргиллита, насыщенных пластовым флюидом или его моделью, с сохранением трещиноватости. Заявка № 2024128263: заявл. 24.09.2024 : опубл. 22.04.2025 / П. Н. Букин, В. А. Капитонов; патентообладатель П.Н. Букин. – 7 с.

68. Пеньков, А. И. Основные факторы, влияющие на изменение нефтепроницаемости коллекторов под действием буровых растворов / А. И. Пеньков, В.

Н. Кошелев // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола: сб. науч. трудов / ОАО НПО «Бурение» – Краснодар, 1998. – С. 102 – 113.

69. Петров, Н.А. ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности под ред. Ф.А. Агзамов. / Петров Н.А., Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А. // М.: Недра. – 2004. – 408 с.

70. 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.

71. Подбор методов оценки влияния технологических жидкостей на стабильность аргиллитов при бурении скважин / М. Е. Коваль, Д. В. Евдокимов, О. В. Ножкина [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 8(656). – С. 5-11. – DOI 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-5-11.

72. 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.

73. Подъячев, А. А. Моделирование напряженного состояния упорно-прижимных элементов установки независимого трехосного сжатия в условиях нагружения / А. А. Подъячев, П. Н. Букин, И. Е. Адеянов // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 3. – С. 70-73.

74. Подъячев, А. А. Компьютерное моделирование напряжений прижимных элементов в установке для моделирования горных напряжений / А. А. Подъячев, П. Н. Букин, К. В. Сюраева // Ашировские чтения. – 2021. – Т. 1, № 1(13). – С. 170-175.

75. Подъячев, А. А. Обобщенный анализ критериев устойчивости ствола скважины / А. А. Подъячев, В. В. Живаева, П. Н. Букин // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 3. – С. 44-46.

76. 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

77. 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.

78. Разработка воспроизводимой методики одноосного сжатия искусственных кернов для оценки ингибирующего действия буровых растворов / Е.В. Бойков [и др.] // Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: сборник матер. XX Междунар. науч.-практ. конф., 7 – 10 июня 2016 г. – Владимир: Аркаим, 2016. – С. 81 – 86.

79. Разработка методики оценки влияния технологических жидкостей на стабильность аргиллитов / В. А. Капитонов, А. Р. Салихов, Д. В. Евдокимов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 10(275). – С. 51-55.

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

81. РД 39-00147001-773-2004. Методика контроля параметров буровых растворов. – Краснодар: НПО «Бурение», 2004. – 137 с.

82. 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.

83. 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.

84. 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.

85. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. – Ред. 2.1.

– Mi Swaco, 2009. – 992 с.

86. Рябоконь, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С. А. Рябоконь. – Краснодар, 2009. – 337 с.

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

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

89. 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.

90. Таймер капиллярного всасывания [Электронный ресурс] / ООО «ТРИАС», 2024. URL: <https://fann.ru/products/tajmer-kapillyarnogo-vsasyvaniya/> (дата обращения 02.07.2024).

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

92. Третьяк, А. А. Буровые технологические жидкости для бурения и крепления горизонтальных скважин / А. А. Третьяк, М. О. Кокарев // Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М. И. Платова. – Новочеркасск: ЮРГПУ(НПИ), 2016. – 22 с.

93. 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.

94. 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.

95. 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.

96. 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.

97. 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.

98. 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.

99. 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.

100. Цивинский, Д. Н. Применение статистического метода анализа в нефтегазовом деле: учеб. пособие / Д. Н. Цивинский. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. – 377 с.

101. Чеславский, Я. В. Анализ современного состояния технологии промывки горизонтальных скважин / Я. В. Чеславский // Материалы XI международной молодежной конференции «Севергеозкотех – 2010» (19 марта 2010 г., Ухта): в 5 ч. – Ухта: УГТУ, 2010. – Ч. 4. – С. 102 – 104.

