

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



**ШАЛЯПИНА АДЕЛЯ ДАНИЯРОВНА**

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ  
УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, профессор  
Кузнецов Владимир Григорьевич

Тюмень – 2024

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ СОХРАНЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	12
1.1 Актуальность вопроса обеспечения устойчивости ствола скважины при бурении в интервалах глинистых пород.....	12
1.2 Анализ причин осложнений, возникающих при бурении в интервалах глинистых пород на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».....	13
1.3 Анализ методов сохранения устойчивости глинистых пород при бурении в интервалах их залегания.....	19
1.4 Общие принципы сохранения устойчивости стенок скважин при бурении боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых глинистых пород.....	24
1.5 Анализ опыта применения различных методов сохранения устойчивости глинистых пород при бурении боковых стволов скважин.....	39
Выводы по главе 1.....	46
ГЛАВА 2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ И МЕТОДИК ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	47
2.1 Физико-химические механизмы сохранения устойчивости глинистых пород. Обоснование выбора химических реагентов для создания технологической жидкости.....	47
2.2 Методы исследований глинистых образцов в технологических жидкостях.	55
2.2.1 Метод исследования прочности глинистых образцов после взаимодействия с технологическими жидкостями.....	55
2.2.2 Метод исследования линейного увеличения высоты глинистых образцов в технологических жидкостях.....	57

2.2.3	Метод исследования механизма диспергирования глинистого материала в технологических жидкостях.....	58
2.3	Методика проведения лабораторных исследований по оценке устойчивости глинистых пород в технологических жидкостях.....	59
2.4	Методика оптимизации состава технологической жидкости. Планирование эксперимента.....	62
2.5	Методика оценки совместимости применяемых при бурении скважин растворов.....	68
	Выводы по главе 2.....	70
	<b>ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ .....</b>	<b>71</b>
3.1	Обоснование выбора химических реагентов, предназначенных для сохранения устойчивости глинистых пород.....	71
3.2	Результаты лабораторных исследований химических реагентов определением прочности глинистых образцов .....	72
3.3	Результаты лабораторных исследований влияния химических реагентов на линейное увеличение глинистых образцов .....	74
3.4	Результаты оптимизации компонентного состава технологической жидкости .....	89
3.5	Результаты исследования совместимости разработанной технологической жидкости и применяемого при строительстве боковых стволов бурового раствора.....	109
	Выводы по главе 3.....	112
	<b>ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ РАЗРАБОТАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ .....</b>	<b>113</b>
4.1	Технология приготовления технологической жидкости в промысловых условиях .....	115
4.2	Порядок технологии закачивания технологической жидкости в интервал неустойчивых глинистых пород .....	116

4.3 Результаты испытаний технологической жидкости при бурении скважин № 527Л Восточно-Перевального месторождения и № 706Л Ватьеганского месторождения .....	117
4.4 Экономический эффект от применения технологической жидкости при бурении скважин .....	119
Выводы по главе 4.....	121
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	122
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ .....	123
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	124
Приложение А. Уравнения регрессии и коэффициенты детерминации зависимостей исследуемых растворов .....	138
Приложение Б. Матрица математического планирования эксперимента по методу Бокса-Бенкена .....	140
Приложение В. Результаты исследований глинистых образцов на модернизированном фильтр-прессе НТНР.....	142
Приложение Г. Внешние виды глинистых образцов после их исследования на модернизированном фильтр-прессе НТНР в жидкостях различных составов .....	144
Приложение Д. Справка о внедрении .....	148
Приложение Е. Патент на изобретение № 2787698 «Технологическая жидкость для закрепления неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений в нефтяных и газовых скважинах» .....	149

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

Опыт бурения скважин на месторождениях в интервалах с зенитными углами более  $60^\circ$  показывает, что существует высокая вероятность возникновения осложнений, обусловленных наличием во вскрываемых разрезах неустойчивых глинистых пород. Осыпи и обвалы возникают при бурении скважин на геологических объектах Сургутского (пласты АС<sub>9</sub>, БС<sub>11</sub>) и Вартовского сводов (пласты АВ<sub>2</sub>, АВ<sub>8/1</sub>, БВ<sub>1</sub>, БВ<sub>3</sub>). При этом вероятность возникновения осыпей и обвалов глинистых отложений выше при бурении боковых стволов, чем при строительстве наклонно направленных скважин, на 48 %.

Согласно результатам анализа баланса календарного времени строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», установлено, что в период с 2018 по 2023 гг. при бурении боковых стволов на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов зафиксировано 413 различных осложнений, из которых 35 % связано с неустойчивостью стенок скважин при бурении в интервалах глинистых пород. Время, затраченное на ликвидацию осложнений, связанных с дестабилизацией стенок скважины, составило в среднем 15 % от общего времени строительства боковых стволов.

В частности, опыт вскрытия пласта БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения показывает, что неустойчивость покачевско-савуйских отложений ванденской свиты произошла на 17 из 22 скважин, пробуренных в период с 2018 по 2023 гг. Среднее значение непроизводительного времени, связанного с ликвидацией осыпей и обвалов, составило 17,2 % от общего времени строительства скважин.

Неснижающаяся динамика возникновений дестабилизации глинистых отложений обуславливает необходимость разработки стабилизирующей технологической жидкости, способной предупреждать осыпи и обвалы при бурении боковых стволов в рассматриваемых интервалах.

## **Степень разработанности темы исследования**

Исследованиями и разработкой технологий стабилизации глинистых пород при бурении скважин занимались О. К. Ангелопуло, В. С. Баранов, Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, А. А. Васильченко, В. С. Войтенко, М. М. - Р. Гайдаров, В. Д. Городнов, Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли, К. Ф. Жигач, А. М. Киреев, Г. В. Конесев, К. Н. Кулиев, В. А. Мосин, Ю. М. Проселков, П. А. Ребиндер, В. И. Рябченко, E. Van Oort, A. F. Boyd, T. I. Ballard и другие ученые. Такие технико-технологические решения, как использование профильного перекрывателя, спуск промежуточной обсадной колонны, применение высокоингибированных, катионных, эмульсионных, углеводородных буровых растворов, направлены на обеспечение безаварийного бурения в интервалах, сложенных неустойчивыми отложениями. Данные методы недостаточно обеспечивают стабильность глинистых пород и влекут дополнительные затраты. Эти обстоятельства требуют разработку стабилизирующей технологической жидкости для обеспечения стабильности стенок скважин в интервалах, сложенных неустойчивыми глинистыми отложениями, в частности, покачевско-савуйской пачки глин Ватьеганского месторождения и для быстринских отложений Восточно-Перевального месторождения.

## **Цель диссертационной работы**

Повышение эффективности строительства боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых глинистых отложений путем применения технологической жидкости.

## **Основные задачи исследования**

1. Установить причины обвалообразования глинистых пород, возникающих при бурении боковых стволов на месторождениях, расположенных в пределах Сургутского и Вартовского сводов Западной Сибири.

2. Создать стабилизирующую технологическую жидкость, предназначенную для предупреждения осыпей и обвалов глинистых отложений, и выполнить оптимизацию ее состава с учетом горно-геологических условий бурения боковых стволов.

3. Разработать методику проведения лабораторных исследований по оценке устойчивости глинистых отложений в технологической жидкости с учетом влияния бурового раствора, находящегося во взаимодействии с горной породой.

4. Провести опытно-промышленные испытания технологической жидкости при бурении боковых стволов в неустойчивых глинистых отложениях месторождений Сургутского и Вартовского сводов.

**Объектом исследования** являются неустойчивые глинистые отложения месторождений Сургутского и Вартовского сводов.

**Предметом исследования** – физико-химические механизмы, направленные на сохранение устойчивости глинистых пород при бурении боковых стволов.

#### **Научная новизна работы**

1. Обоснован комплексный физико-химический механизм ингибирования (замещение катионов металлов в межслоевом пространстве глинистых минералов на катион калия); укрепления стенок скважины (заполнение порового и трещиноватого пространств гелевым образованием поливалентных металлов и силикатами щелочных металлов); гидрофобизации поверхности глинистых отложений асфальтенами.

2. Получена математическая модель, позволяющая регулировать время устойчивого состояния глинистых отложений при бурении боковых стволов на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов.

3. Разработана методика проведения лабораторных исследований воздействия технологических жидкостей на неустойчивые глинистые породы с учетом влияния составов буровых растворов.

#### **Теоретическая значимость работы**

1. Теоретически обосновано комплексное действие на неустойчивые глинистые породы среднего катагенеза путем применения реагентов, обладающих ингибирующим, крепящим и гидрофобизирующим свойствами.

2. Установлены закономерности ранжирования по эффективности химических реагентов, используемых при разработке технологической жидкости, по видам действия: ингибирование (хлорид калия, полиэтиленгликоль, формиат

калия, карбоксилигносульфонат пековый, карбонат калия); укрепление стенок скважины (силикаты натрия, калия); гидрофобизация (комплексный реагент сульфированный асфальт и окисленный битум, битуминозный водорастворимый сульфонат, сульфированный асфальт, природный асфальт), что позволило осуществить выбор наиболее эффективных реагентов и обосновать их влияние на время устойчивого состояния глинистых образцов.

### **Практическая значимость работы**

1. Разработанная технологическая жидкость позволила обеспечить устойчивость глинистых отложений в стабильном состоянии на протяжении 13 суток при бурении боковых стволов (патент на изобретение РФ № 2787698).

2. Разработанная технологическая жидкость применена при бурении боковых стволов скважин № 527Л куста № 12 Восточно-Перевального месторождения и № 706Л куста № 27 Ватъеганского месторождения, что позволило пробурить боковые стволы без осложнений, и получить потенциальный экономический эффект от недопущения затрат на ликвидацию осложнений в размере 6,1 млн руб.

### **Методология и методы исследования**

Поставленные задачи решались путем анализа и обобщения результатов научных разработок и промысловых сведений, содержащихся в опубликованных научных источниках и патентах российских и зарубежных специалистов, проведения экспериментальных исследований с применением оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в аккредитованной лаборатории, использования математических инструментов и вычислительных алгоритмов при анализе полученных результатов. Опытно-промышленные испытания выполнены на месторождениях, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Сохранение устойчивости глинистых пород, склонных к обвалообразованию, обеспечивается комплексным действием ингибирования механизма гидратации и набухания, их укреплению путем образования



кремниевого геля, гидрофобизации поверхности стенок скважины использованием технологической жидкости.

2. Применение разработанной методики оценки устойчивости глинистых отложений позволяет прогнозировать их поведение в технологической жидкости при бурении боковых стволов.

3. Состав разработанной технологической жидкости, содержащий карбоксиметилцеллюлозу (1,5-3,5 %), силикат натрия (4,5-7 %), хлорид калия (9-15 %), полиэтиленгликоль (0,1-0,4 %), сульфированный асфальт и окисленный битум (1-3 %), позволяет сохранить устойчивость глинистых образцов на 13,5 часов в лабораторных условиях.

**Личный вклад автора** заключается в анализе причин возникновения осыпей и обвалов глинистых пород, возникающих при бурении боковых стволов, проведенном на основании обзора научных источников; в обосновании выбора химических реагентов, входящих в состав технологической жидкости, предназначенной для сохранения устойчивости глинистых отложений; в оптимизации ее состава; в разработке методики проведения лабораторных исследований воздействия технологических жидкостей на неустойчивые глинистые породы с учетом влияния составов буровых растворов; в написании разделов диссертационной работы; в подготовке к публикации научных статей.

#### **Степень достоверности результатов проведенного исследования**

Экспериментальные исследования выполнены в соответствии с ГОСТ в аккредитованной лаборатории ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». В качестве исследуемого материала использован образец керна, отобранный в интервале покрышки пласта БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения с глубины 2388-2396 м по абсолютной отметке. Результаты интерпретации лабораторных опытов базируются на проведенных расчетах в программном обеспечении Statistica и соответствуют классическим математическим подходам по установлению коэффициентов детерминации, находятся в диапазоне допустимых доверительных интервалов. Достоверность выводов подтверждается фактическими результатами проведенных опытно-промышленных испытаний разработанной технологической жидкости при

бурении боковых стволов на Восточно-Перевальном и Ватьеганском месторождениях; публикациями в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ; апробациями на международных и всероссийских конференциях.

### **Апробация результатов**

Результаты исследований по теме диссертационной работы представлены на следующих конференциях: Международной научно-практической конференции молодых исследователей им. Д. И. Менделеева (Тюмень, 2019-2023 гг.); Международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Тюмень, 2020 г.); Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2020-2021 гг.); X Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (Тюмень, 2020 г.); Национальной научно-практической конференции с международным участием «Нефть и газ: технологии и инновации» (Тюмень, 2020-2021 гг.); Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ» (Москва, 2020, 2022 гг.); XIV Международном научно-техническом конгрессе студенческого отделения общества инженеров-нефтяников SPE (Тюмень, 2021 г.); Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2020-2022 гг.); Международной научно-практической конференции «Научная территория: технологии и инновации» (Тюмень, 2022-2023 гг.); Международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-техническими условиями их разработки» (Тюмень, 2021-2024 гг.).

### **Публикации**

Основные результаты отражены в 21 научной работе: 5 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации; 15 статьях в сборниках

материалов международных и национальных научно-практических конференций; патенте на изобретение № 2787698.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Тема работы и ее содержание соответствует формуле специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин в части пункта 5. «Осложнения и предупреждение осложнений при строительстве скважин. Прогнозирование аварийных инцидентов с буровым инструментом, факторов, влияющих на риски при строительстве скважин. Технологии и технические средства для ликвидации осложнений и аварий в скважине. Методы и технологии обеспечения устойчивости ствола скважины»; пункта 7. «Физико-химические процессы в объеме технологических жидкостей. Составы, свойства и технологии применения технологических жидкостей, химических реагентов для бурения и освоения скважин. Фильтрационные процессы в скважине».

### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа изложена на 149 страницах машинописного текста и состоит из введения, четырех глав, заключения, перечня сокращений, списка использованных источников, включающего 112 наименований. Работа содержит 20 таблиц, 36 рисунков и 6 приложений.

Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н., профессору В. Г. Кузнецову и профессорско-преподавательскому составу кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета. Автор признателен коллегам ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» за практические советы, корректировки и обеспечение внедрения результатов работы.

# ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ СОХРАНЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

## 1.1 Актуальность вопроса обеспечения устойчивости ствола скважины при бурении в интервалах глинистых пород

Согласно данным по балансу календарного времени строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в период с 2018 по 2023 гг. экономические потери на борьбу с обвалообразованиями составляют в среднем 15 % от общего времени строительства. Осыпи и обвалы стенок скважины отмечаются при прохождении неустойчивых глинистых пород. В процессе бурения происходит их увлажнение, что в итоге снижает предел их прочности. Проникновение свободной воды, которая содержится в буровых растворах, в горизонты, сложенные неустойчивыми глинами среднего катагенеза, может привести к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и, в конечном счете, к обрушению на ее забой [1].

Накопленный опыт бурения показывает, что использование современного бурового оборудования и технологий, промывочных жидкостей, предназначенных для бурения скважин с зенитными углами более  $60^\circ$  в разрезах, сложенными неустойчивыми глинистыми отложениями, не всегда обеспечивают проходку таких скважин без осложнений [2]. Так, например, основной проблемой при бурении боковых стволов скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» является вскрытие с большим зенитным углом свыше  $60^\circ$  покочевско-савуйской пачки глин – покрышки пласта БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения. При бурении боковых горизонтальных стволов скважин на этот объект происходят осложнения (осыпи, обвалы), которые могут привести к дополнительным затратам времени на проработки и восстановление ствола, имеют место прихваты инструмента, потери стволов скважин. Следует отметить, что необходимость повышения эффективности бурения на пласт БВ<sub>1</sub> Ватьеганского

месторождения ТПП «Повхнефтегаз» определяется тем, что на объекте сосредоточены существенные запасы нефти: геологические запасы нефти по пласту БВ<sub>1-2</sub> составляют – 88,4 млн т, извлекаемые запасы – 25,4 млн т, что предопределяет необходимость их эффективной разработки.

## 1.2 Анализ причин осложнений, возникающих при бурении в интервалах глинистых пород на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

С 2018 по 2023 гг. зафиксировано 1289 различных осложнений, произошедших при бурении второго ствола, из них 413 произошло на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов. 35 % осложнений связано с неустойчивостью стенок скважин при бурении в интервалах глинистых пород. Количество НПВ, затраченного на ликвидацию осложнений, связанных с неустойчивостью стенок скважины в интервале залегания глинистых пород, составило в среднем 17,2 % от общего времени строительства боковых стволов. На Рисунках 1.1-1.4 приведены затраты времени на строительство боковых стволов за период 2018-2023 гг. в разрезе месторождений и эксплуатационных объектов.