102. Чубик, П. С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей / П. С. Чубик. – Томск: НТЛ, 1999. – 300 с.

103. 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.

104. Чудинова, И. В. Обоснование и разработка составов полимерных промывочных жидкостей для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах : специальность 25.00.14 "Технология и техника геологоразведочных работ" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Чудинова Инна Владимировна, 2020. – 104 с.

105. 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.

106. 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.

107. 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.

108. 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.

109. 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.

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

111. 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.

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

113. 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.

114. 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.

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

116. 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. 135146.

117. 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.

118. 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.

119. Li, X., Cui, L., Roegiers, J.-C. Thermoporoelastic modeling of wellbore stability in non-hydrostatic stress field. 3rd North American Rock Mechanics Symposium Proceedings, NARMS '98. Int. J. Rock. Mech. Min. Sci., 1998. 584 p.

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

121. 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.

122. Mody, F.K. Borehole-Stability Model To Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling-Fluid/Shale Interactions / F. K. Mody, A.H. Hale // Journal of Petroleum Technology. – 1993. – № 45. – P. 1093–1101.

123. Palmer I.D. Prediction of Sanding Using Oriented Perforations in a Deviated Well, and Validation in the Field. / Palmer I.D., Higgs N., Ispas I., Baksh K., Krieger K.O. // SPE 98252. – 2006. – 10 p.

124. 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.

125. 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.

126. 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Сертификат калибровки машины для испытаний на сжатие MATEST



Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии
и испытаний в Самарской области»
443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 134

1 стр. из 2

СЕРТИФИКАТ О КАЛИБРОВКЕ № 017463 /E021542-2024

от 03 июля 2024 г.
дата выдачи сертификата о
калибровке

Дата калибровки 3 июля 20 24 г.

Наименование и тип средства измерений Машина для испытаний на сжатие MATEST,
заводской №, состояние СИ (при необходимости)
мод. E161PN139, зав. № E161PN139/AD/0003

Дата поступления СИ на калибровку 03 июля 2024 г.

Принадлежность средства измерений ООО "СамараНИПИнефть"
наименование и адрес заказчика

443010, Самарская область, г. Самара, Вилоновская ул., д.18

Место проведения калибровки Самарская область, г. Самара, ул. Набережная реки Самары, 1

Калибровано в соответствии с РД 50-482-84 "Машины разрывные и универсальные
наименование и номер документа на методику калибровки, кем утвержден

для статических испытаний металлов и конструкционных пластмасс" Методика поверки

При следующих значениях влияющих факторов Температура окружающего воздуха 24,6 °С;
приводят перечень влияющих факторов, нормированных

относительная влажность воздуха 41,2 %; атмосферное давление 99,8 кПа
в документе на методику калибровки, с указанием их значений

Доказательства прослеживаемости измерений

АЦД/1С-50/4И-0,5 № 10340 67638.17.2Р.01004896; АЦД/1С-500/5И-0,5 № 10341

или наименование, тип, номер сертификата калибровки, метрологические характеристики

67638.17.2Р.01004335

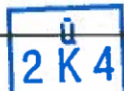
или наименование, тип, номер сертификата калибровки, метрологические характеристики

Результаты калибровки см. на обороте

действительные значения метрологических характеристик

Оценка неопределенности измерений (при необходимости) и указание о соответствии
полученной неопределенности значению целевой неопределенности не проводилась