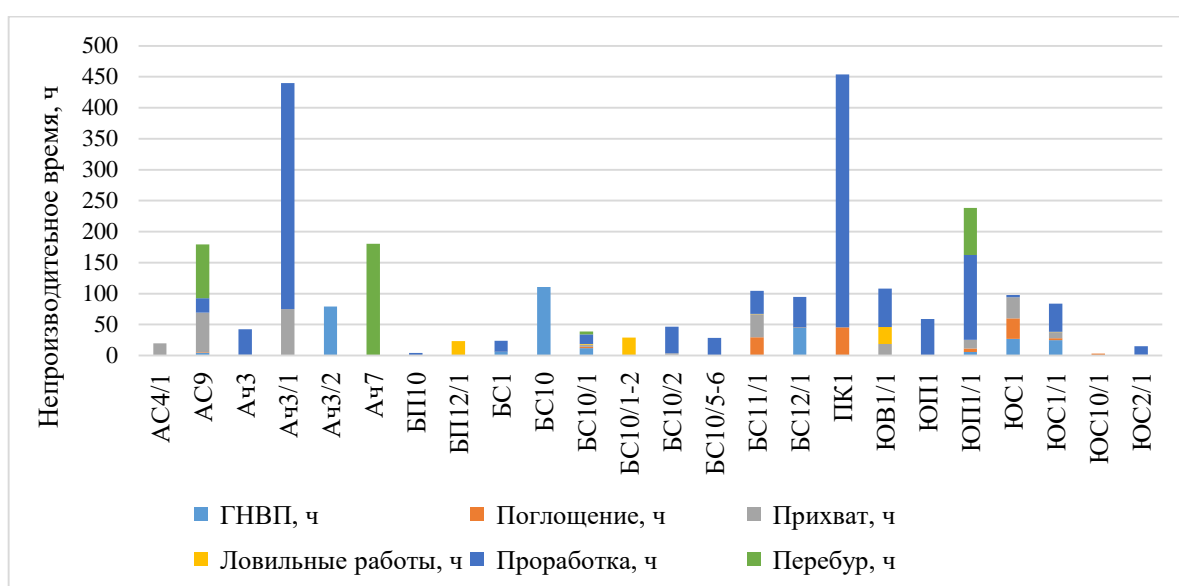


Рисунок 1.1 – Средние затраты времени на ликвидацию осложнений на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» по эксплуатационным объектам

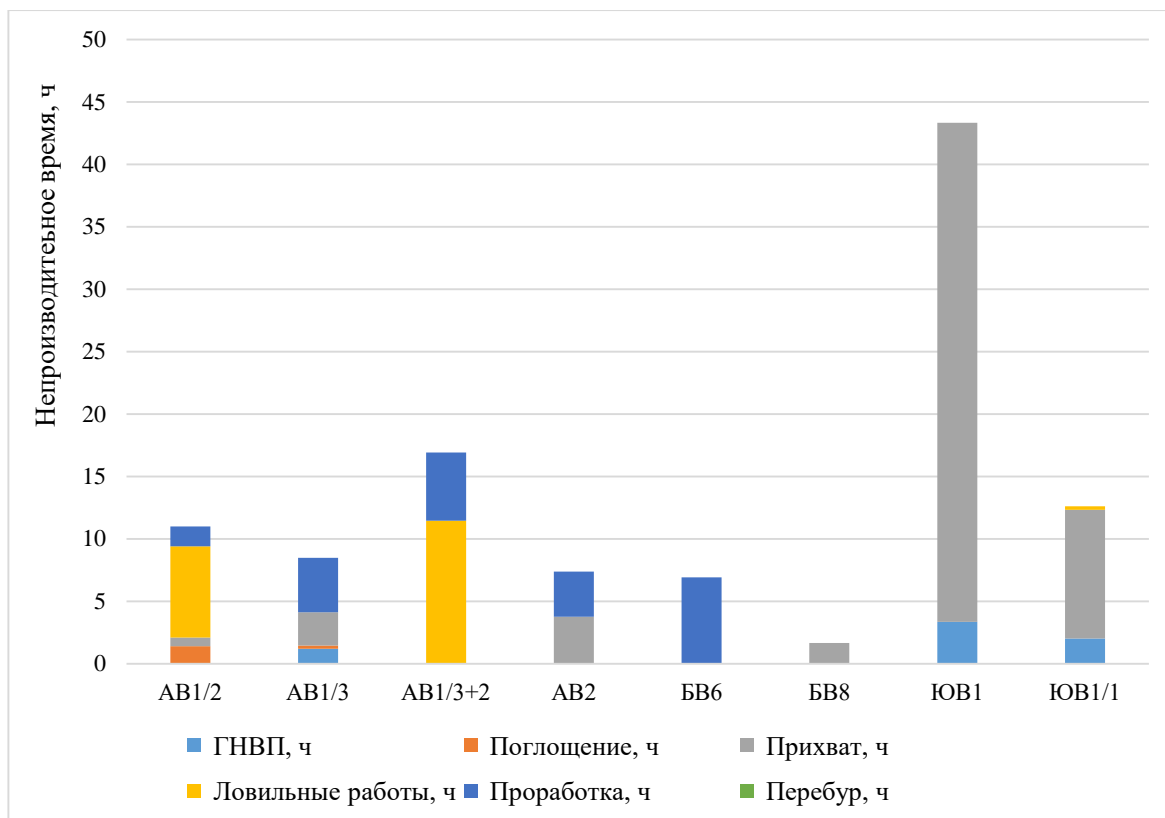


Рисунок 1.2 – Средние затраты времени на ликвидацию осложнений на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» по эксплуатационным объектам

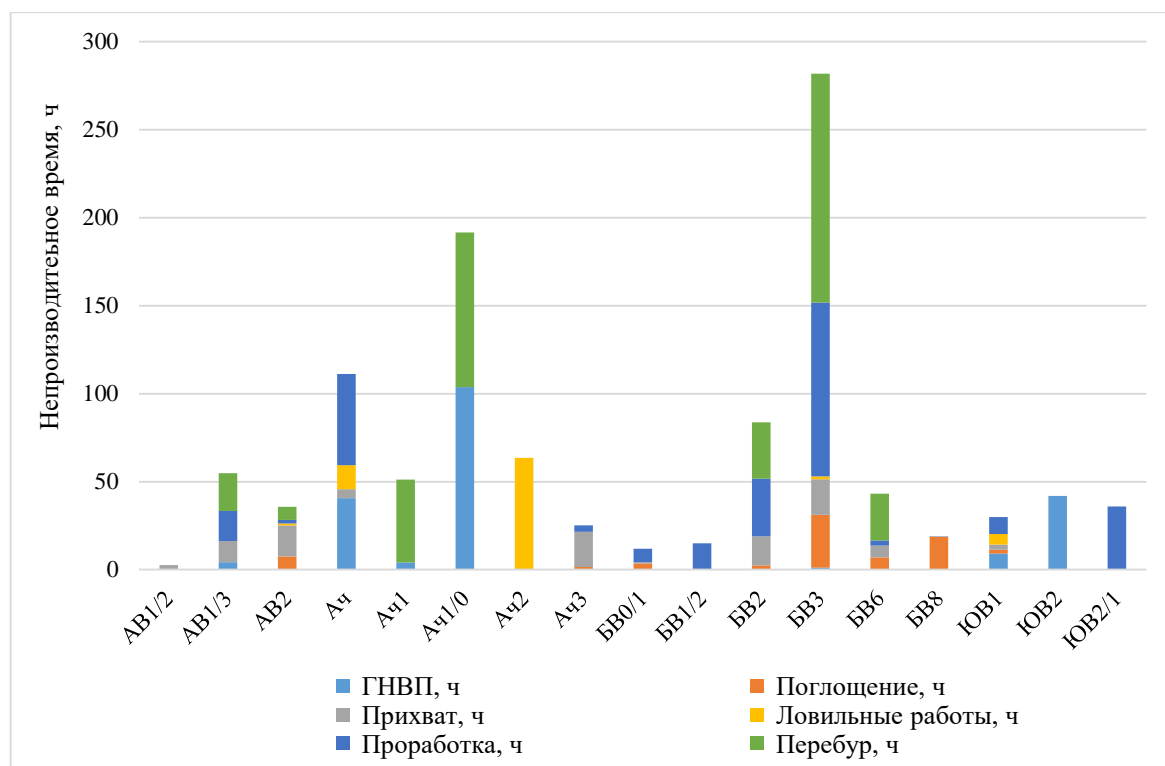


Рисунок 1.3 – Средние затраты времени на ликвидацию осложнений на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» по эксплуатационным объектам

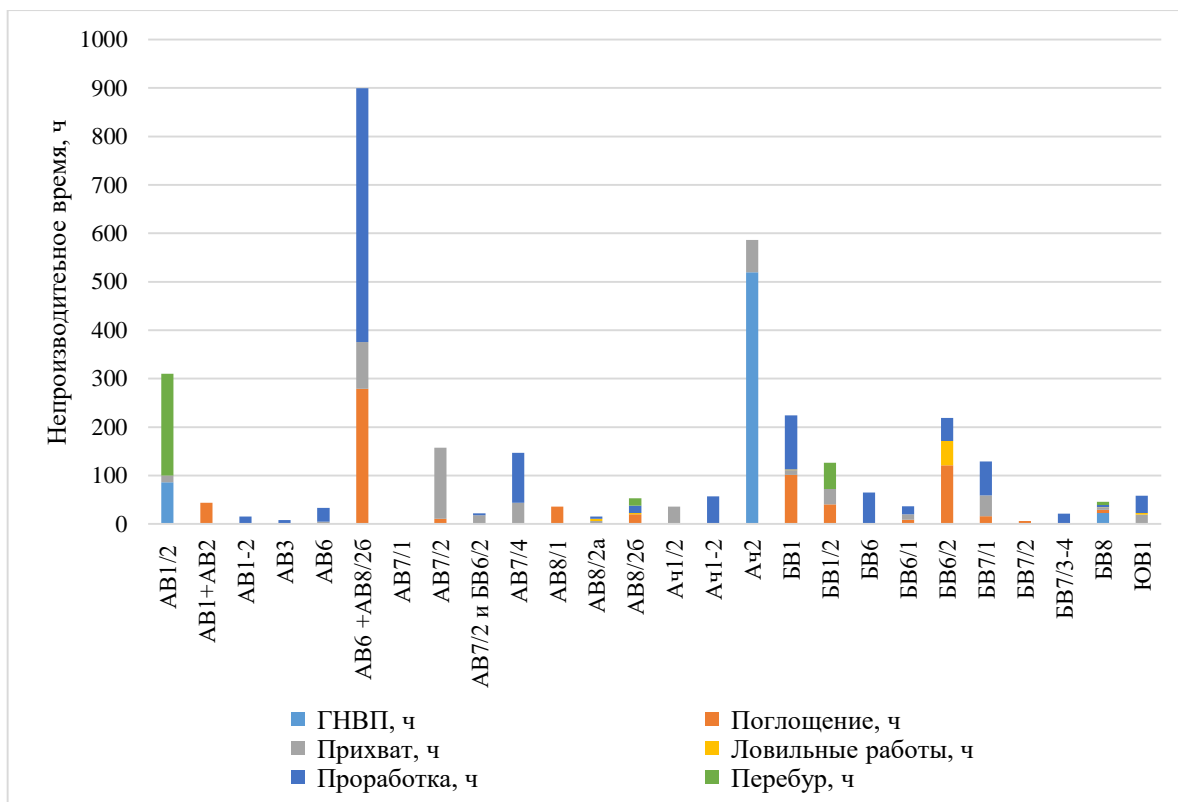


Рисунок 1.4 – Средние затраты времени на ликвидацию осложнений на месторождениях ГПП «Повхнефтегаз» по эксплуатационным объектам

Проведенный анализ показал, что осложнения при бурении боковых стволов скважин во многом зависят от эксплуатационного объекта, что связано с наличием или отсутствием неустойчивых глинистых пород-покрышек данных объектов, наличием или отсутствием во вскрываемом разрезе продуктивных пластов. При строительстве боковых стволов на продуктивный пласт АВ<sub>1/2</sub> Ватьеганского месторождения (кошайская пачка глин) непроизводительное время по причине дополнительных проработок составило более 15 ч (2 % от производительного времени), прихваты – более 4 ч (0,5 %) при достаточно большой доле скважин с осложнениями – 7 из 19 (37 %). При строительстве боковых стволов на продуктивный пласт БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения (покачевско-савуйская пачка глин) осложнения происходили на 6 из 6 скважин (100 %). При этом в среднем на скважину более 311 ч НПВ (22 % от общего времени строительства) затрачено на ликвидацию поглощений и более 396 ч (28 %) – на осложнения, связанные с неустойчивостью ствола скважин. Данные осложнения отмечены и при

строительстве боковых стволов на объекты АВ<sub>8/1</sub> Ватьеганского месторождения; ВС<sub>11</sub> Кустового и Тевлинско-Русскинского месторождений; АВ<sub>2</sub>, БВ<sub>6</sub> Кечимовского месторождения; ЮВ<sub>1</sub> Нонг-Еганского месторождения; АВ<sub>2</sub>, БВ<sub>3</sub> Покачевского месторождения, группы пластов Б Восточно-Перевального месторождения.

Проведенный аналитический обзор свидетельствует о том, что, исходя из опыта бурения горизонтальных скважин на целевой объект БВ<sub>1</sub>, в интервале транспортного ствола с зенитным углом более 60° существует высокая вероятность получения осложнений, связанных с наличием покачевско-савуйской глинистой пачки мощностью 6-20 м и аномально-низких пластовых давлений. Осложнения характеризуются осыпями и обвалами стенок скважин, сужением стволов, которые в дальнейшем могут приводить к прихвату бурильных и обсадных колонн, их недоспускам, поглощениям промывочных жидкостей.

Обвалы стенок скважин происходят чаще всего при разбурировании неустойчивых глин среднего катагенеза [3-6]. Причины этих осложнений многообразны и механизмы некоторых процессов, происходящих на макро- и микроуровне в зоне разрушения пород, не до конца изучены.

Высокая водоотдача буровых растворов на водной основе, по мнению В. С. Баранова [7], является их основным недостатком при борьбе с неустойчивостью ствола скважины. При использовании буровых растворов с пониженной водоотдачей, отмечается высокая результативность их применения при борьбе с осложнениями в интервалах неустойчивых пород, однако этим проблема полностью не решается. Подобного мнения придерживается и В. С. Шаров, считающий, что основной причиной обвалов является набухание глинистых отложений [8].

По мнению М.-М. Р. Гайдарова, А. А. Хуббатова и др. ученых [9-11], причиной неустойчивости глинистых пачек является их увлажнение – пропитка дисперсной средой межчастичного и межпакетного пространств, приводящая к набуханию, нарушению строения и ослаблению прочности структурных связей между частицами пород. Такого же мнения придерживается и



М. Г. Храмченков [12], который полагает, что их неустойчивость связана, главным образом, с гидратацией и набуханием глинистых частиц, которое, в свою очередь, обусловлено гидрофильным характером глинистых минералов. Однако, по его мнению, основной механизм набухания – осмотический.

Гидратация и набухание глинистых пород происходит в результате воздействия на них воды, содержащейся в фильтрате бурового раствора на водной основе, который может проникать в породу путем фильтрации, вода – в результате осмоса, а растворенные в ней вещества в том числе в процессе диффузии. Причиной осмотического набухания является разница концентраций солей в воде, окружающей набухающие агрегаты, и во внутриагрегатном растворе. Если концентрация внешнего по отношению к набухающим агрегатам раствора меньше суммарной концентрации раствора, находящегося во внутриагрегатных порах, то происходит набухание породы, которое возрастает с повышением разницы концентраций этих растворов. Если концентрация внешнего раствора больше концентрации порового раствора, то может происходить обратный процесс. При этом может наблюдаться сжатие породы, подобное происходящему при ее высыхании [13, 14].

По мнению А. Б. Сулейманова [15], причины обвалов связаны с тем, что при бурении глина из-за снижения бокового давления упруго расширяется, так как гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, не компенсирует потерю горного давления со стороны скважины. При этом порода «впитывает» фильтрат бурового раствора. Вода, проникая в поры глины, «включает» капиллярное давление, и начинается выпучивание глины. Глина обрушается, попадает в ствол скважины и происходит образование каверн.

Накопленный практический опыт бурения показывает, что в значительной степени на устойчивость ствола скважины влияет напряженное состояние горных пород [16]. Так, горное давление оказывает влияние на выпадение частиц глин в ствол скважины ввиду слабого противодействия на пласт. Схематично этот процесс представлен на Рисунке 1.5.

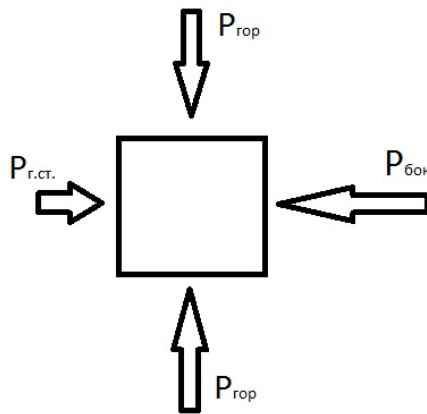


Рисунок 1.5 – Влияние горного  $P_{гор}$  и гидростатического  $P_{г.ст.}$  давлений на стенку скважины

Устойчивость глинистых пород среднего катагенеза в значительной мере зависит от наличия в ней микротрещиноватости [17]. Все твердые тела обладают дефектами структуры. Проникающий по микротрещинам фильтрат бурового раствора в зависимости от химического состава вызовет тот или иной эффект понижения прочности и, соответственно, устойчивости стенки скважины [18-20]. Таким образом, анализ научных источников позволяет обозначить основные причины неустойчивости глинистых пород при бурении скважин в соответствующих интервалах:

1. нарушение естественного напряженно-деформированного состояния глинистой породы, которое определяется ее литогенетической характеристикой и результатом воздействия фильтрата бурового раствора [21];

2. кристаллическое набухание, возникающее в результате адсорбции мономолекулярных слоев воды на базальных поверхностях кристаллов глинистых минералов, как наружных, так и межслоевых [22-24];

Практический опыт бурения скважин позволил выработать различные технические и технологические способы сохранения устойчивости ствола скважины. В основном к этим способам относятся регулирование параметров бурового раствора (показатель фильтрации и косвенно вязкость бурового раствора) и механизм физико-химического взаимодействия бурового раствора со стенками скважины [25, 26]. Способы сохранения устойчивости ствола скважины можно классифицировать следующим образом [27-29]:

1. применение растворов на водной основе с высокими ингибирующими свойствами (ингибированные хлоркалийевые, катионные системы);
2. применение буровых растворов на безводной основе, которые не оказывают разупрочняющего действия на глинистые породы, при этом сохраняют их естественные прочностные характеристики (растворы на углеводородной основе, инвертные эмульсионные растворы);
3. спуск и установка профильных перекрывателей, промежуточных колонн, способствующих сохранению номинального диаметра ствола скважины;
4. применение технологических жидкостей, образующих упругий гидрофобный непроницаемый слой, повышающий стабильность стенок скважины.

### **1.3 Анализ методов сохранения устойчивости глинистых пород при бурении в интервалах их залегания**

Для обеспечения устойчивости стенок ствола скважины обосновывается не только плотность промывочной жидкости, но и ее состав [30, 31]. Химические добавки, сохраняющие устойчивость глинистых пород, выбираются после определения типов и количества присутствующих в разрезе глинистых минералов, их естественной увлажненности и плотности, минерализации поровых вод [32-34]. По мнению исследователей [35, 36] существует зависимость состояния глинистых отложений от минерализации пластовых флюидов, и, соответственно, проблема гидратации и набухания глинистых пород. Ученые указали на необходимость поддержания низких значений фильтрации как одного из основных факторов влияния на стабильность ствола скважины. Наряду с показателем фильтрации важным фактором является увлажненность глинистой породы в естественных условиях залегания. Глинистые породы с незначительной влажностью, как правило, теряют устойчивость в водной среде быстрее, чем их более влажные разновидности [37]. Поскольку изменение основных прочностных свойств глинистой породы зависит от степени ее увлажнения, выделяют три их класса: сильно увлажненные (иначе высокопластичные, текучие), увлажненные (или пластичные),

слабоувлажненные (или гидратационно-активные) [29, 38]. Отмечено, что в ряде случаев более высокие показатели фильтрации различных растворов приводят к большей устойчивости стенок скважины, чем растворы с меньшей водоотдачей в аналогичных условиях [39-41]. Большинство глинистых отложений обладает низкой проницаемостью и по этой причине являются хорошими флюидоупорами [42, 43]. Минимальное влияние фильтрационной составляющей на устойчивость ствола скважины относится к глинам на ранней стадии литогенеза. В таких глинах диаметр водопроводящих каналов составляет 0,1-1,2 нм. Для глин поздних стадий литогенеза, обладающих хрупкостью, подвергшихся тектоническим воздействиям и разрушению, характерны поровые каналы больших размеров, следовательно, в них играет определенную роль фильтрация бурового раствора [44].

Результаты экспериментов [45] свидетельствуют о том, что глинистые отложения имеют невысокую эффективность как полупроницаемые мембраны, а, следовательно, эффекты осмотического переноса воды в них будут иметь минимальное влияние на разупрочнение глинистых пород. Баллардом Т. Дж. [45] указывается, что на основании проведенных исследований с радиоактивными изотопами (трассерами), не удалось обнаружить каких-либо признаков существования осмотического переноса воды в глинах с пористостью вплоть до исключительно низкой. Так, в работах [46-48] имеются противоречия относительно существования осмотической гипотезы. Во-первых, равные концентрации ионов калия, натрия, кальция теоретически дают одинаковые осмотические давления. Ионы калия имеют значительное преимущество перед катионами натрия и кальция. Во-вторых, это отсутствие в реальных условиях полупроницаемой мембраны в глинах. Наличие условия полупроницаемой мембраны, ограничивающей ионный перенос для разделения двух жидкостей, имеющих различные значения активности воды, является одним из основных предпосылок осмотической теории. Третьим противоречием, по мнению Бойда П. Дж. [45, 49], является незначительность осмотического давления в сравнении с репрессией бурового раствора. Таким образом, сделан вывод, что даже если какие-то осмотические явления и

существуют в реальных условиях в скважине, они не оказывают существенного влияния на устойчивость ствола скважины.

В работах [29, 50] приведены результаты экспериментов по длительной фильтрации растворов различных солей в разнообразных образцах глин на установке УИПК-М, которые подтвердили, что проницаемость глинистых пород существенно зависит от минерализации и состава фильтрующейся жидкости. Под влиянием концентрированных хлоридных рассолов проницаемость значительно возрастает (относительно исходной небольшой) по сравнению с проницаемостью той же породы для пресной воды. В зависимости от типа глин, их минерализации, состава фильтрующейся жидкости и поглощенных катионов, коэффициент проницаемости возрастает в несколько раз. Увеличение проницаемости глин обусловлено сложными механизмами физико-химического взаимодействия фильтрующейся жидкости с породой. В условиях длительной фильтрации изменение проницаемости существенно зависит от временного фактора. Характерным для этих экспериментов является то, что при длительном фильтровании через образцы глин (от 24 до 41 суток), они не разрушились.

В работе [45] показано, что скорость диффузии воды и ионов через глины варьируется от ее типа и пористости. Существует корреляция между данными параметрами: темпы роста диффузии увеличиваются по мере того, как увеличивается пористость, пока не будет достигнуто значение свободной диффузии. При низких значениях пористости преобладают поверхностные взаимодействия между ионами и глинистыми минералами. Когда пористость возрастает, поверхностные взаимодействия становятся менее важными по сравнению со свободной диффузией в поровом пространстве. Ионный перенос при нулевом давлении контролируется диффузией, скорости зависят от градиентов концентрации и пористости глинистой пачки. Скорость переноса ионов не обязательно будет такой же, как для воды. Контрольный параметр жидкости, определяющий скорость для конкретной глинистой пачки, – это градиент концентраций. Анализ данных показал, что, например, в лондонской глине, отмечается одинаковая скорость для переноса трития из воды во всех случаях,

независимо от состава тест-жидкости [51]. Скорость переноса растворенных хлорид-ионов и ионов калия возрастает с увеличением концентрации.

Общепризнанным среди исследователей является мнение о том, что при соответствии плотности раствора геолого-техническим условиям, устойчивость стенок ствола скважины в глинистых отложениях определяется механизмом физико-химического воздействия бурового раствора на породу [52]. Содержание воды в породе и степень ее насыщения оказывает существенное влияние на механические, физико-химические и транспортные свойства глинистых пачек и, как следствие, на их поведение при контакте с водой. Поскольку гидратация пород во многих случаях является одной из основных причин неустойчивости ствола скважины, должны быть предприняты все меры для ее предотвращения. Одним из путей уменьшения гидратации глин является использование полимеров [53]. Их молекулярная структура является важным фактором в сохранении устойчивости глинистых пачек. Так, были проведены исследования составов с полимерами и электролитами [54, 55] с целью определения влияния типа и строения полимера на ингибирование прессованных глинистых образцов. В работе [56] исследуется влияние гидратации и набухания глинистых отложений на их устойчивость. Отмечено, что выдерживание полностью насыщенных глинистых образцов в водных растворах не всегда приводит к их разрушению. Установлено, что хорошо сохранившие естественное состояние или правильно повторно насыщенные водой образцы мало или вообще не вступают в реакцию в деминерализованной воде или воде низкой минерализации. Полностью насыщенные глинистые образцы не реагируют с любой жидкостью на водной основе, т.е. остаются стабильными без малейших признаков разрушения. А частично обезвоженные быстро и интенсивно реагируют на каждую из испытываемых жидкостей, т.е. разрушаются. Данные доводы были подтверждены экспериментом, проведенным с использованием керна покочевско-савуйской пачки глин, отобранного из скважины № 6102 куста 593 Ватьеганского месторождения, помещенного в техническую воду (Рисунок 1.6).

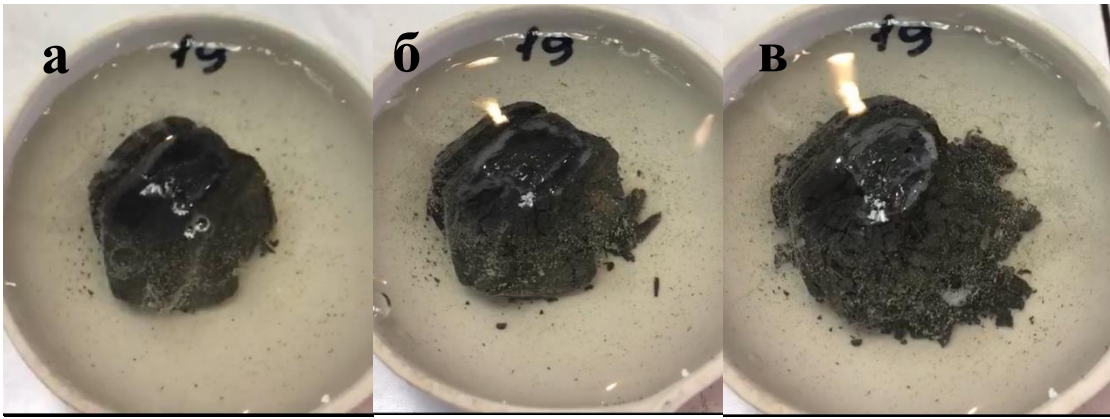


Рисунок 1.6 – Разрушение образцов покачевско-савуйской глины в технической воде, где а – фрагмент породы, сохранивший исходную влажность (водонасыщение), б – образец породы исходной насыщенности, остававшийся целым более 5 суток, в – дегидратированный (высушенный) образец породы, разрушившийся в течение 2-х минут

Таким образом, для получения достоверных результатов по влиянию различных реагентов на устойчивость глинистых отложений необходимо восстановить их исходную влажность. Так было доказано, что даже небольшое обезвоживание некогда насыщенных глин приводит к поглощению воды и реакции гидратации и набухания. Наблюдаемые в лабораторных условиях гидратация и набухание являются результатом одновременного присутствия газа (воздух или водяной пар) и жидкости (вода) в пористой структуре породы. Подобные испытания не отражают реальных скважинных условий [57]. Исследователи высказывают предположение, основанное на анализе лабораторных исследований и производственного опыта, о том, что набухание глинистых толщ в скважинных условиях – маловероятное явление. А классические лабораторные исследования не в состоянии дать полностью объективные результаты. Однако эти выводы не учитывают тип глинистых пород, их литогенетические особенности и не могут быть применены ко всем глинам с одинаковой надежностью.

Авторы исследования [58] считают, что предпочтительнее, имея насыщенный образец, разработать процедуру восстановления насыщенности (регидратации). Главный принцип регидратации образцов глинистого образца –

избежать захвата пузырьков воздуха в его пористую среду. Для этого рекомендуется следующий метод: образец помещают в вакуумный эксикатор, в котором уже находится среда дегидратации (концентрированная серная кислота или безводный хлорид кальция) и выдерживается под вакуумом над дегидратационной средой в течение нескольких дней. За это время из образца должен быть удален весь воздух и только после этого образец постепенно, многоступенчато, в течение нескольких дней насыщают парами воды, поместив в эксикатор необходимый раствор. После того, как будет правильным способом восстановлена исходная водонасыщенность глинистого образца, его можно использовать в дальнейших исследованиях с целью получения относительно достоверных результатов по влиянию растворов на глинистые образцы.

#### **1.4 Общие принципы сохранения устойчивости стенок скважин при бурении боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых глинистых пород**

Поддержание максимально возможной плотности бурового раствора является одним из необходимых факторов обеспечения устойчивости ствола скважины [1-2, 29, 60-62]. Увеличение плотности бурового раствора – одно из основных мероприятий, рекомендованных для борьбы с неустойчивостью глинистых отложений. Такие представления о превалирующей роли горного давления в обвалообразованиях привели к применению утяжеленных буровых растворов в качестве метода сохранения устойчивости глин и недостаточному учету физико-химической природы этого явления. Высокие ЭЦП бурового раствора зачастую приводят к ГРП и потерям раствора во время его поглощений [63, 64]. При недостаточном противодействии на ствол, оказываемым буровым раствором, не компенсируются избыточные напряжения на стенках скважины, что ведет к обвалообразованию. Точный расчет минимальной плотности бурового раствора, требуемой для предупреждения осыпей и обвалов, возможен либо на основании проведенного геомеханического моделирования либо с учетом опыта



бурения в аналогичных условиях. На практике подбор плотности зачастую осуществляется путем постепенного увеличения плотности буровых растворов.

При бурении скважины СГ-1 Аралсор в Казахстане [65] был поставлен эксперимент, цель которого установление влияния плотности бурового раствора на устойчивость интервала, состоящего на 80-90 % из слабоувлажненных аргиллитов. В интервале 4968-5941 м (первый ствол) до глубины 5796 м применяли буровые растворы плотностью 1220-1240 кг/м<sup>3</sup>. После начала осложнений, которые, по мнению авторов работы, были обусловлены высоким набуханием глинистых пород ввиду воздействия фильтрата, содержащего гипан, начали производить утяжеление до плотности 1500-1530 кг/м<sup>3</sup>. Повышение плотности не обеспечило устойчивость стенки скважины, что привело к ее ликвидации при глубине 5941 м по причине внезапного обвала глинистых пород. При бурении второго ствола в этом интервале с глубины 5349 м применили малосиликатный раствор, плотность которого составила 1220-1300 кг/м<sup>3</sup>. Осыпей и обвалов не наблюдалось. В процессе бурения в интервале 6001-6806 м его плотность поддерживали в пределах 1220-1290 кг/м<sup>3</sup>. Осложнений ствола скважины, сложенного слабоувлажненными аргиллитами, не наблюдалось. С одной стороны, повышение перепада давления над пластовым помогает сохранить устойчивость стенок скважины. С другой стороны, это вызывает повышенную фильтрацию бурового раствора и тем самым способствует проникновению дисперсной фазы в микротрещины, межпакетное и межчастичное пространство глин, что приводит к набуханию глинистых частиц и, как итог, к их разупрочнению. Помимо этого, возникает риск микрогидроразрывов и поглощений промывочной жидкости. Данный эксперимент свидетельствует о том, что высокая плотность бурового раствора не является гарантирующим устойчивостью стенок скважины фактором. Однако, при бурении в интервалах, где присутствуют сильноувлажненные глины, такой метод эффективен.

Сильноувлажненные глинистые породы находятся в состоянии набухания, интенсивность которого зависит от пластовых условий (давление вышележащих горных пород, тектонических сил, температуры и др.) [66]. При вскрытии данных отложений, вследствие разности давлений в системе «пласт-скважина», создаются

благоприятные условия для развития структурно-адсорбционных деформаций. Значение их в указанной системе зависит от разности давлений, условий залегания, гидрофильных свойств глин и других факторов. Часть из них будет способствовать вытеканию пастообразной массы в скважину. Развитию таких осложнений способствует горное давление [67]. Данное явление наблюдается именно в сильноувлажненных коллоидных глинах. Поэтому при бурении в таких интервалах наибольший эффект могут иметь утяжеленные буровые растворы с низкой водоотдачей [68, 69]. Как указывают ученые Ю. М. Басарыгин и А. И. Булатов [1, 2, 60], при бурении в сильноувлажненных глинистых отложениях утяжеление бурового раствора не предотвращает кавернообразование, так как они не склонны к течению по причине того, что находятся на ранней стадии среднего катагенеза.

Проведен анализ процесса бурения боковых стволов на Ватьеганском месторождении для исследования влияния плотностей буровых растворов на достижение проектных дебитов за 2018-2023 гг. Полученные результаты показали, что из 68 боковых стволов скважин без осложнений пробурены 4, во всех остальных происходили посадки и затяжки бурового инструмента после вскрытия кошайской (при бурении на продуктивный пласт АВ<sub>1</sub>) и покачевско-сайвуской (при бурении на продуктивный пласт БВ<sub>1</sub>) пачек глин. Из 68 боковых стволов 33 были пробурены с использованием растворов плотностью 1100-1160 кг/м<sup>3</sup>, 35 – с использованием утяжеленных растворов (1180-1300 кг/м<sup>3</sup>). Полученный дебит флюида со скважин, пробуренных с применением утяжеленных растворов, на 17 % ниже, чем при использовании промывочных жидкостей плотностью 1180-1300 кг/м<sup>3</sup>.

Нарушение устойчивости ствола скважины в глинистых породах связано с явлениями гидратации. Как правило, выделяют два механизма набухания: кристаллический и осмотический [70]. Кристаллическое набухание (поверхностная гидратация) происходит в результате адсорбции мономолекулярных слоев воды на базальных поверхностях кристаллов, как наружных, так и межслоевых в случае склонных к набуханию. Вода в первом слое, непосредственно связанным с поверхностью кристалла, является структурированной и внедряется в структуру

кристалла на расстояния до 10 нм от наружной поверхности и связана с ней прочными связями. Каждый последующий слой адсорбированной воды имеет меньшую прочность связи и является более «рыхлой», менее структурированной. Обменные катионы влияют на кристаллизационную воду двойко [48]. Во-первых, многие катионы сами гидратированы, т.е. имеют оболочки из молекул воды. Во-вторых, они являются конкурентами молекул воды в образовании связей с поверхностью кристалла и, в связи с этим, имеют тенденцию разрушать водную структуру. Исключение составляют  $\text{Na}^+$  (натрий) и  $\text{Li}^+$  (литий), которые образуют слабые связи и имеют тенденцию диффундировать в водную фазу суспензии.

Осмотическое набухание происходит в результате того, что концентрация катионов между слоями больше их концентрации в основной массе раствора. Поэтому вода втягивается в межслоевое пространство, в результате чего расстояние между отдельными слоями глины увеличивается, и появляется возможность образования диффузных частей двойных электрических слоев. Следует отметить, что осмос, в классическом понимании этого явления, предполагает перенос молекул растворителя через полупроницаемую мембрану. Поэтому, возможно, в описанном выше Греем Дж. Р. и Дарли Г. С. Г. механизме осмотического набухания глин реализуется не истинно осмос, как физическое явление, а перенос воды по другому принципу [71].

Поскольку гидратация пород скважины является одной из причин неустойчивости ствола скважины, должны быть предприняты всевозможные меры для ее предотвращения. Для этого ранее применяли силикатные растворы на основе солевых рассолов. Эффективность сохранения устойчивости глинистых пород таких растворов оказалась высокой, однако было сложно поддерживать их реологические свойства в нужном диапазоне, и они не нашли широкого применения [72]. В дальнейшем для предотвращения гидратации глинистых отложений наиболее успешно применялись как чистые растворы на углеводородной основе (в том числе загущенная нефть), так и с концентрированными солевыми растворам в качестве дисперсной фазы [73, 74]. В случае применения растворов на углеводородной основе при бурении сохранение

устойчивости ствола объясняется тем, что буровой раствор, фазой которого являются углеводороды, создает давление на стенку скважины, превышающее давление начала поглощения. Углеводороды, в силу своей гидрофобной природы, не могут проникать в поры глинистого образца, поверхность которого гидрофильна, если давление столба бурового раствора не превышает порового капиллярного давления. Для мелкозернистых глинистых пород капиллярное давление может достигать нескольких десятков МПа [75].

Набухание и диспергирование – два взаимосвязанных, но не идентичных друг другу процесса, протекающих с глинистыми минералами при воздействии на них воды [76]. Так, в твердых литифицированных глинистых отложениях развиваются высокие давления набухания, однако эти породы могут слабо диспергироваться. Набухание и диспергирование глинистых пород предупреждается использованием буровых растворов, содержащих известь или гипс, а также понизителей вязкости, таких как таннаты и хромлигносульфонаты для регулирования коагуляционного эффекта, вызываемого ионами кальция.

Для снижения доли диспергированных глинистых минералов применяют так называемые недиспергирующие растворы. В таких растворах, чтобы не допустить набухания и диспергирования глинистых минералов, используются полимеры и растворимые соли. К числу наиболее часто используемых полимеров относятся производные целлюлозы, крахмала, сополимеры ПАА и акрилатов, ксантановая смола. В качестве жидкой фазы в этих системах применяют растворы хлорида калия, натрия или кальция, морскую или пресную воду, обработанную несколькими килограммами диаммонийфосфата на 1 м<sup>3</sup> [10, 16]. По мнению авторов работ [9, 28, 46], вероятный механизм стабилизации глинистых отложений полимерами заключается в том, что они, являясь анионогенными полиэлектролитами, должны адсорбироваться на положительно заряженных ребрах кристаллических решеток глинистых частиц. Полимерные цепочки способны адсорбироваться многими точками по своей длине, связывая частицы шлама друг с другом и образуя подобие капсул. Эффективность применения полимеров, в качестве инкапсулянтов глинистых частиц и, соответственно,

стабилизаторов глинистых пачек, зависит как от природы полимера, так и его содержания в системе. Так, например, в [71] исследователями приведен пример различной результативности применения ПАА со степенью гидролиза 5 %, 30 %, 100 % при стабилизации глинистых отложений. Разную эффективность ученые объясняют тем, что при различной степени гидролиза ПАА, его концентрация равная 30 % является наиболее оптимальной. В этом случае расстояние между функциональными группами вдоль цепочки молекулы полимера соответствует базовому расстоянию между пластинами кристаллов в глине.