Оттиск калибровочного клейма



Наименование и тип СИ	Машина для испытаний на сжатие MATEST мод. E161PN139					
Заводской номер	E161PN139/AD/0003					
Наименование организации, ИНН	ООО "СамараНИПИнефть", ИНН 6316058992					
Дата калибровки	03.07.2024 г.					
Калибровка проводилась при следующих условиях: температура 24,6 °С, относительная влажность воздуха 41,2 %						
С применением эталонов: Динамометр электронный АЦД/1С-50/4И-0,5 № 10340 67638.17.2Р.01004896; АЦД/1С-500/5И-0,5 № 10341 67638.17.2Р.01004335						
Диапазон до 500 kN						
Действит. нагрузка Р, кН	Показания машины по эталону, кН			Ср. значение при прямом ходе, кН	Относительная погрешность, %	Размах показаний, %
	1	2	3			
	Прямой ход	Прямой ход	Прямой ход			
0	0,00	0,00	0,00	0,000	0,0	0,00
50	50,26	50,38	50,27	50,303	0,6	0,22
100	100,14	100,11	100,15	100,133	0,1	0,01
150	150,54	150,62	150,47	150,543	0,4	0,10
200	200,49	200,54	200,36	200,463	0,2	0,02
250	250,23	250,17	250,35	250,250	0,1	0,02
300	300,65	300,58	300,48	300,570	0,2	0,06
350	350,67	350,54	350,36	350,523	0,1	0,05
400	400,38	400,41	400,53	400,440	0,1	0,04
450	450,48	450,60	450,54	450,540	0,1	0,01
Диапазон до 10 kN						
Действит. нагрузка Р, кН	Показания машины по эталону, кН			Ср. значение при прямом ходе, кН	Относительная погрешность, %	Размах показаний, %
	1	2	3			
	Прямой ход	Прямой ход	Прямой ход			
0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,00
1	0,998	0,995	0,993	0,995	-0,5	0,20
2	1,996	1,997	1,996	1,996	-0,2	0,00
3	3,021	3,015	3,014	3,017	0,6	0,03
4	4,018	4,016	4,021	4,018	0,5	0,05
5	4,992	4,995	4,994	4,994	-0,1	0,06
6	6,015	6,017	6,010	6,014	0,2	0,03
7	7,035	7,031	7,040	7,035	0,5	0,06
8	8,035	8,041	8,035	8,037	0,5	0,08
9	9,041	9,044	9,042	9,042	0,5	0,03
10	10,052	10,047	10,038	10,046	0,5	0,05

Максимальная погрешность машины составляет 0,6 %.

Максимальный размах показаний составляет 0,22 %.

Специалист, проводивший калибровку

ПРОТОКОЛ № E0021542/1-2024

приложение к сертификату о калибровке № 017463/E021542-2024

Наименование и тип СИ	Машина для испытаний на сжатие MATEST мод. E161PN139
Заводской номер	E161PN139/AD/0003
Наименование организации, ИНН	ООО "СамараНИПИнефть", ИНН 6316058992
Дата калибровки	03.07.2024 г.

Калибровка проводилась при следующих условиях: температура 24,6 °С, относительная влажность воздуха 41,2 %

С применением эталонов: Динамометр электронный АЦД/1С-50/4И-0,5 № 10340 67638.17.2Р.01004896;
АЦД/1С-500/5И-0,5 № 10341 67638.17.2Р.01004335

Диапазон до 500 кН						
Действит. нагрузка Р, кН	Показания машины по эталону, кН			Ср. значение при прямом ходе, кН	Относительна я погрешность,	Размах показаний, %
	1	2	3			
	Прямой ход	Прямой ход	Прямой ход			
0	0,00	0,00	0,00	0,000	0,0	0,00
50	50,26	50,38	50,27	50,303	0,6	0,22
100	100,14	100,11	100,15	100,133	0,1	0,01
150	150,54	150,62	150,47	150,543	0,4	0,10
200	200,49	200,54	200,36	200,463	0,2	0,02
250	250,23	250,17	250,35	250,250	0,1	0,02
300	300,65	300,58	300,48	300,570	0,2	0,06
350	350,67	350,54	350,36	350,523	0,1	0,05
400	400,38	400,41	400,53	400,440	0,1	0,04
450	450,48	450,60	450,54	450,540	0,1	0,01