Наряду с использованием полимеров, набухание глинистых минералов снижается использованием солей калия. При этом они более эффективны, чем соли натрия в эквивалентных количествах. Причина высокой эффективности солей калия в том, что его размеры наиболее соответствуют межпластинчатому расстоянию в набухающих глинах и эффективно взаимодействуют с межпакетными слоями, предотвращая их гидратацию [77].

При развитой микротрещиноватости пород применяются эффективные реагенты-стабилизаторы глинистых отложений – кольматанты. Их основная задача – ограничивать глубину проникновения фильтрата, позволяя эффективно предотвратить перенос давления с поверхности глины внутрь по системе микротрещин [73] (Рисунок 1.7).

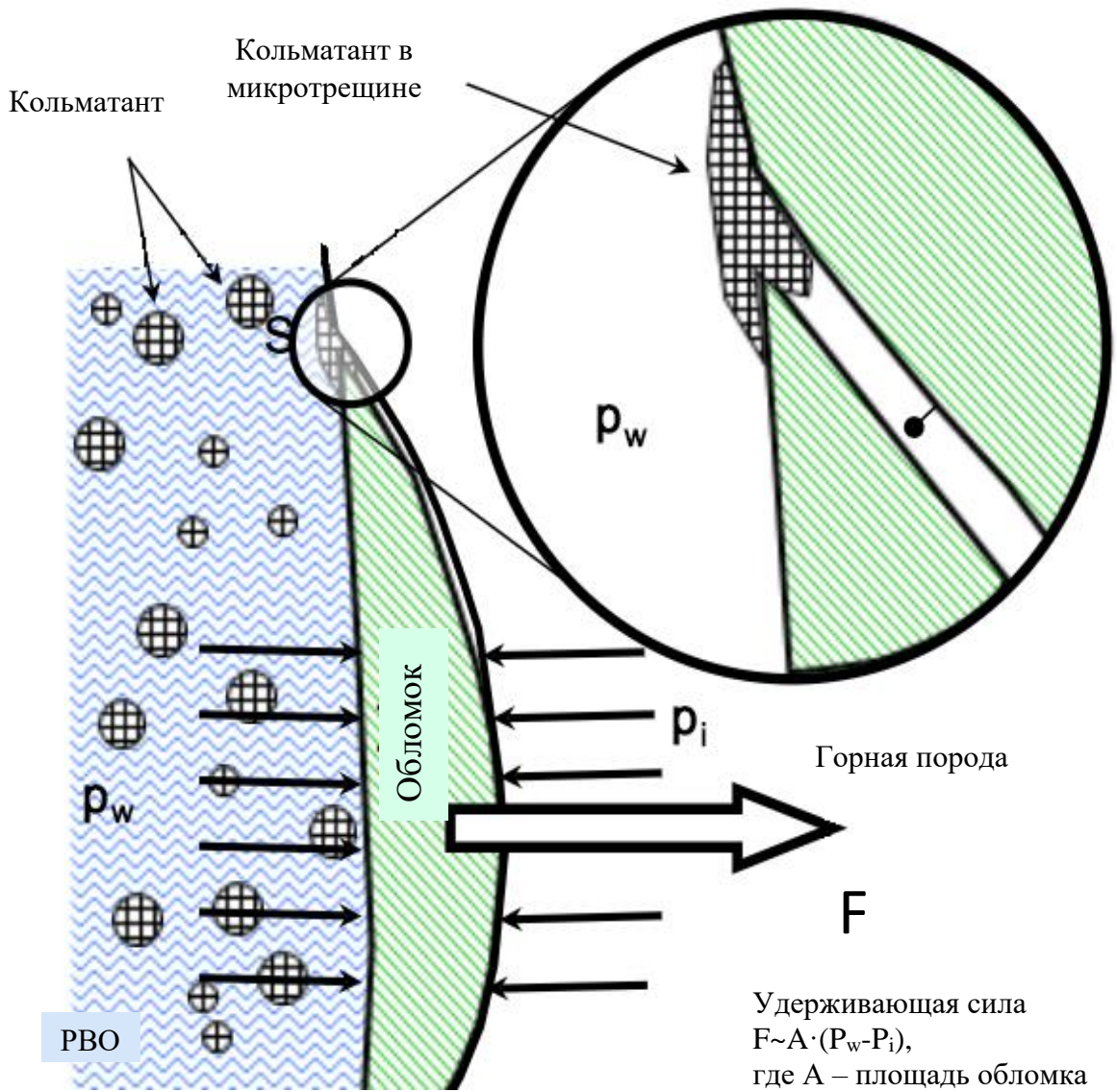


Рисунок 1.7 – Физико-химический механизм кольматации глинистых пород при применении бурового раствора на водной основе

Обязательно применение адгезионных и гидрофобных кольматантов, создающих непроницаемый экран для предупреждения дальнейшего проникновения водной фазы вглубь трещин, и дополнительно связывающих разобщенные частицы породы силами адгезии. С увеличением концентрации кольматантов – жидких и твердых, гидрофобных и гидрофильных – возрастает эффект крепления стенок и, соответственно, сохраняется стабильность ствола в интервалах залегания неустойчивых глинистых толщ [10].

Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины используют так называемые

ингибирующие растворы, в состав которых входит неорганический электролит или полиэлектролит, предотвращающий диспергирование глинистых частиц. Примерами таких растворов могут служить хлоркальциевые, калиевые глинистые растворы, ацетаткалиевые, калиево-известковые промывочные жидкости и др. [16, 29, 61 и др.]. Основным принципом получения всех ингибированных растворов кальциевого типа связан с обменной емкостью глин, которые способны отдавать или принимать различные катионы. Так, натриевую глину можно «превратить» в кальциевую путем ввода катиона кальция с образованием гидросиликата кальция, блокирующего активные центры глинистых частиц и снижающего их набухание и пептизацию и наоборот. В ингибирующих растворах калиевого типа механизм действия иона калия заключается в том, что за счет наиболее оптимального соответствия размеров ионов калия межпластинчатому расстоянию в набухающих глинах, в частности в монтмориллоните, его ионы проникают в пространство кристаллической решетки, прочно срачивая ее пакеты и предотвращают поступление туда воды, а, соответственно, и дальнейшую гидратацию глины, набухание и ее диспергирование.

В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах, в последней четверти XX века были разработаны и стали применяться в промышленных масштабах буровые растворы на углеводородной, часто на нефтяной основе [58, 68]. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения соляных отложений с пропластками калийно-магниевых солей. Исходя из результатов лабораторных исследований по исследованию крепящих и ингибирующих свойств растворов на углеводородной основе, определено, что керновый глинистый материал на 40 % меньше диспергирует в буровых растворах на углеводородной основе по сравнению с растворами на водной основе. Но, несмотря на объективные преимущества РУО перед РВО, применение первых сопряжено со следующими недостатками [81]:

1. при использовании РУО в большинстве случаев не учитываются геомеханические эффекты от повышенных по сравнению с РВО реологических

показателей, в следствие чего напряжения на стенках скважин превышают прочностные характеристики горных пород;

2. применение РУО требует дополнительных затрат на безамбарное бурение, утилизацию по причине экологической опасности;

3. стоимость применения РУО кратно выше, чем у большинства альтернативных технологий по стабилизации глинистых пород – в отдельных случаях потенциальный экономический ущерб от осложнений меньше, чем рост затрат на буровой раствор. При этом РУО в полной мере не решает проблемы, связанные с неустойчивыми глинистыми отложениями, зачастую показывая эффективность в обеспечении стабильности неустойчивых отложений на уровне катионных РВО;

4. лабораторные исследования растворов на водной и углеводородной основах не эквиваленты – недопустимо оценивать ингибирующую способность РУО по тесту линейного набухания глинистых образцов.

Результаты опыта использования РУО при бурении боковых стволов скважин на Ватьеганском месторождении в 2018-2023 гг. описаны в главе 1, п. 1.5.

К растворам с пониженной активностью водной фазы можно отнести ИЭР [78]. Они представляют собой эмульсию второго рода, где дисперсионной средой является углеводород (минеральное масло, дизельное топливо, нефть и пр.), а дисперсной фазой – насыщенный водный раствор солей. В инвертных эмульсиях можно снизить процесс гидратации глинистых пород путем повышения концентрации электролита в водной фазе вплоть до насыщенного раствора. При бурении с применением ИЭР в пласт поступает фильтрат – дисперсионная среда, т.е. углеводородный растворитель, на основе которого приготовлена эмульсия. Отсутствие воды в фильтрате или ее минимальное количество должно минимизировать негативное его влияние на набухающие породы. Использование инертных по отношению к глинистым отложениям буровых растворов, например безводных растворов на нефтяной основе, как правило способствует сохранению номинального диаметра скважины, но имеются и исключения. Так, кавернограмма глубокой скважины, пробуренной с промывкой РУО плотностью 1800 кг/м<sup>3</sup>,



приведенная В. Ф. Роджерсом [75], свидетельствует о том, что в стволе диаметром 216 мм имеются многочисленные каверны диаметром до 370 мм. В тех участках кавернограммы, где номинальный диаметр ствола соответствуют залеганию песчаников, каверны появились в смежных глинистых интервалах. Этот факт подтверждает то, что сохранение диаметра ствола скважины, близкого к номинальному при использовании даже неводных буровых растворов, зависит от суммарного действия комплекса факторов, обуславливающих поведение глинистых пород.

Для сохранения устойчивости стенок скважины при бурении боковых стволов в интервалах залегания глин среднего катагенеза целесообразно применять буровые растворы, обладающие крепящим действием и имеющие невысокую водоотдачу. Для борьбы с осложнениями процесса бурения в сильноувлажненных глинистых породах обязательным условием является применение буровых растворов, обладающих крепящим действием с минимальной водоотдачей [79]. К существующим на сегодняшний день буровым растворам, которые в той или иной мере имеют крепящие свойства можно отнести [80, 81]:

1. известковые растворы;
2. гипсовые растворы;
3. известково-гипсовые растворы;
4. гель-растворы, формирующие на поверхности глинистой породы пространственную армирующую гель-сетку;
5. силикатные растворы.

Результаты успешного опыта применения известковых буровых растворов привел в работе [82-84] А. А. Васильченко, в которой описаны отличительные крепящие свойства известковых буровых растворов при условии бурения алюмосиликатных пород.

При разбурировании высококоллоидных глин с целью крепления стенок скважины и реже большой толщи сульфатных пород применяются гипсовые глинистые растворы. Этот тип раствора впервые появился в 1953 г. в США [68].

Действие гипса связано с переводом высококоллоидной глины в кальциевую форму (суббентонит), которая плохо гидратируется и диспергируется.

Одной из существующих разработок в области буровых растворов являются гель-растворы, например, «ГЕЛЬ-ДРИЛЛ», разработанный компанией ООО НПП «БУРИНТЕХ» и успешно прошедший опытно-промышленные работы. По мнению авторов [85], такие растворы при бурении образуют на поверхности породы прочный кольматационный экран, предотвращающий проникновение фильтрата в породу, что в свою очередь способствует сохранению устойчивости набухающих глин. При вскрытии интервалов с поглощающими или проявляющими пластами, благодаря формированию гидроизолирующего кольматационного слоя, раствор «ГЕЛЬ-ДРИЛЛ» создает непроницаемый экран на границе «скважина-пласт». При бурении неустойчивых глинистых пород это обеспечивает стабильность ствола скважины вследствие физико-химической кольматации и изменения обменной емкости глин. Высокое содержание свободной извести (до  $20 \text{ кг/м}^3$ ) предотвращает дестабилизацию бурового раствора при попадании в него углекислого газа. Также разработан буровой гель-раствор [85], в основе крепящего действия которого лежит комплексное взаимодействие силиката натрия и сернокислого алюминия с последующим образованием пространственной жесткой структуры на поверхности породы. Авторы работы описывают хорошую применимость этого гель-раствора при строительстве скважин в осложненных горно-геологических условиях. В работе указывают на то, что в глинистых породах увеличение плотности бурового раствора может привести к интенсивному кавернообразованию, гидравлической эрозии породы, осыпям и обвалам. Дифференциальное давление на забое возрастает, повышается концентрация дисперсной фазы в буровом растворе, что может снизить механическую скорость проходки и привести к загрязнению продуктивных пластов. На примере различных композиций бурового раствора показано, что применение в составе 3,5 % силиката натрия и 3,5 % сульфата алюминия с крахмалом приводит к высокому коэффициенту надежности кольматации водонасыщенного песчаника, равному 0,97 [85]. При этом сохраняется небольшая глубина проникновения фильтрата (10-

12 мм), поровые каналы керна радиусом 0,03 мм надежно кольматируются гелем с пространственной коагуляционной решеткой, который образовался в результате взаимодействия силиката натрия ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ) и сульфата алюминия ( $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ ). По мнению авторов, гель-раствор влияет на формирование прочного кольматационного экрана, обладающего высоким коэффициентом надежности (до 98 %), который позволяет предотвратить проникновение фильтрата бурового раствора в пласт. Этим достигается повышение устойчивости ствола скважины при бурении глинистых пород и ограничивается приток флюида из пласта. Следует заметить, что данный раствор обладает высокой мгновенной фильтрацией, что, по мнению авторов, способствует формированию качественной фильтрационной корки. Однако при использовании таких гель-растворов существует определенная сложность поддержания параметров бурового раствора и его состава в требуемом диапазоне.

Среди растворов, обладающих крепящими свойствами, следует отметить силикатные растворы,готавливаемые с использованием силиката натрия или калия [73]. Эти растворы применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбуривании неустойчивых пород. Первый опыт применения силикатных растворов с целью предупреждения гидратации глин состоял в использовании промывочных жидкостей, которые состояли из силиката натрия и насыщенного раствора хлорида натрия. Эти растворы оказались эффективными в отношении регулирования гидратации и диспергирования глинистых отложений, и при их разбуривании на поверхности получали шлам с еще видными следами зубьев долота. Крепящее действие таких растворов обусловлено образованием нерастворимого силиката кальция на поверхности глин, особенно кальциевого типа. По мнению автора работы [86], стабилизирующее действие силикатных растворов на набухающие глинистые отложения основано на легком проникновении жидкого стекла в трещины и поры стенок скважины и быстром выделении геля кремниевой кислоты, крепящей поверхность стенки скважины. Автор исследования указывает на различный механизм действия силикатных растворов. Так реализуются оба из них – по одному происходит образование

нерастворимого силиката кальция на поверхности глин, по второму – выделение геля кремниевой кислоты, крепящей поверхность ствола скважины. Однако, по мнению автора [86], силикатные растворы не пригодны при разбурировании отложений гипсов и ангидритов. Несмотря на хорошие практические результаты по предотвращению гидратации глин, при использовании силикатных буровых растворов поддерживать необходимые их реологические свойства было трудно, таким образом широкого применения эти растворы не нашли.

Одним из способов сохранения устойчивости глинистых толщ является применение гидрофобизирующих растворов, которые содержат в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород, кремнийорганические соединения или соли высших жирных кислот. Эти соединения адсорбируются на глинистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию глин с дисперсионной средой – водой [68, 71]. По мнению ряда ученых, таких как М. М. - Р. Гайдаров, А. А. Хуббатов и др., все буровые растворы, предназначенные для сохранения устойчивости глин, используемые в практике бурения, являются ингибирующими системами, которые предназначены для снижения набухания глинистых пород. Сюда относятся известковые, гипсовые, хлоркальциевые, силикатные, калиевые, спиртовые и прочие буровые растворы [87]. Все они, как показал накопленный опыт бурения, имеют высокие ингибирующие свойства. Эффективными реагентами, используемыми для стабилизации ствола скважины, являются азотсодержащие полимеры, такие как полиакриламиды с различной степенью гидролиза. Такие полимеры инкапсулируют частицы глины, предотвращая их дальнейшее диспергирование. Однако, как показали результаты исследований коллектива авторов [10, 87], полимеры анионного типа, к которым относятся и частично гидролизованный полиакриламид, обладают определенными недостатками. Из всех известных водных буровых растворов наибольшее ингибирование глин обеспечивают жидкости на основе катионных полимеров. Основное отличие катионных полимеров от полимеров анионного типа заключается в существовании их влияния на структуру воды и модификацию глинистых пород. Буровые

растворы на водной основе относятся к стабилизированным системам, действие которых обеспечено наличием либо анионных, либо неионных полимеров. Сведения о буровых растворах на водной основе, стабилизированных катионными полимерами, отсутствуют. Таким образом предложены системы поликатионных буровых растворов с высокими ингибирующими и крепящими свойствами для бурения в интервалах неустойчивых глинистых отложений. Авторы работ [88-98] утверждают, что минимальную степень их набухания обеспечивают ингибиторы набухания, максимальную – полимеры. При том, что консолидацию глинистых частиц, как отдельных структурных элементов, ингибиторы набухания обеспечивают в наименьшей степени, а полимеры – в наибольшей. Поэтому, по мнению исследователей, используя сочетание полимеров и ингибиторов, можно достичь оптимальных результатов в получении высокоингибирующих растворов. Для подтверждения этого предположения было оценено действие сочетания акрилового реагента с ингибитором и катионных систем на частично увлажненные образцы-таблетки из болгарского бентонита в различных жидкостях. Ингибирующие свойства жидкости были оценены по изменению массы образца-таблетки, выдержанной в испытываемом растворе в течение 7 суток (Таблица 1.1). Таблица 1.1 – Относительное увеличение массы глинистого образца в исследуемой среде через 7 суток

№ п/п	Исследуемая среда	Относительное увеличение массы глинистого образца через 7 суток., %
1	2	3
1	Вода	596
2	3 % водный раствор хлорида калия	62
3	3 % водный раствор «Росфлок ПВ»	170
4	7 % водный раствор катионного полимера четвертичных аммонийных солей	111
5	3 % «Росфлок ПВ» + 3 %-ый раствор хлорида калия	20
6	7 % водный раствор катионного полимера четвертичных аммонийных солей + 3 % раствор хлорида калия	15

Из Таблицы 1.1 видно, что использование катионного полимера ЧАС с хлоридом калия более эффективно, чем известных систем буровых растворов.

Однако, здесь следует отметить, что использование 3 %-ого раствора «Росфлок ПВ» с 3 %-ым раствором хлорида калия может быть более целесообразно, чем применение поликатионного раствора с хлоридом калия, т.к. последнего необходимо почти в 2,5 раза больше при практически той же эффективности. Основываясь на значительном экспериментальном опыте, разработан буровой раствор, стабилизированный поликатионными полимерами [88-98], который прошел промысловые испытания в надсолевых отложениях Астраханского месторождения в мульдовой зоне в интервале бурения 30-2900 м. Однако, в процессе бурения возникли осложнения в виде потери устойчивости ствола скважины, высокие ингибирующие свойства раствора не обеспечили устойчивость глинистых пород. Для сохранения устойчивости глинистых пород раствор «Катбурр» был дообработан крахмалом и биополимером. После этого удалось ликвидировать осложнения, добурить интервал и спустить обсадную колонну. Таким образом, впервые на месторождении была применена ингибирующая система, стабилизированная катионным полимером. Удалось пробурить надсолевой интервал глинистых пород неогена, палеогена, юры, мела и триаса без наработки объема раствора.

При бурении в интервалах неустойчивых глинистых пород сохранение их устойчивости можно обеспечить и применением стабилизирующих жидкостей. Следует отметить, что актуальный вопрос закрепления неустойчивых глинистых пород практически не освещается в периодической и патентной научной литературе отечественных и зарубежных ученых. В патенте [99] отмечено, что целью изобретения является повышение эффективности крепления за счет гидрофобизации глинистой составляющей породы. Оно достигается закачиванием в пласт закрепляющего агента (5 %-ый водный раствор полиэтиленполиамина). По мнению авторов изобретения, используемый закрепляющий агент обеспечивает гидрофобизацию монтмориллонита, имеющего наибольшую емкость обмена среди глинистых минералов, что в конечном итоге должно привести к сохранению устойчивости набухающих пород. В то же время в гражданском строительстве широко используется метод закрепления грунтов, например, при строительстве

промышленных и гражданских зданий, в гидротехническом, подземном и дорожном строительстве, горном деле. Закрепление грунтов достигается инъекцией различных вяжущих и закрепляющих составов. К ним относят любые порошкообразные, жидкие и пастообразные материалы, превращающиеся в камневидное тело при затворении водой, отвердителем или после взаимодействия с коагулянтом. Для закрепления грунтов наиболее часто используют водно-цементные, водные глинистые суспензии, расплав битума, эмульсии битума в воде, раствор жидкого стекла, некоторые виды синтетических смол (формальдегидные, эпоксидные, полиуретановые, полиакриловые и др.). Проводя аналогию между гражданским строительством и строительством скважин, можно предложить сразу после прохождения интервала неустойчивых пород прокачивать пачку какого-либо стабилизирующего глинистые породы состава с его последующей выдержкой. В качестве такого состава можно использовать раствор жидкого стекла или известковые системы для перевода натриевой формы глины в кальциевую, гораздо более устойчивую к набуханию, осыпям и обвалам. После прохождения физико-химического механизма по сохранению устойчивости, жидкость замещается на буровой раствор с последующим продолжением бурения.

### **1.5 Анализ опыта применения различных методов сохранения устойчивости глинистых пород при бурении боковых стволов скважин**

Ликвидация осыпей, обвалов и прихватов инструмента в интервале залегания неустойчивых глинистых отложений связана со значительными затратами времени и не всегда высокой эффективностью проводимых мероприятий. Обеспечение устойчивости реактивных глин повышением плотности бурового раствора осложняется наличием АНПД в разрабатываемых объектах группы А и целевом пласте БВ<sub>1</sub> Ватъеганского месторождения, что приводит к поглощениям промывочных жидкостей (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Количество непроизводительного времени, полученного при бурении боковых стволов на Ватьеганском месторождении

Куст/ скважина	Тип бурового раствора	Непроизводительное время, ч	Причина непроизводительного времени
559/8454Л	Раствор на углеводородной основе «МЕГАДРИЛ»	287,0	Ликвидация поглощения буровых растворов
11/4192Л	Гелево-эмульсионный	239,5	Осыпи, обвалы, ликвидация поглощения буровых растворов
4/4095Л 118/4179Л	Раствор на углеводородной основе «МЕГАДРИЛ»	219,5	
117/1503Л 125/4143Л 133/4243Л 117/5131Л	Ингибированный хлоркалийевый раствор	209,0	Осыпи, обвалы, ликвидация поглощения буровых растворов, дополнительные проработки
26/4531Л	Биополимерный «ALK-SB GN»	239,5	Осыпи, обвалы, ликвидация поглощения буровых растворов
41А/4785Л 41А/8277Л	Биополимерный ингибированный хлоркалийевый буровой раствор «FLOSOLUTION»	485,7	Вынужденные дополнительные расхаживания КНБК в интервале залегания глин по причине осыпей
132/4269Л	Инвертный эмульсионный раствор	163,8	Осыпи, обвалы, ликвидация поглощения буровых растворов
202/8171Л	Раствор на углеводородной основе «ВЕТА ІМАХ»	24,0	Осыпи, обвалы, ликвидация поглощения буровых растворов
241/4577Л		158,5	
21/1778Л	Биополимерный «ИКАРБ»	702,5	

Опыт строительства скважин на Ватьеганском месторождении, разрабатываемом ООО «ЛУКОЙ-Западная Сибирь», с применением различных



буровых растворах, таких как биополимерные ингибирующие «ИКАРБ», «FLOSOLUTION», ингибированный хлоркалийевый полимерный раствор; растворов на углеводородной основе «БЕТА ИМАХ», «МЕГАДРИЛ», показал, что существует высокий риск осыпи покрышки продуктивного пласта БВ<sub>1</sub>, что является характерным для глин среднего катагенеза. Как правило, они чувствительны к водному фильтрату и поэтому при бурении в интервалах залегания глинистых толщ применяются ингибированные хлоркалийевые водные растворы, либо инертные системы на углеводородной основе. Промывочные жидкости на основе обратных эмульсий полностью инертны по отношению к разбуриваемым породам. В отличие от растворов на водной основе фильтрат РУО не оказывает разупрочняющего действия на глины, сохраняя их естественные прочностные характеристики. Но из-за высокой ЭЦП, создаваемой РУО, при бурении могут возникнуть поглощения, особенно в интервалах с низкими пластовыми давлениями, что актуально при строительстве боковых стволов.

Исходя из практического опыта бурения, использование раствора «ИКАРБ» не обеспечило устойчивость стенок скважины в интервале залегания покачевско-савуйской глинистой пачки.

С использованием ингибирующего раствора «FLOSOLUTION» был перебурен боковой ствол скважины № 4785Л куста 41А, боковой ствол № 3 скважины № 8277Л. Несмотря на вынужденные расхаживания при спуске хвостовика скважины № 4785Л, устойчивость стенок скважины позволила обеспечить его спуск до проектного забоя. Потеря подвижности технической колонны на скважине № 8277Л связана с малыми зазорами между колонной и стенками скважины в интервалах искривления ствола скважины.

С использованием ингибированного полимерного хлоркалийевого раствора были пробурены боковые стволы скважин № 4143Л, 4243Л, 5131Л, при строительстве которых потребовалось их повторное расширение отдельным рейсом, что привело к получению дополнительного непроизводительного времени. Устойчивость стенок скважин позволила обеспечить спуск технических колонн диаметром 114 мм до проектных забоев и провести их цементирование.

В процессе строительства скважины № 8454Л куста № 559 с применением РУО «МЕГАДРИЛ» были отмечены затяжки и посадки в интервале залегания покачевско-савуйских глинистых отложений, что стало признаком начала осыпей, которые могут привести к обвалам породы. Для их предотвращения было принято решение об увеличении рабочей плотности бурового раствора до  $1200 \text{ кг/м}^3$ , что позволило сохранить устойчивость стенок скважины и продолжить ее строительство. После увеличения плотности раствора и нормализации ствола скважины признаков обвалообразований не наблюдалось. Однако увеличение плотности и высокая ЭЦП привели к началу поглощения бурового раствора. При снижении производительности до  $6 \text{ л/сек}$  ( $0,006 \text{ м}^3/\text{сек}$ ), поглощение прекратилось.

Таким образом, исходя из опыта строительства боковых стволов на Ватьеганском месторождении, бурение до кровли пачки необходимо производить с применением бурового раствора «FLOSOLUTION» плотностью  $1220\text{-}1240 \text{ кг/м}^3$ . В качестве резервного варианта возможно использование РУО со сниженными реологическими параметрами. Однако, применение данных технологических решений не всегда позволяет сохранить устойчивость ствола скважины в интервале залегания глинистой пачки. Наиболее частыми осложнениями при бурении боковых стволов на пласты группы БВ являются геологические осложнения из-за наличия неустойчивых, склонных к обвалообразованию покачевско-савуйских глин. Базовый технологический подход предполагает необходимость обеспечения стабильности данных глин увеличением плотности бурового раствора. Однако мероприятия только по увеличению гидростатического давления малоэффективны и позволяют лишь сместить начало осложнений на некоторое время. Без создания упруго-жесткого непроницаемого экрана на стенках скважины невозможно добиться гарантированной устойчивости стенок в интервале глинистой пачки на необходимый промежуток времени [29]. При анализе научных работ отечественных и зарубежных ученых отмечено, что в случае своевременного проведения кольматации интервала данной пачки, ее устойчивость может быть обеспечена на срок до 13-14 суток [29, 46-48, 104]. В случаях, когда при бурении интервала кольматационные жидкости не прокачивались, стабильность стенок

сохранялась на протяжении менее 3 суток. Необходимость увеличения плотности бурового раствора до  $1350 \text{ кг/м}^3$  из-за наличия неустойчивых пород, склонных к осыпям, и характеризующимися низкими пластовыми давлениями (градиент  $P_{пл}$  до  $0,5 \text{ МПа/100 м}$ ), приводит к поглощениям промывочной жидкости, прихватам КНБК вследствие высокого дифференциального давления, обвалам неустойчивых пород в результате работ по ликвидации прихвата инструмента при бурении боковых стволов на объект БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения. В данных условиях применение растворов на водной основе показало даже лучшие результаты, по сравнению с РУО, что обосновывается большими гидравлическими давлениями на забой и низкой эффективностью ликвидации поглощений при применении РУО.

Согласно опыту обработки полимерного бурового раствора (система «ИКАРБ» с «BLACK FURY») органическим ингибитором глин «KLA-GARD» производится на начальной стадии бурения, поскольку он ингибирует только недиспергированные глинистые частицы. В последующем необходима обработка раствора комплексным реагентом «BLACK FURY», который разработан для сохранения устойчивости водочувствительных, микротрещиноватых глин во время бурения с растворами на водной основе. Реагент должен эффективно предотвращать осыпание неустойчивых глин. Однако применение реагента «BLACK FURY» фактически не обеспечивает устойчивость, если осыпь уже началась. Отмечено, что закачивание силикатных пачек в интервале покачевско-савуйских отложений, где уже произошло значительное проникновение фильтрата водного раствора в трещины, не эффективно. При бурении бокового ствола № 2 в интервале глинистой пачки и продуктивного пласта на скважине № 4785Л куста № 41А Ватьеганского месторождения, применением такой промывочной системы удалось добиться устойчивости стенок скважины при использовании бурового раствора с повышенными ингибирующе-кольматирующими свойствами за счет ввода в состав раствора реагента «PolysilPotassium». Этот реагент создает гидрофобную непроницаемую корку, плотно связанную с частицами глинистых пород покачевско-савуйской пачки, и предотвращает проникновение флюида в

пласт. Таким образом, необходимо комплексное действие по креплению, ингибированию, гидрофобизации неустойчивых глинистых пачек.

Спуск и установка потайной колонны диаметром 114 мм с целью перекрытия неустойчивых пород – теоретически наиболее эффективное средство решения проблемы. Однако в процессе применения данной технологии на 30 % опытных скважин при спуске колонны диаметром 114 мм были получены заклинивания, дифференциальные прихваты вследствие механических сопротивлений и действия прижимающих сил. Из-за отсутствия центраторов (на безмуфтовую колонну диаметром 114 мм их установка технически невозможна) при спуске обсадная колонна лежит на стенке скважины. В сравнении с хвостовиком диаметром 102 мм, безмуфтовая колонна диаметром 114 мм имеет гораздо большую площадь контакта и тем самым риск возникновения дифференциального прихвата возрастает. В соответствии с имеющимся опытом строительства 14 боковых стволов месторождений Сургутского и Вартовского сводов, спуск безмуфтовой промежуточной колонны диаметром 114 мм ведет к удорожанию скважины на 5 %, что является значительным удорожанием строительства скважины.

Перекрытие интервалов неустойчивых глинистых пород путем спуска и установки профильного перекрывателя является одним из методов обеспечения стабильности ствола скважины [100-101]. Он позволяет нивелировать недостатки и сохранить эффективность установки промежуточной колонны. В ходе проведения опытно-промышленных работ было установлено 7 профильных перекрывателей вследствие возникновения катастрофических поглощений, осыпей и обвалов при бурении неустойчивых пород. Однако дополнительное время на установку одного профильного перекрывателя составило от 1 до 10 суток в зависимости от глубины целевого интервала, и, таким образом, стоимость строительства одного бокового ствола возросла на 10 %, что значительно увеличило расходы на бурение бокового ствола. Несмотря на эффективность данной технологии, использование профильных перекрывателей сопряжено с рядом технологических сложностей, согласно опыту их использования на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов:

1. многократные спуско-подъемные операции;
2. риск недоспуска профильного перекрывателя в целевой интервал по причине потери устойчивости стенок скважины;
3. необходимость расширения интервала установки профильного перекрывателя;
4. риск непрохождения компоновки низа бурильной колонны через интервал профильный перекрыватель.

Вышеуказанные технологии способствуют сохранению устойчивости глинистых пород, но не в полной мере, и влекут дополнительные затраты. Поэтому существовала необходимость разработки технологической стабилизирующей жидкости для обеспечения стабильности стенок скважин в интервалах, сложенных неустойчивыми глинистыми отложениями, в частности, Сургутского и Вартовского сводов.

## Выводы по главе 1

1. Анализ баланса календарного времени строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» показал, что в период с 2018 по 2023 гг. при бурении боковых стволов на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов зафиксировано 413 различных осложнений, из которых 35 % связано с неустойчивостью стенок скважин при бурении в интервалах глинистых пород. Неустойчивость ствола скважины в интервалах глинистых пород проявляется на участках, пробуренных с зенитным углом свыше  $60^\circ$ .

2. Выявлены причины обвалообразований глинистых пород, возникающих при бурении боковых стволов на месторождениях, расположенных в пределах Сургутского и Вартовского сводов Западной Сибири. К ним относятся нарушение естественного напряженно-деформированного состояния глинистой породы, гидратация и набухание глинистых минералов.

3. Установлено, что существующие технико-технологические решения сохранения устойчивости глинистых пород недостаточно обеспечивают их стабильность и влекут дополнительные затраты. В связи с этим доказана необходимость разработки и применения технологической стабилизирующей жидкости.

4. На основе анализа фактического опыта бурения боковых стволов месторождений Сургутского и Вартовского сводов обоснована потребность в обеспечении комплексного физико-химического процесса крепления, ингибирования и гидрофобизации покачевско-савуйской пачки глин, что позволит сохранить ее устойчивость.

## **ГЛАВА 2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ И МЕТОДИК ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

Для разработки состава технологической жидкости, обеспечивающей устойчивость глинистых пород при бурении боковых стволов скважин необходимо проведение теоретических и экспериментальных испытаний в лабораторных и промышленных условиях, что требует усовершенствования методики проведения лабораторного исследования воздействия технологической жидкости на неустойчивые глинистые породы с используемым буровым раствором на модернизированном фильтр-прессе. При этом должны применяться методы и методики исследований, позволяющие получать достоверные результаты.

### **2.1 Физико-химические механизмы сохранения устойчивости глинистых пород. Обоснование выбора химических реагентов для создания технологической жидкости**

При строительстве боковых стволов месторождений Сургутского и Вартовского сводов в среднем 35 % возникающих осложнений является результатом нарушения целостности стенок скважин вследствие потери устойчивости глинистых отложений, которые залегают в интервале 2800-3100 м по абсолютной отметке, что соответствует покачевско-савуйской пачке. При строительстве боковых стволов с зенитным углом свыше 60° на данных глубинах происходят осыпи, обвалы, возникают прихваты инструмента, приводящие к значительным затратам времени на дополнительные проработки. Более подробный анализ накопленного опыта бурения боковых столов приведен в главе 1.

Породы, слагающие покачевско-савуйскую пачку, состоят из текучих глин влажностью 30-45 %, полутвердых глин влажностью 5-8 % и хрупких глин влажностью 1-2 %. Типичный минеральный состав – аргиллит алевролитовый с содержанием кварца 30 %, полевых шпатов (кварцево-полевые шпаты – 11 %,

плагиоклазы – 14 %), сидерит – 3 %, пирит 5 %, глинистых минералов, среди которых каолинит – 11 %, хлорит 9 %, гидрослюда 17 % [5, 28, 71].

Текущие глины при поступлении несвязанной воды в межслойное пространство склонны к интенсивному увеличению объема, что при бурении скважин приводит к потере устойчивости стенок скважин. Для полутвердых глинистых отложений из-за сниженной влажности, которая составляет 5-8 %, характерно образование микротрещин, по которым фильтрат бурового раствора проникает в породу и взаимодействует с ней, что в конечном итоге может привести к разбуханию глинистых пород и последующей дестабилизации ствола скважины [7, 29]. Для прочных, хрупких глинистых пород поздней стадии среднего катагенеза, влажность которых низка и составляет в среднем 1-2 %, развитие микротрещиноватости носит более выраженный характер, однако такие глины практически не подвергаются набуханию под действием фильтрата. Таким образом, от природы глинистых пород различного катагенеза зависит использование тех или иных технико-технологических решений по сохранению устойчивости стенок скважины.

Снижения процесса гидратации глин в лабораторных и полевых условиях добиваются с помощью двух физико-химических процессов: ионообменного и инкапсулирующего [28, 29, 71]. Ионообменный механизм заключается в модификации глины путем обмена ионов в межплоскостном пространстве и на ее поверхности с образованием более устойчивых к гидратации и диспергированию структур. По ионообменному механизму ингибируют реагенты, выделяющие в воде ионы калия ( $K^+$ ), кальция ( $Ca^{2+}$ ), магния ( $Mg^{2+}$ ), бария ( $Ba^{2+}$ ). Проникая в межплоскостные пакеты глины, ионы  $K^+$  скрепляют слои между собой, препятствуя дальнейшей гидратации и разупрочнению глинистых пород. Приведенный процесс ингибирования характерен только для ионов калия. В свою очередь ионы поливалентных металлов ( $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Ba^{2+}$ ) замещают ионы щелочных металлов на поверхности глины, модифицируя ее в слабогидратируемую форму.

Под инкапсуляцией понимают размещение в оболочке, изоляцию чего-либо инородного с целью исключения влияния на окружающее [4, 7].