Диапазон до 10 kN						
Действит. нагрузка Р, кН	Показания машины по эталону, кН			Ср. значение при прямом ходе, кН	Относительна я погрешность,	Размах показаний, %
	1	2	3			
	Прямой ход	Прямой ход	Прямой ход			
0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,00
1	0,998	0,995	0,993	0,995	-0,5	0,20
2	1,996	1,997	1,996	1,996	-0,2	0,00
3	3,021	3,015	3,014	3,017	0,6	0,03
4	4,018	4,016	4,021	4,018	0,5	0,05
5	4,992	4,995	4,994	4,994	-0,1	0,06
6	6,015	6,017	6,010	6,014	0,2	0,03
7	7,035	7,031	7,040	7,035	0,5	0,06
8	8,035	8,041	8,035	8,037	0,5	0,08
9	9,041	9,044	9,042	9,042	0,5	0,03
10	10,052	10,047	10,038	10,046	0,5	0,05

Максимальная погрешность машины составляет 0,6 %.

Максимальный размах показаний составляет 0,22 %.

Специалист, проводивший калибровку

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Сертификат калибровки установки трёхосного нагружения



ФБУ «САМАРСКИЙ ЦСМ»

Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии
и испытаний в Самарской области»
443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 134

1 стр. из 2

СЕРТИФИКАТ О КАЛИБРОВКЕ № 018640 /Е032716-1-2024

от 25 сентября 2024 г.

дата выдачи сертификата о
калибровке

Дата калибровки 25 сентября 20 24 г.

Наименование и тип средства измерений

Установка трёхосного нагружения.

заводской №, состояние СИ (при необходимости)

Модель HPS 035.6.4.380, экз. единственный

Дата поступления СИ на калибровку

25 сентября 2024 г.

Принадлежность средства измерений

ФГБОУ ВО "Самарский государственный

наименование и адрес заказчика

технический университет"

Место проведения калибровки

лаборатория ФГБОУ ВО "СГТУ"

Калибровано в соответствии с

РД50-482-84 Машины разрывные и универсальные для

наименование и номер документа на методику калибровки, кем утвержден

статических испытаний металлов и конструкционных пластмасс. Методика поверки.

При следующих значениях влияющих факторов

Температура окружающего воздуха 23,9°C;

приводят перечень влияющих факторов, нормированных

атмосферное давление 100,4 кПа; относительная влажность воздуха 35,6 %;

в документе на методику калибровки, с указанием их значений

Доказательства прослеживаемости измерений

Государственный рабочий эталон единицы силы – Динамометр электронный

сведения об используемых средствах калибровки, номер записи в ФИФ по ОЕИ

АЦДС-200/4И-0,5 № 3617 49465.12.2Р.00140560

или наименование, тип, номер сертификата калибровки, метрологические характеристики

Результаты калибровки См. на обороте.

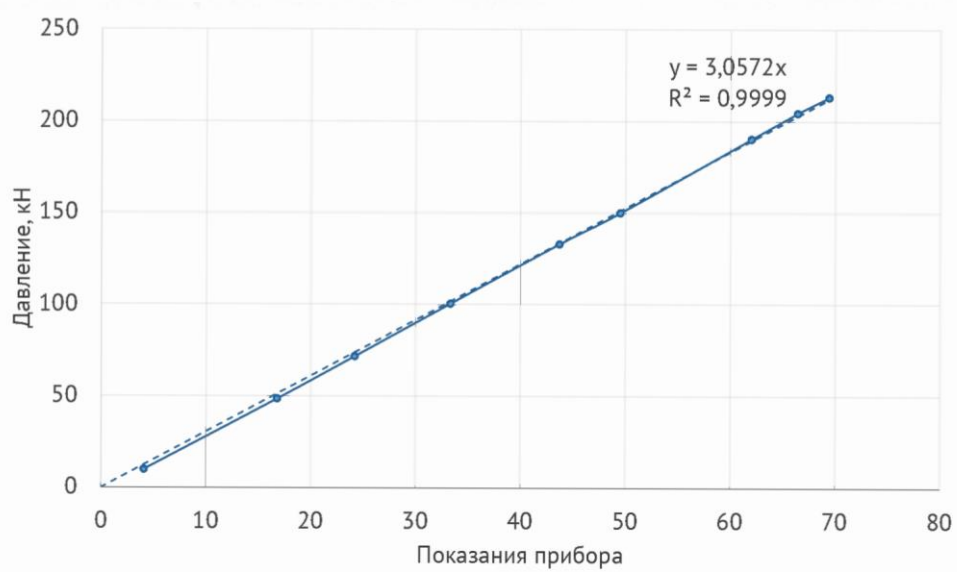
действительные значения метрологических характеристик