К капсулирующему механизму действия относятся реагенты, создающие на поверхности глины устойчивые слои, препятствующие гидратации и диспергированию. К таким реагентам преимущественно относятся органические соединения, содержащие в своей структуре четвертичный аммониевый катион или сильно электроположительный атом азота ( $[(\text{CH}_3)_3\text{N}]^+$ ,  $-\text{CON}\delta^+\text{H}_2$  и т.д.). Исключением в данном случае являются активные капсулирующие свойства полиакрилатов щелочных металлов  $(\text{CH}_2\text{CH}(\text{COOMe}))_n$ , достигаемые за счет пространственного строения и ориентации макромолекулы полиакрилата в результате электростатических взаимодействий на поверхности глинистых частиц [16, 73] (Рисунок 2.1).

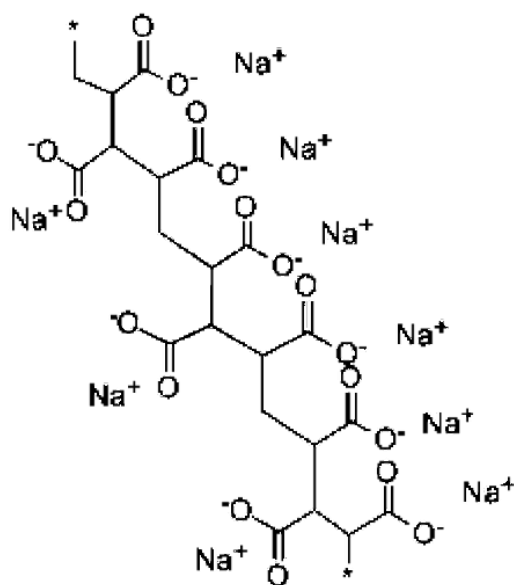


Рисунок 2.1 – Пространственное строение макромолекулы полиакрилата

Такое пространственное строение характерно для всех акриловых полимеров, за счет чего эти полимеры нашли широкое применение в строительстве скважин [7, 10]. Подобный экраный эффект на поверхности глины в разной степени способствует созданию других органических соединений, не содержащих четвертичный аммониевый катион или сильно электроположительный атом азота. Механизм ингибирования гидратации глин в водных средах с акриловыми полимерами, поликатионными электролитами или катионными ПАВ многоплановый и обусловлен их способностью к химической и физической

адсорбции, а также способностью замещать катионы обменного комплекса органическими катионами во всех доступных участках обменных центров поверхности глинистых частиц. В результате капсуляции природа олеофильных глин становится такой же, как у гидрофобных материалов и поэтому устранение межплоскостной гидратации происходит в основном в результате подавления структурной составляющей расклинивающего давления. Модифицирование поверхности глин одновременно ведет к ослаблению структурной составляющей и уменьшению электростатического эффекта расклинивающего давления. Физическая адсорбция соединений с четвертичным аммониевым катионом напоминает экранирующее действие углеводов [16, 102]. Эффективность капсулирующих ингибиторов напрямую зависит от ионизации азота, поскольку через атомы азота происходит встраивание в поверхность глины и создание координационных связей. В результате взаимодействия с капсулирующим ингибитором на поверхности глины нейтрализуются отрицательно заряженные реакционные центры.

Для сохранения устойчивости глинистых пород в состав стабилизирующей жидкости необходимо включить химические реагенты, обладающие гидрофобизирующими, ингибирующими и крепящими свойствами. Для придания технологической жидкости гидрофобизирующих свойств можно использовать кремнеорганические соединения, соли высших кислот или нафтеновые кислоты. Механизм действия данных реагентов основан на их адсорбировании на глинистых минералах для предотвращения взаимодействия с фильтратом растворов. Кремнеорганические реагенты в сочетании с понизителями водоотдачи оказывают высокое стабилизирующее действие на коллоидные глинистые частицы, а добавление полимерных реагентов позволяет усилить это действие.

Иной группой реагентов, стабилизирующей неустойчивые глинистые породы, являются асфальты различных модификаций. Механизм их действия заключается в создании непроницаемой пленки на поверхности стенок скважин, что особенно эффективно при бурении интервалов, склонных к осыпям и обвалам. В качестве гидрофобизаторов широкое применение для стабилизации ствола

скважины в интервалах неустойчивых пород используются отечественные комплексные добавки: Ингидол ГГЛ, Стабилайт, Стабилайт II, Асфальтекс, Асфасол и др. Среди аналогичных реагентов зарубежных производителей можно отметить реагенты Soltex, MaxPlex, BlackFury и др. [106]. Мыла жирных кислот (алюминиевые или нефтяные кислоты) при взаимодействии с катионами железа или алюминия способны создавать нерастворимую поверхностно-активную суспензию, абсорбирующуюся на поверхности глинистых частиц и в межслойном пространстве глинистых минералов, тем самым придавая поверхности стенок скважины гидрофобизирующую способность [67].

Кольматация является одним из условий решения задачи по недопущению осыпей и обвалов глинистых пород. Перекрыв трещины и каналы, по которым поступает свободная вода, можно значительно снизить вероятность потери устойчивости стенок скважин. Процесс закупорки трещин и открытых пор хрупких глинистых пород заключается в создании механической преграды на пути фильтрации свободной воды [73, 75]. Согласно информации, представленной в [104], обеспечение кольматирования микротрещиноватых пород является одним из путей решения проблемы осыпей и обвалов хрупких аргиллитов. В роли кольматанта могут выступать любые реагенты, способные адсорбироваться на поверхности без вступления в химическое взаимодействие. Примерами таких веществ являются гранулированная сажа, мелкодисперсный графит, акриловые полимеры, полигликоли, гипс, полиакриламиды и т.д. [68, 73, 81]. Повышение стабильного состояния стенок ствола скважины достигается за счет их силикатизации с помощью жидкого стекла на основе натрия или калия [73]. Использование силикатов особенно эффективно при обеспечении их фильтрации в толщу глинистых пород, что дополнительно обеспечивает ее гидрофобизацию (Рисунок 2.2).



Г. кольтматирующие (непрямого действия, препятствующие проникновению воды за счет возникновения диффузии):

Г.1. гидрофобизирующие вещества (анионные ПАВ, масло и др.);

Г.2. понизители фильтрации и микрокольтматанты.

К отдельной группе относятся минеральные реагенты, обеспечивающие модификацию глины за счет ионного обмена и образования на ее поверхности нерастворимых крепящих соединений, продуктов взаимодействия с гидроокисью кальция ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ), магния ( $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ), алюминия ( $\text{Al}(\text{OH})_3$ ), сульфатом кальция ( $\text{CaSO}_4$ ) и силикатами ( $\text{SiO}_3^{2-}$ ). Данные добавки эффективно повышают крепящие свойства пород, формирующих стенки скважин, однако приводят к необратимому снижению проницаемости пласта. Применение данных реагентов снижает эффективность полимеров, значительно осложняет регулирование структурно-реологических и фильтрационных свойств растворов, и их использование не допускается при высоком содержании твердой фазы. По этой причине от минеральных добавок не включены в состав стабилизирующей жидкости.

Группа реагентов А.2 ингибирует по ионообменному механизму, к которому относятся и соединения, выделяющие ионы  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ . Данные соединения эффективно ингибируют гидратацию глин, но не представляют практического интереса, поскольку являются источниками «загрязняющих» ионов, снижающих эффективность применения полимерных реагентов, регулирующих фильтрационные и структурно-реологические свойства буровых растворов.

Подбор компонентов для разработки состава технологической жидкости проведен на основании анализа причин неустойчивости глинистых пород среднего катагенеза и лабораторных исследований отдельно взятых химических реагентов по их ингибирующей, гидрофобизирующей и крепящей способностям:

1. карбоксиметилцеллюлоза – натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты. Представляет собой хорошо растворимый в воде мелкозернистый порошкообразный материал белого или кремоватого цвета. Применяется для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов [105].

2. силикат натрия или калия (стекло жидкое) – коллоидный водный раствор, вязкая жидкость от серого и желтовато-коричневого до светло-желтого цвета, с плотностью 1300-1800 кг/м<sup>3</sup>. Применяется для приготовления силикатных промывочных жидкостей в целях предотвращения гидратации и набухания глинистых пачек. Жидкое стекло может использоваться при борьбе с поглощением промывочной жидкости в составе быстросхватывающихся паст, используемых для заполнения порового и трещиноватого пространств [79].

3. калий хлористый – неорганическая соль соляной кислоты, хорошо растворима в воде, широко применяется в нефтегазовой промышленности в качестве ингибитора набухания глин, утяжелителя и для снижения активности воды [68].

4. калий муравьинокислый (формиат) – калиевая соль муравьиной кислоты, применяется в качестве ингибитора, утяжелителя, термостабилизатора и бактерицида буровых растворов. Является экологически безопасным реагентом, обладает высокой ингибирующей способностью по отношению к гидратации глин [73].

5. калий углекислый (поташ) – средняя соль калия и угольной кислоты. Белое кристаллическое вещество, хорошо растворимое в воде. В нефтегазовой промышленности вводится в состав буровых растворов как компонент, ингибирующий набухание глин [60].

6. карболигносульфонат пековый – многоцелевой комплексный полимерный реагент на основе омыленного таллового пека. Является стабилизатором буровых растворов, используется для приготовления безглинистых полимерных и полимерно-эмульсионных буровых растворов, предназначенных для качественного вскрытия продуктивных карбонатных и терригенных коллекторов [81].

7. Ингидол ГГЛ – является ингибирующей композицией для буровых растворов. Это многокомпонентный состав на основе асфальтенов (гильсонита, модифицированных битумов, композиции гликолей, производных жирных кислот

и других компонентов), предназначенный для обеспечения устойчивости ствола скважин [106].

8. полиэтиленгликоль (ПЭГ-2000) – представляет собой воскообразные чешуйки белого цвета, растворимые в воде. Используется в промышленности как один из компонентов моющих средств [107].

9. Асфасол – порошок черного или темно-коричневого цвета, реагент на основе сульфированного асфальта, предназначенный для предотвращения гидратации глинистых пачек [29].

10. Soltex – порошок черного цвета, основным компонентом является сульфонат калия нефтяного битума, предназначен для стабилизации глинистых пачек [103].

11. Гильсонит – реагент, представляющий собой порошок черного цвета на основе природного асфальта. Применяется в составе буровых растворов в целях стабилизации ствола скважин в интервалах неустойчивых глинистых отложений [29].

## **2.2 Методы исследований глинистых образцов в технологических жидкостях**

### **2.2.1 Метод исследования прочности глинистых образцов после взаимодействия с технологическими жидкостями**

Для анализа изменения прочности керна после взаимодействия с технологической жидкостью применяется исследование изменения прочности керна в исследуемых средах [108]. Оно заключается в термостатировании в динамических условиях образцов керна представленной породы фракцией 2,5-5,0 мм и массой 30-50 г в вальцовой печи в исследуемых жидкостях при температуре 70-80 °С в течение 16 часов. После этого материал пропускают через сито с размером ячеек 1 мм. Породу, не прошедшую сквозь ячейки сита, промывают водой или раствором натрия хлора. Затем ее помещают в ячейку

прибора (Рисунок 2.3) и начинают прикладывать усилие для ее выдавливания через перфорированную пластину, которая находится в нижней части ячейки. По величине крутящего момента на динамометрическом ключе определяют эффективность взаимодействия исследуемых жидкостей с химическими реагентами: чем больше этот показатель, тем выше крепящее свойство добавок [77].

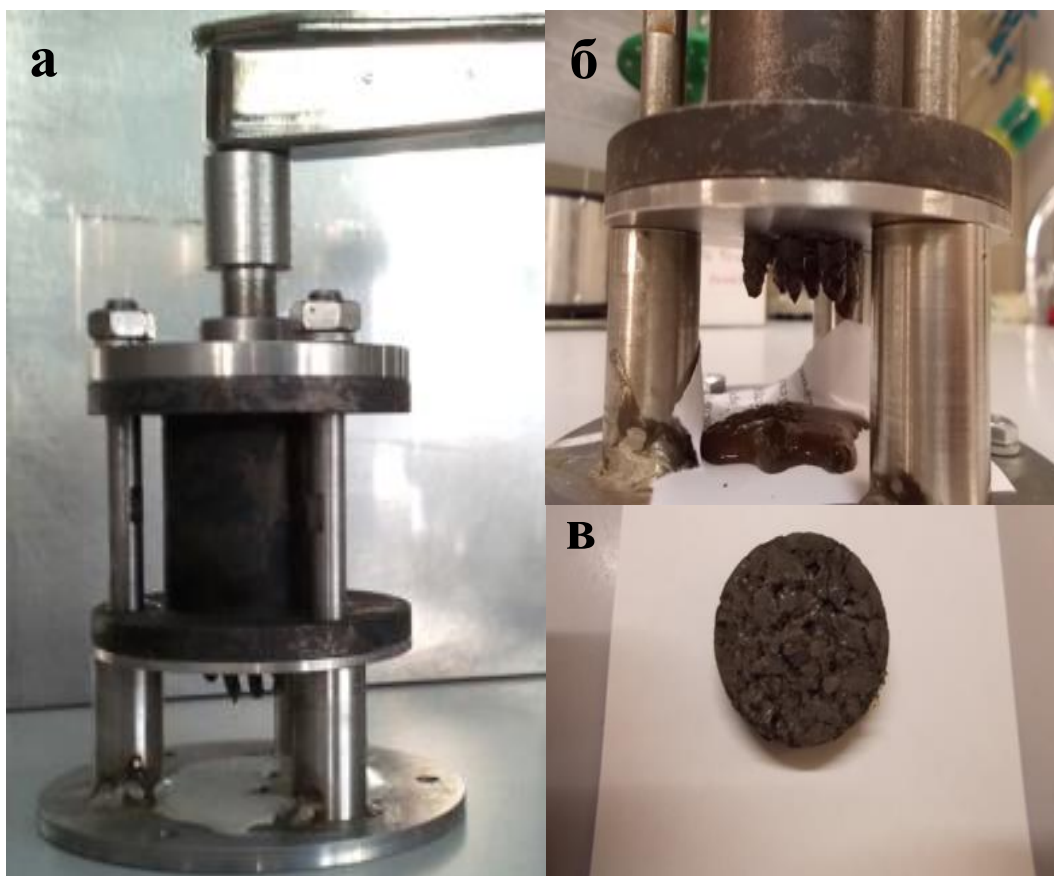


Рисунок 2.3 – Прибор для исследования изменения прочности глинистого материала после его термостатирования в динамических условиях в исследуемых растворах (а), частичный выход керна из ячейки прибора (б), типичный спрессованный образец после определения его прочности (в)



## 2.2.2 Метод исследования линейного увеличения высоты глинистых образцов в технологических жидкостях

Испытания химических реагентов проводят с помощью измерителя линейного набухания FANN-2000, который позволяет оценить ингибирующую способность растворов по увеличению высоты глинистых образцов. Прибор предназначен для определения не только величины, но и динамики набухания искусственно приготовленных глинистых образцов в исследуемых растворах. Результаты испытаний представляются в графическом виде и отображают степень набухания образцов в зависимости от времени их нахождения в исследуемых жидкостях. Он оснащается измерительными головками для одновременного испытания до 4-х глинистых образцов в 4-х растворах. Данные, поступающие с измерительных головок прибора, регистрируются, обрабатываются и отображаются в графическом виде при помощи специализированного программного обеспечения (Рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Прибор для исследования линейного увеличения высоты глинистых образцов (а), глинистые образцы (б, в), компактор для их получения (г), график увеличения высоты глинистых образцов в зависимости от времени (д)

Методика изготовления глинистых образцов заключается в формировании под давлением 68,9 МПа эталонных образцов диаметром 20 мм и высотой 8 мм. Для получения однородного порового пространства глинистых образцов, молотый Kern предварительно просеивают через сито с размером ячейки 100 мкм, а затем через сито с размером ячейки 56 мкм. Собранный на втором сите глинопорошок выдерживают в течение 2 часов в сушильном шкафу при температуре 105 °С и помещают для охлаждения и последующего хранения в эксикатор с влагопоглотителем (прокаленным при 250-300 °С хлоридом кальция). Формирование глинистых образцов выполняется на гидравлическом прессе-компакторе, входящем в комплект прибора. Перед процессом спрессовывания в навеску глинопорошка массой 9,5 г вводится 0,5 мл дистиллированной воды для обеспечения необходимой прочности получаемого образца. После изготовления и до начала эксперимента глинистые образцы хранятся в эксикаторе с влагопоглотителем для нормирования их влажности.

### **2.2.3 Метод исследования механизма диспергирования глинистого материала в технологических жидкостях**

Определение диспергирования глинистого материала в анализируемых растворах применяется для исследования степени его разрушения (диспергирования) в технологической жидкости. Для этого используется обезвоженный глинистый материал фракции 2,5-5,0 мм, который помещается в ячейки и подвергается динамическому воздействию в вальцовой печи (термостатированию) в течение 16 часов при температуре, близкой к скважинной – 80 °С (Рисунок 2.5). После термостатирования в динамических условиях содержимое ячеек пропускается через сито с типоразмером ячеек 2,5 мм, а оставшиеся на сите частицы промываются водой от исследуемой жидкости, высушиваются до постоянной массы и взвешиваются.



Рисунок 2.5 – Вальцовая печь (а) и ячейка (б), предназначенные для исследования технологической жидкости путем термостатирования кернового материала в динамических условиях

Разница в массе глинистого керна до и после воздействия технологической жидкости выражается в процентах и характеризует диспергирующую способность испытываемых жидкостей.

### **2.3 Методика проведения лабораторных исследований по оценке устойчивости глинистых пород в технологических жидкостях**

В работах [4-6, 10, 29 и др.] отмечено, что стандартные лабораторные испытания не дают полного объективного представления того, как будет действовать та или иная технологическая жидкость в пластовых условиях. Поэтому методика проведения исследований усовершенствована: создают поэтапное воздействие стабилизирующей жидкости и применяемого в настоящее время при бурении боковых стволов биополимерного хлоркалиевого раствора на неустойчивые глинистые отложения. Определяют эффективность стабилизирующего действия исследуемой жидкости при взаимодействии с буровым раствором при имитации внутрискважинных давлении и температуре. Вместо фиксируемой динамики изменения давления в двух рабочих камерах, определяется время устойчивого состояния кернового образца под воздействием фильтрата жидкости при репрессии 3,5 МПа. Фильтрат проникает в образец и

глинистый материал в большей или меньшей степени гидратирует, набухает и разупрочняется, теряя свою устойчивость. Чем большее время образец находится в устойчивом состоянии – тем эффективнее комплексное ингибирующее, гидрофобизирующее и крепящее свойства состава. Исходя из этого, для разработки стабилизирующей жидкости был модернизирован фильтр-пресс НТНР, для которого при помощи 3D-принтера напечатана форма, предназначенная для размещения глинистого керна в ячейке фильтр-пресса (Рисунки 2.8, 2.9).

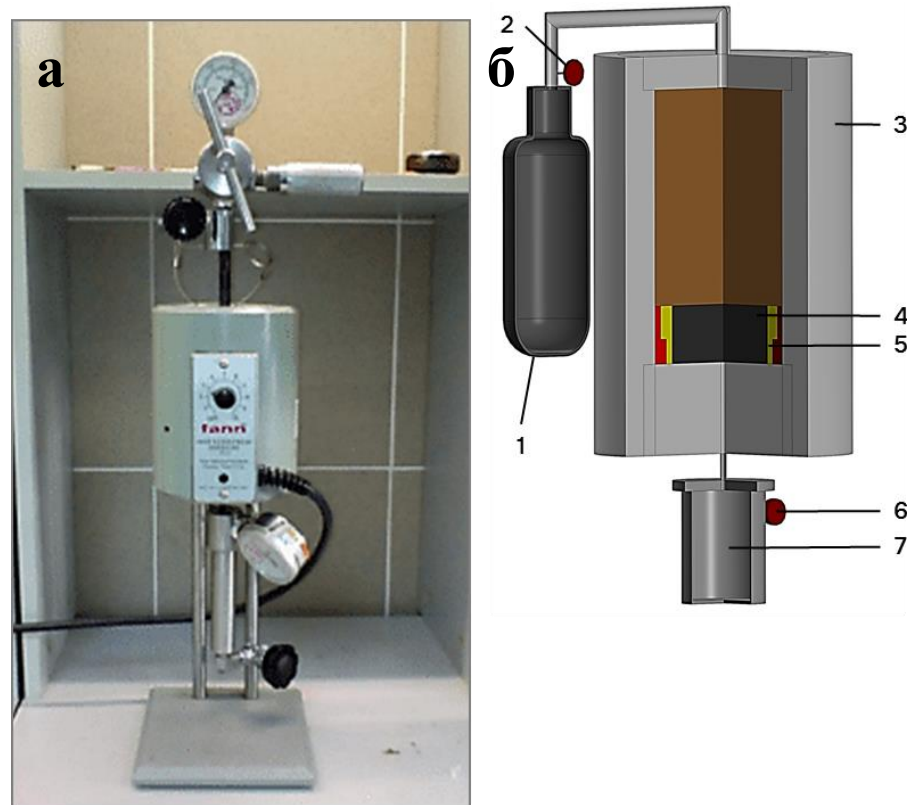


Рисунок 2.8 – Внешний вид (а) и эскиз прибора для исследования динамики разрушения глинистого образца под действием исследуемого раствора (б), где 1 – блок создания давления, 2 – манометр, 3 – терморубашка, 4 – керн, 5 – эпоксидная смола, 6 – манометр, 7 – колба для фильтрата



Рисунок 2.9 – Внешний вид глинистого образца (а), пластиковой формы (б) и готовой основы с глинистым образцом, залитым эпоксидной смолой (в)

Подготовлены образцы, сформированные прессованием под давлением 70 МПа из дезинтегрированного до фракции 0,056-0,064 мм зерна пласта БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения, т.е. из неустойчивых глинистых отложений, которые представляют собой цилиндры диаметром 30 мм и высотой 15 мм.

Таким образом, методика проведения лабораторных исследований по оценке устойчивости глинистых пород в стабилизирующей технологической жидкости с учетом влияния бурового раствора, находящегося во взаимодействии с горной породой на модернизированном фильтр-прессе, следующая:

1. цилиндрические глинистые образцы заливают эпоксидной смолой ЭД-20 в предварительно отпечатанной на 3D-принтере форме. Полное затвердевание эпоксидной смолы с образцом происходит в течение 16-18 часов.
2. после затвердевания эпоксидной смолы, не вынимая образец из ячейки, в последнюю заливается модельный биополимерный хлоркалийевый раствор, состав и характеристики которого представлены в Таблицах 3.10, 3.11. Ячейка закрывается крышкой, создается азотом давление 3,5 МПа. Время выдержки образцов составляет 0,5 часа для осуществления процесса интенсивного капиллярного поглощения жидкости глинистыми минералами и проникновения несвязанной воды в межслойное пространство. На нижний шток ячейки присоединяется вторая рабочая камера с манометром (Рисунок 2.8). Этим манометром фиксируется изменение давления во второй рабочей камере, также заполненной модельным буровым раствором. Дальнейшее проведение

эксперимента на нескольких керновых образцах показало полную их непроницаемость для фильтрата.

3. не вынимая образец из ячейки, в нее заливается исследуемая стабилизирующая жидкость, состав и параметры которой представлены в Таблицах 3.8 и 3.9. Ячейка закрывают крышкой, создают азотом давление 3,5 МПа. Состав выдерживается под давлением в течение 3 часов для заполнения порового и трещиноватого пространств силикатами натрия, и продуктами их взаимодействия с солями поливалентных металлов с образованием кремниевого геля.

4. аналогичной п. 2 технологии осуществляют повторное воздействие модельного биополимерного хлоркалиевого раствора на глинистый керновый образец. Время выдержки образцов составляет 0,5 часа.

В качестве примера результата проведения экспериментов на Рисунке 2.10 представлено воздействие пресной воды на глинистый образец.

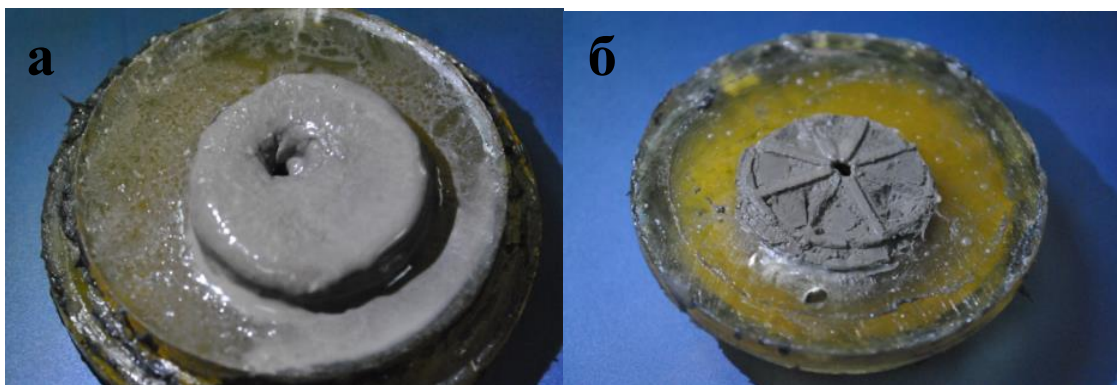


Рисунок 2.10 – Внешний вид глинистого образца после разрушения пресной водой, где а – вид сверху, б – вид снизу

## **2.4 Методика оптимизации состава технологической жидкости.**

### **Планирование эксперимента**

Для проведения оптимизации состава технологической жидкости необходимо осуществить математическое планирование эксперимента. В качестве модели исследуемой жидкости предлагается полином (2.1):



$$Y = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i + \sum_{i,j=1}^k \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i,j=1}^k \beta_{ij} x_i^2 \dots \quad (2.1)$$

Стандартные двухуровневые матрицы планирования (полнофакторные и дробнофакторные) не целесообразно применять при разработке многокомпонентных составов, поскольку число опытов кратно возрастает при увеличении количества влияющих параметров. Поэтому предпочтительнее использовать матрицы, которые позволяют уменьшить количество опытов без потери качества математического моделирования. Некомпозиционное трехуровневое планирование эксперимента Бокса-Бенкена позволяет сократить число экспериментов без потери точности итогового математического уравнения по сравнению с полнофакторным экспериментом в 3 раза, обладает высокой степенью ортогональности, что положительно сказывается на точности регрессионного уравнения [109, 110].

Для построения матрицы планирования по методу Бокса-Бенкена необходимо:

1. обосновать границы варьирования исследуемых факторов;
2. определить и обосновать целевой параметр;
3. закодировать значения для исключения размерности.

Кодирование значений осуществляется согласно формуле (2.2):

$$x_i = \frac{C_i - C_{0i}}{I}, \quad (2.2)$$

где  $x_i$  – кодированное значение фактора (безразмерная величина);  $C_i$  и  $C_{0i}$  – натуральные значения фактора;  $I$  – натуральное размерное значение интервала варьирования факторов.

Перед проведением опытов необходимо проверить основные свойства матрицы:

1. симметричность (2.3):

$$\sum_{j=1}^N x_{ij} = 0, \quad (2.3)$$

где  $i$  – номер фактора;  $j$  – номер опыта;  $N$  – число опытов.

2. условие нормировки (2.4):

$$\sum_{j=1}^N |x_{ij}| = N \quad (2.4)$$

3. ортогональность (2.5):

$$\sum_{j=1}^N x_{ij} x_{fj} = 0, \text{ если } i \neq f \quad (2.5)$$

Ортогональность матрицы планирования эксперимента упрощает итерации и позволяет получить независимые оценки коэффициентов регрессии. Это означает, что удаление любого из коэффициентов регрессии не повлияет на оценку остальных коэффициентов. Соблюдение ортогональности матрицы необходимо в случае моделирования многофакторного процесса, поскольку это позволяет отсеивать наименее важные факторы, не существенно влияющие на результат.

После построения матрицы планирования эксперимента и проведения опытов необходимо проверить их воспроизводимость путем расчета критерия Кохрена (2.6):

$$G_p = \frac{\max S_{yj}^2}{\sum_{i=1}^N S_{yj}^2} \quad (2.6)$$

Если расчетное значение критерия Кохрена меньше табличного, т.е. выполняется условие  $G_p < G_{\text{табл}}$ , то все рассчитанные дисперсии признаются однородными, а опыты считаются воспроизводимыми. В случае установления неоднородности распределения целевых значений относительно влияющих факторов, необходимо повторно провести исследования, поскольку при правильно составленной матрице планирования эксперимента данная ошибка является



следствием допущенных неточностей при проведении опытов. Затем приступают к получению коэффициентов регрессии путем применения метода наименьших квадратов (2.7-2.9):

$$b_i = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N x_i y_j, \quad (2.7)$$

$$b_k = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N x_i x_j \bar{y}_j, \quad (2.8)$$

$$b_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N x_0 x_j \bar{y}_j \quad (2.9)$$

Суть данного метода заключается в нахождении функции по набору данных при условии минимизации квадратов отклонений фактических измерений от построенной функции.

Для проверки статистической значимости используется критерий Стьюдента, который должен быть меньше величины коэффициента регрессии для его включения в регрессионное уравнение. Применение критерия Стьюдента требует, чтобы влияющие параметры имели нормальное распределение. Расчетное значение  $t_p$  этого критерия для каждого коэффициента регрессии рассчитывается, как отношение модуля коэффициента к среднеквадратичному отклонению (2.10):

$$t_p = \frac{|b_i|}{s_b} \quad (2.10)$$

Сформированная матрица планирования эксперимента по методу Бокса-Бенкена благодаря своей ортогональности позволяет проводить оценку коэффициентов регрессии с одинаковой погрешностью с учетом проверки воспроизводимости опытов. Критическое значение критерия  $t_{кр}$  находят из таблицы распределения Стьюдента по числу степеней свободы  $f=N+(K-1)$  и уровню значимости  $q$  и сравнивают с расчетным значением. В случае превышения над расчетным влияющий параметр принимается значимым и включается в уравнение регрессии.

Полученное уравнение в неявном виде проходит проверку адекватности по критерию Фишера. Для этого необходимо вычислить дисперсию неадекватности  $S_a^2$  и дисперсию неоднородности  $S_y^2$  с последующим расчетом критерия Фишера (2.11-2.13):

$$S_a^2 = \frac{1}{(N-L)} \sum_{j=1}^N (y_{ip} - \bar{y}_j)^2, \quad (2.11)$$

$$S_y^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S_{yj}^2, \quad (2.12)$$

$$F_p = \frac{S_a^2}{S_y^2} \quad (2.13)$$

На заключительном этапе уравнение переводится из неявного вида в явный с помощью формулы, которая использовалась для кодирования физических величин. Полученная зависимость в дальнейшем используется для оптимизации состава стабилизирующей жидкости.

В научно-производственной практике для оптимизации концентраций реагентов химических веществ используют графические или аналитическо-графические методы, поскольку с их помощью исследователю проще определять степень синергетического воздействия независимых переменных на целевые параметры и стратегию для дальнейшей корректировки компонентного состава. Для оптимизации состава технологической стабилизирующей жидкости применяются два метода: построение поверхностей отклика и профилей желательности для их взаимной верификации. Вычисления для оптимизации состава стабилизирующей жидкости проводятся с помощью специализированного программного комплекса Statistica и языка программирования R, что снижает значение субъективного фактора при проведении расчетов.

Поверхность отклика представляет собой график с тремя осями, две из которых – изменение величин влияющих параметров, третья – изменение целевой переменной (Рисунок 2.6). Используются полиномы второго порядка для соединения точек измерения.

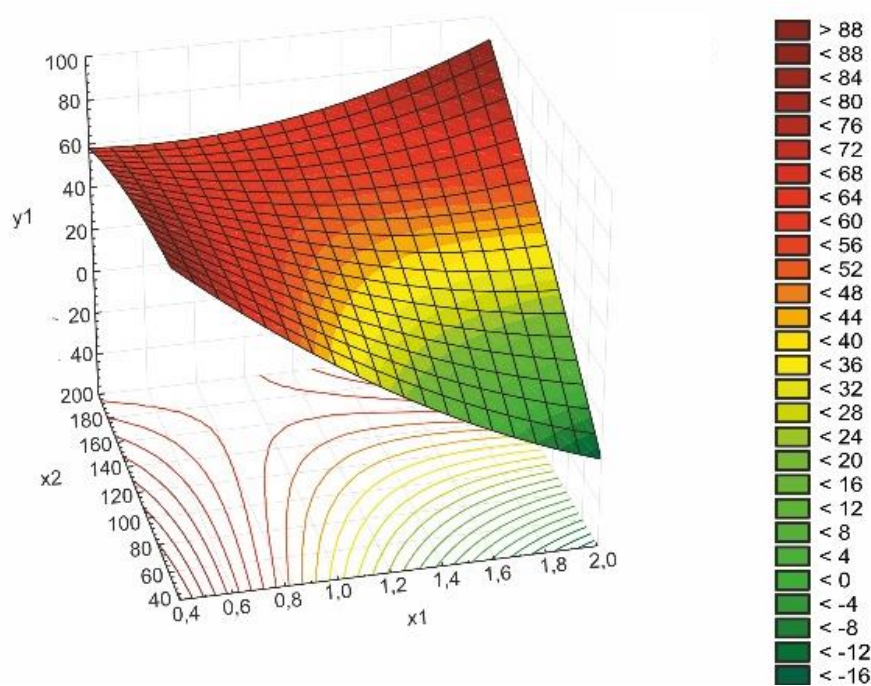


Рисунок 2.6 – Пример поверхности отклика, описывающий взаимное влияние двух параметров на целевую функцию

Подтверждающим методом оптимизации состава технологической жидкости является построение профилей желательности для определения оптимальных значений концентраций химических реагентов и целевой функции. Порядок проведения оптимизации построением профилей, следующий: задаются три значения желательности – наиболее желательное, среднее и наименее. Выбор определяется посредством экспертной оценки. Затем строятся графические распределения значений каждого фактора с привязкой к вероятности получения наиболее желательного результата. Основой для построения графиков является полученное уравнение регрессии.

Строится система уравнений регрессии в количестве, равном числу входных параметров. По каждому уравнению вычисляется целевой параметр путем изменения только одного из влияющих факторов при неизменности других. Таким образом получают распределения зависимости целевой переменной от входных переменных, на основании чего строятся графики желательности (Рисунок 2.7).

Сопоставляют результаты расчетов системы уравнений, сравнивают полученные графики и устанавливают оптимальную точку, в которой при

определенных значениях входных параметров достигается максимальный уровень целевой функции.

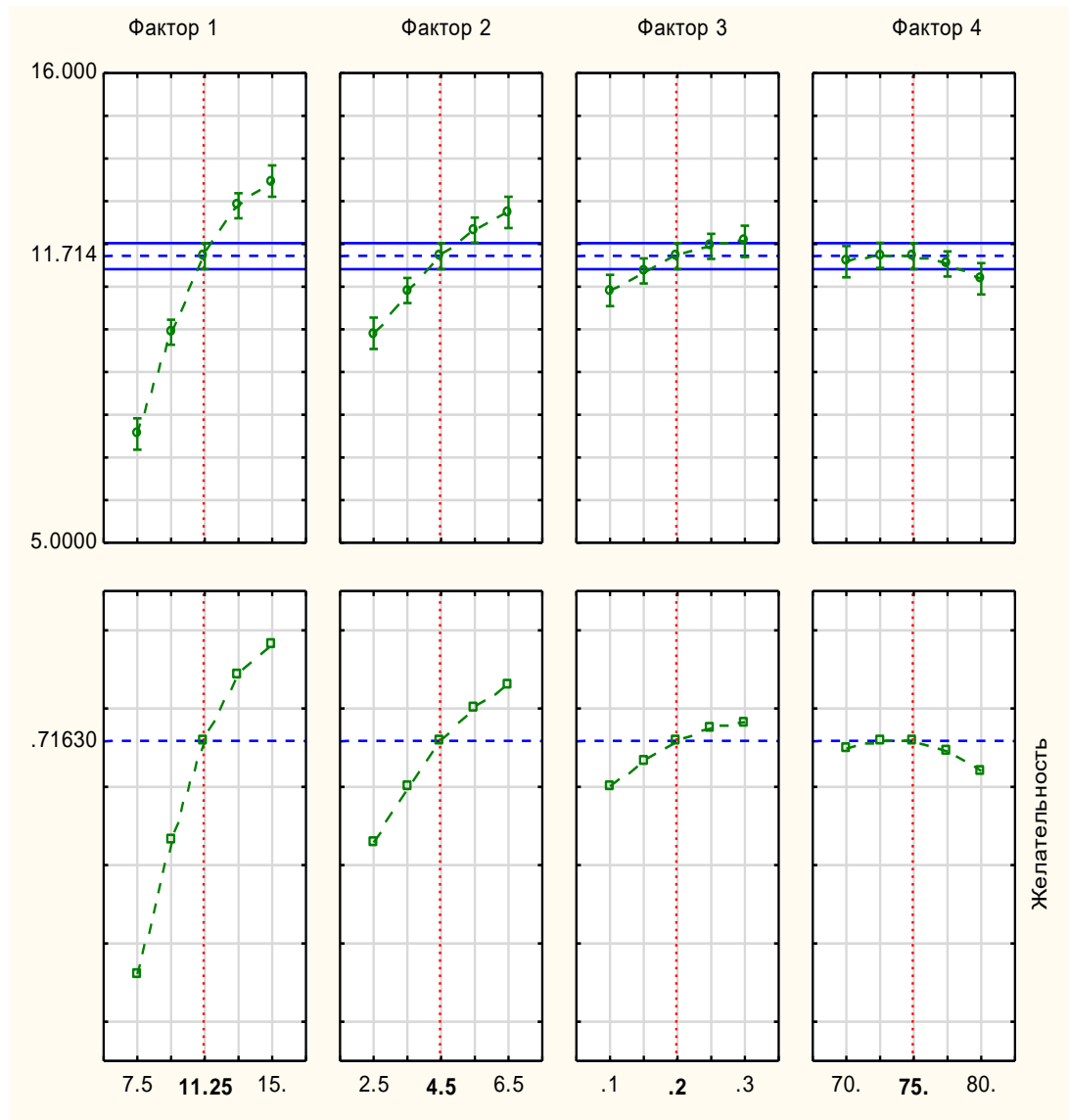


Рисунок 2.7 – Профили желательности получения целевой функции при максимально возможной ее вероятности

## 2.5 Методика оценки совместимости применяемых при бурении скважин растворов

Технология использования стабилизирующей технологической жидкости предполагает ее замещение биополимерным хлоркалиевым раствором, с помощью которого в настоящее время происходит строительство боковых стволов скважин,

профиль которых расположен в том числе в интервалах неустойчивых пород. В связи с чем для исключения возможности неконтролируемого изменения технологических параметров бурового раствора определяют совместимость этих составов. Она оценивается путем измерения углов закручивания пружины вискозиметра OFITE 900 исходных контактирующих друг с другом растворов и их смеси в трех соотношениях 3:1, 1:1 и 1:3 при температуре, имитирующую скважинную – 80 °С и определения коэффициента изменения вязкости. Полученные данные по углам закручивания смеси при 100 об/мин сравниваются с аналогичными показателями чистого испытуемого раствора при 100 об/мин, разницей этих величин вычисляется коэффициент изменения вязкости  $R$ .