Оценка неопределенности измерений (при необходимости) и указание о соответствии
полученной неопределенности значению целевой неопределенности не проводилась

Оттиск калибровочного клейма



Номинальное значение нагрузки установки	Показание динамометра, кН
4,1	10,00
16,8	48,57
24,2	71,77
33,3	100,53
43,7	133,08
49,5	150,12
62,0	190,48
66,4	204,57
69,4	213,24



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Результаты внедрения метода оценки влияния буровых растворов на физико-механические свойства аргиллитов



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«САМАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕДОБЫЧИ»
 (ООО «СамараНИПИнефть»)

Утверждаю
 Заместитель генерального директора по
 исследованиям и инжинирингу добычи
 ООО «СамараНИПИнефть»



С.В. Бодоговский

Справка об использовании
результатов кандидатской диссертации
Букина Павла Николаевича
по научной специальности

2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Рабочая комиссия в составе:

Председатель – начальник отдела исследований для поддержания проектирования, Сорокин С.А.;

Члены комиссии:

– заведующий лабораторией аналитических и технологических исследований при строительстве скважин, Абрамов А.А.;

– ведущий инженер лаборатории аналитических и технологических исследований при строительстве скважин, Тонеева М.С.

Рабочая комиссия составила настоящую справку о том, что результаты диссертации на тему «Обоснование и разработка метода оценки влияния буровых растворов на физико-механические свойства кошайских глин при бурении боковых стволов», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в Лаборатории аналитических и технологических исследований при строительстве скважин с февраля 2025 г. по июль 2025 г. при оценке влияния силикатного бурового раствора на образцы аргиллитов. Результаты исследований показали повышение прочности на сжатие образцов аргиллита в среде силикатного бурового раствора по сравнению с хлоркалиевым биополимерным буровым раствором.

Разработанный метод планируется к использованию при проведении научно-исследовательских работ в Лаборатории аналитических и технологических исследований при строительстве скважин ООО «СамараНИПИнефть».

Начальник отдела исследований
 для поддержания проектирования

Заведующий лабораторией аналитических
 и технологических исследований
 при строительстве скважин

Ведущий инженер лаборатории
 аналитических и технологических
 исследований при строительстве скважин

С. А. Сорокин

А. А. Абрамов

М.С. Тонеева

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Патент на изобретение № 2838664

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2838664**СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ОБРАЗЦОВ АРГИЛЛИТА,
НАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВЫМ ФЛЮИДОМ ИЛИ
ЕГО МОДЕЛЬЮ, С СОХРАНЕНИЕМ
ТРЕЩИНОВАТОСТИ**Патентообладатель: **Букин Павел Николаевич (RU)**Авторы: **Букин Павел Николаевич (RU), Капитонов
Владимир Алексеевич (RU)**

Заявка № 2024128263

Приоритет изобретения **24 сентября 2024 г.**Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретенийРоссийской Федерации **22 апреля 2025 г.**Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **24 сентября 2044 г.***Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью

Сертификат 0692e761a6300b15412401670bca2026

Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**

Действителен с 10.07.2024 по 03.10.2025

Ю.С. Зубов