Таким образом, методика разработки технологической жидкости, предназначенной для сохранения устойчивости глинистых пород, следующая:

1. обосновывают выбор химических реагентов для сохранения устойчивости глинистых отложений среднего катагенеза на основе анализа научной литературы и производственного опыта.
2. проводят постановочные лабораторные эксперименты по определению ингибирующих, гидрофобизирующих и крепящих свойств каждого химического реагента. На основании полученных результатов производится определение границ варьирования их концентраций.
3. осуществляют лабораторные эксперименты с использованием ядерного материала с интервалов, сложенных неустойчивыми глинистыми отложениями. Получают математическую модель исследуемой жидкости.
4. проводят дисперсионный и корреляционный анализы для обработки результатов проведения лабораторных экспериментов.
5. осуществляют выбор алгоритмов, позволяющих соединить аналитическое и графическое решение поставленной научной задачи. Определяют оптимальный химический состав технологической жидкости.
6. проводят лабораторные исследования воздействия технологической жидкости на неустойчивые глинистые породы с используемым буровым раствором на модернизированном фильтр-прессе.

## Выводы по главе 2

1. На основании анализа и изучения физико-химических механизмов сохранения устойчивости глинистых отложений, научно обоснованы химические реагенты для проведения постановочных лабораторных исследований.
2. Обоснован выбор методики построения матрицы планирования эксперимента Бокса-Бенкена, позволяющей уменьшить количество опытов без потери качества математической модели.
3. Разработана методика проведения лабораторных исследований по оценке устойчивости глинистых пород в технологической жидкости с учетом влияния бурового раствора, находящегося во взаимодействии с горной породой, в соответствии с которой осуществлены лабораторные испытания на модернизированном фильтр-прессе. Она заключается в поэтапном воздействии стабилизирующей жидкости и применяемого в настоящее время при бурении боковых стволов биополимерного хлоркалиевого раствора на неустойчивые глинистые отложения для определения эффективности стабилизирующего действия исследуемой жидкости при взаимодействии с буровым раствором при имитации внутрискважинных давлении и температуре.

## **ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ**

### **3.1 Обоснование выбора химических реагентов, предназначенных для сохранения устойчивости глинистых пород**

В зависимости от литогенеза выделяют скрыто-текучие, пластичные, полутвердые и твердые глины [28, 29, 67-68]. Исходя из этого следует применять различные промывочные жидкости, обеспечивающие устойчивость ствола скважины в интервалах их залегания. Покрышки продуктивных пластов, сложенные такими породами, на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов расположены на глубинах 2800-3100 м по вертикали. Согласно рентгено-структурному анализу, проведенному в Центре исследования керна и пластовых флюидов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», этот интервал характеризуется наличием, в том числе, глинистых пород среднего катагенеза, которые состоят из каолинита, хлорита, гидрослюда. Более ранние и вышезалегаемые глины имеют влажность 30-45 % и являются текучими. Нижезалегаемые глины начала позднего катагенеза – полутвердые с влажностью, приближающейся к 5-8 %. На стадии второй половины среднего катагенеза и весь поздний катагенез увеличиваются прочность и хрупкость глинистых пород и их влажность не превышает 1-2 % [112].

Для полутвердых глинистых отложений из-за снижающейся влажности характерно образование микротрещин, по которым фильтрат бурового раствора проникает в породу и взаимодействует с ней, что в конечном итоге может привести к ее разбуханию и последующей дестабилизации ствола скважины. По этой причине эффективно применение в качестве микрокольматантов, предотвращающих или снижающих поступление фильтрата в микротрещины неустойчивых пород, сульфированных асфальтов, которые целесообразно применять совместно с окисленными битумами и полигликолями. Для прочных, хрупких нижезалегающих глинистых пород, влажность которых низка, развитие

микротрещиноватости носит более выраженный характер, однако такие глины практически не подвергаются набуханию под действием фильтрата.

Исходя из этого, для сохранения устойчивости глинистых пород среднего катагенеза в состав стабилизирующей жидкости должны входить как ингибиторы набухания глин, гидрофобизаторы-микрокольматанты на основе сульфированных асфальтов с окисленными битумами и полигликолями, так и силикаты в качестве крепящей добавки.

### **3.2 Результаты лабораторных исследований химических реагентов определением прочности глинистых образцов**

На основе описанной в главе 2, пп. 2.2.1 методики исследования реагентов, был обоснован выбор химических добавок, обладающих гидрофобизирующим по отношению к неустойчивым породам действием, путем определения прочности глинистых образцов керна. С этой целью были приготовлены пресные биополимерные растворы с реагентами Ингидол ГГЛ, Асфасол, Гильсонит и Soltex, содержание которых в испытуемых жидкостях составило 2 %. Подготовленный керновый материал помещали в ячейку старения, заполненную биополимерными промывочными жидкостями с вышеуказанными добавками для термостатирования в динамических условиях в течение 16 часов при температуре, близкой к скважинной – 80 °С. Результаты исследования реагентов представлены на Рисунке 3.1. Результаты экспериментов обработаны программными комплексами Excel и Statistica 13. Уравнения регрессии и коэффициенты детерминации зависимостей исследуемых составов растворов приведены в Приложении А.



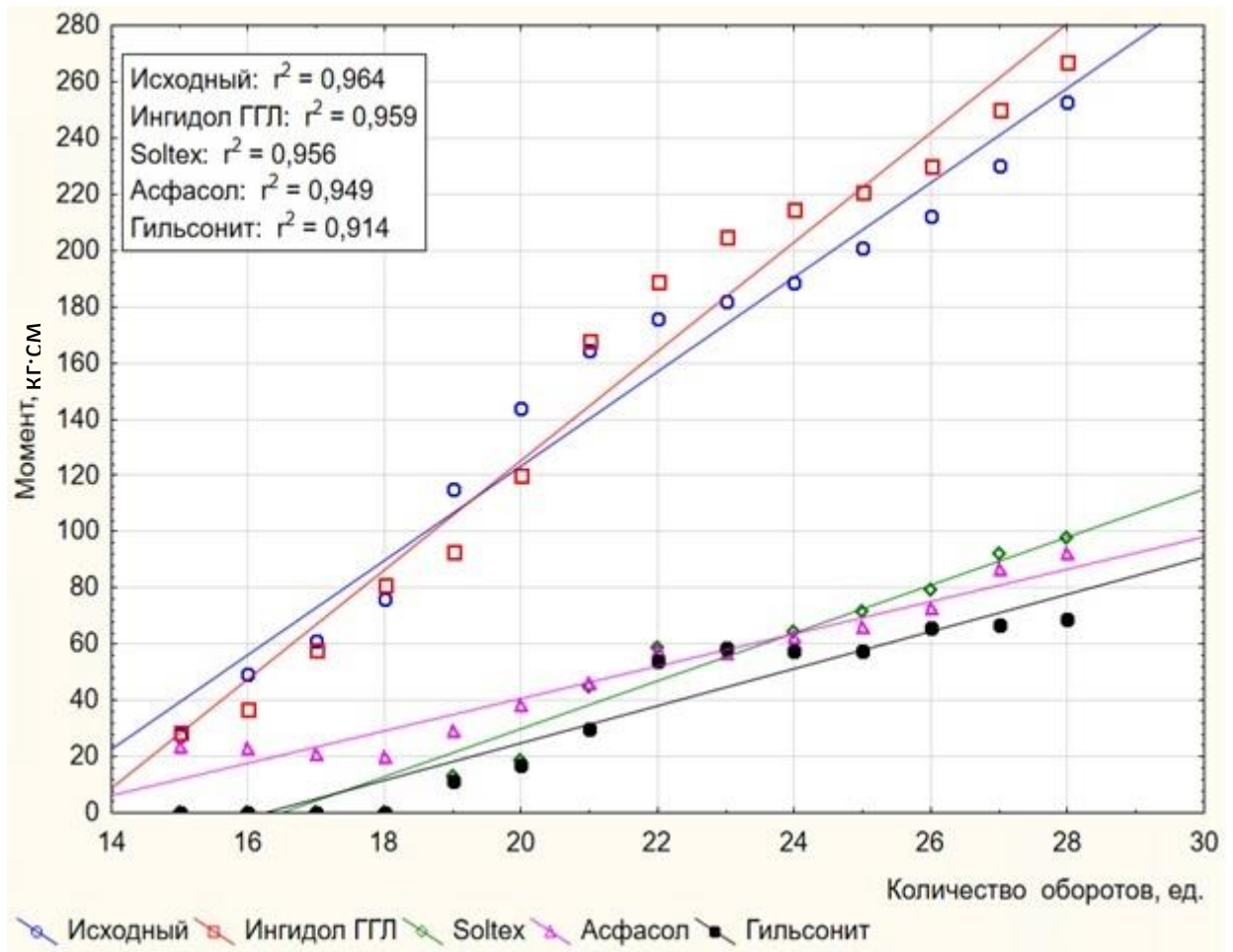


Рисунок 3.1 – Динамики изменений прочностей образцов керна после их термостатирования в динамических условиях в исследованных растворах

Установлено, что тренды изменений прочностей образцов керна после их термостатирования в динамических условиях в промывочных жидкостях с ингибирующими добавками (Ингидол ГГЛ, Асфасол, Гильсонит, Soltex) имеют типичный S-образный характер зависимости прилагаемого усилия от количества оборотов. Первый пологий участок характеризует уплотнение керна в ячейке. Незначительное изменение прилагаемого усилия объясняется тем, что для уплотнения глинистого материала необходимо малое значение момента силы. После чего наблюдается пластическое разрушение пропитанного буровым раствором керна, что отмечено по резкому росту прилагаемого усилия. На заключительном этапе происходит выдавливание разрушенной глинистой горной породы через перфорированную пластину, которая находится в нижней части ячейки (Рисунок 2.3).

**Вывод по проведенным исследованиям.** Реагенты Асфасол, Гильсонит и Soltex снижают прочность глинистых керновых образцов после 16 часов термостатирования в динамических условиях в роликовой (вальцовочной) печи по сравнению с исходным раствором и раствором, обработанным Ингидолом ГГЛ. Для спрессовывания глинистых материалов после воздействия реагентов Гильсонит и Soltex необходимо приложить момент менее 50 кг·см за 21 оборот. В то время как глинистые образцы, обработанные биополимерной промывочной жидкостью с добавлением Ингидола ГГЛ, уплотняются на 19 обороте при моменте более 50 кг·см, после чего идет резкий рост прилагаемого усилия, достигающий до 225 кг·см, что выше показателей после обработки исходным биополимерным буровым раствором. В результате проведения постановочных экспериментов по определению прочности керна установлено, что Ингидол ГГЛ наиболее эффективен в качестве гидрофобизатора неустойчивых глинистых отложений. Определены границы варьирования его концентраций – 1-3 %. Оптимальным значением установлено 2 % Ингидола ГГЛ, что подтверждено лабораторными испытаниями [106].

### **3.3 Результаты лабораторных исследований влияния химических реагентов на линейное увеличение глинистых образцов**

Лабораторно испытаны ингибирующие способности наиболее часто применяемых при разработке стабилизирующих жидкостей, реагентов: силикатов калия и натрия, неорганических солей (формиат, хлорид, карбонат калия), карбоксилигносульфоната пекового, сульфированного асфальта, окисленного битума (комплексный реагент Ингидол ГГЛ) и полиэтиленгликоля, путем приготовления нескольких растворов, несущей основой которых является водный раствор КМЦ (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Составы растворов с добавлением ингибирующих реагентов в водном растворе карбоксиметилцеллюлозы

№ состав	Содержание реагентов, мас. %									
	Карбоксиметилцеллюлоза	Ингидол ГГЛ (сульфированный асфальт и окисленный битум)	Силикат натрия	Силикат калия	Формиат калия (сухой)	Формиат калия (раствор)	Хлорид калия	Карбонат калия (погаш)	Карболигносульфонат пековый	Полиэтиленгликоль
1	2	2	5	–	7,5	–	–	–	–	–
2	2	2	5	–	–	–	7,5	–	–	–
3	2	2	2	–	–	–	7,5	–	–	–
4	2	2	2	–	7,5	–	–	–	–	–
5	2	2	5	–	–	7,5	–	–	–	–
6	2	2	–	5	–	–	7,5	–	–	–
7	2	2	–	–	–	–	7,5	5	–	–
8	2	2	–	–	–	–	7,5	–	2	–
9	2	2	–	–	–	–	–	5	–	–
10	2	2	5	–	–	–	–	–	–	0,25
11	2	2	–	–	–	–	7,5	–	–	0,25
12	2	2	–	–	–	–	–	–	–	–
13	2	2	–	–	–	–	7,5	–	–	–
14	2	2	5	–	–	–	–	–	–	–
15	2	2	–	–	–	–	–	–	–	0,25
16	2	2	–	–	–	–	15	–	–	0,25
17	2	2	5	–	–	–	15	–	–	0,25

Промывочная жидкость на водной основе с 2 % содержанием КМЦ обоснована научными исследованиями влияния концентрации добавки на реологические свойства раствора, а также широкой и эффективной практикой применения данного реагента для приготовления полимер-глинистых промывочных жидкостей [105]. При 2 % концентрации КМЦ фильтрация принимает минимальное значение, дальнейшее увеличение содержания не оказывает влияния на ее величину.

Концентрация Ингидола ГГЛ была принята равной 2 %, исходя из результатов постановочных экспериментов по исследованию влияния его

гидрофобизирующей способности. Проведенные опыты по изучению изменения реологических свойств (эффективная вязкость и статическое напряжение сдвига) бурового раствора при разных концентрациях Ингидола ГГЛ показали, что оптимальным значением так же является 2 %. Аналогичное значение рекомендуется производителем данного комплексного реагента, представляющего собой сульфированный асфальт и окисленный битум.

Верхний и нижний пределы содержания натриевого и калиевого силикатов установлены на основании проведенного анализа научной литературы и производственного опыта. В работах [79, 111], посвященных разработкам промывочных жидкостей для бурения скважин в интервалах неустойчивых пород, приведены результаты, согласно которым 2-5 % содержание силикатов натрия дает наилучший эффект по стабилизации стенок скважин в интервалах залегания глинистых отложений.

В [76] приведены результаты исследований ингибирующей способности хлорида калия разных концентраций, согласно чему его содержание, равное 7,5-15 %, наиболее эффективно по отношению к глинистым минералам.

Концентрации формиатов калия в сухом виде и в виде раствора, равные 7,5 %, были выбраны для проведения сравнительного анализа ингибирующих свойств реагентов.

Карбонат калия (поташ) используется в буровых растворах в качестве ингибитора глин и стабилизатора стенок скважин. Концентрация данного реагента составляет 5 % от общей массы раствора по рекомендации изготовителя.

Концентрация КЛСП выбрана исходя из инструкции по применению, в которой указано, что оптимальное содержание реагента составляет 2 %.

Полиэтиленгликоль со средней молекулярной массой (несколько тысяч атомных единиц массы) добавляется в раствор в концентрации 0,25 % для проявления ингибирующих свойств [107].

Для исследования ингибирующей способности применялся тестер линейного набухания FANN Model 2000, методика работы с которым описана в главе 2, п. 2.2. В качестве исследуемого материала был использован образец керна, отобранный в

интервале покрышки пласта БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения с глубины по абсолютной отметке 2388-2396 м. Его минеральный состав представлен в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Минеральный состав керна, предназначенного для исследований линейного увеличения образцов при воздействии ингибирующих реагентов

Литологическое описание	Катионо-обменная емкость, мЭкв/100	Минеральный состав образца керна, %						
		Кварц	Полевые шпаты	Сидерит	Пирит	Глинистые минералы		
						Каолинит	Хлорит	Гидро-слюда
Аргиллит алевролитовый	30	30	25	3	5	11	9	17

Перед проведением опытов глинистый керновый материал диспергировали при помощи ротационной мельницы до размера частиц менее 0,07 мм, затем высушивали в термошкафу при  $t = 105 \pm 5$  °С и помещали в эксикатор. Далее под давлением 70 МПа подготовленный материал спрессовывали компактором в цилиндрической пресс-форме на протяжении 1,5 часов. Затем образцы глинистого керна помещались в емкости для тестирования линейного изменения их размера на 16 часов. С целью сравнительного анализа воздействия приготовленных растворов на керновый материал, были построены графики, которые отображают характер изменения линейной величины образцов керна.

Для данных графиков (Рисунки 3.2-3.10) характерны три участка: первый описывает начало процесса интенсивного капиллярного поглощения жидкости глинистыми минералами, второй – стадию набухания образцов из-за проникновения несвязанной воды в межслойное пространство, третий – остаточное увеличение размеров образцов керна. Значения концентраций реагентов представлены в Таблице 3.1.

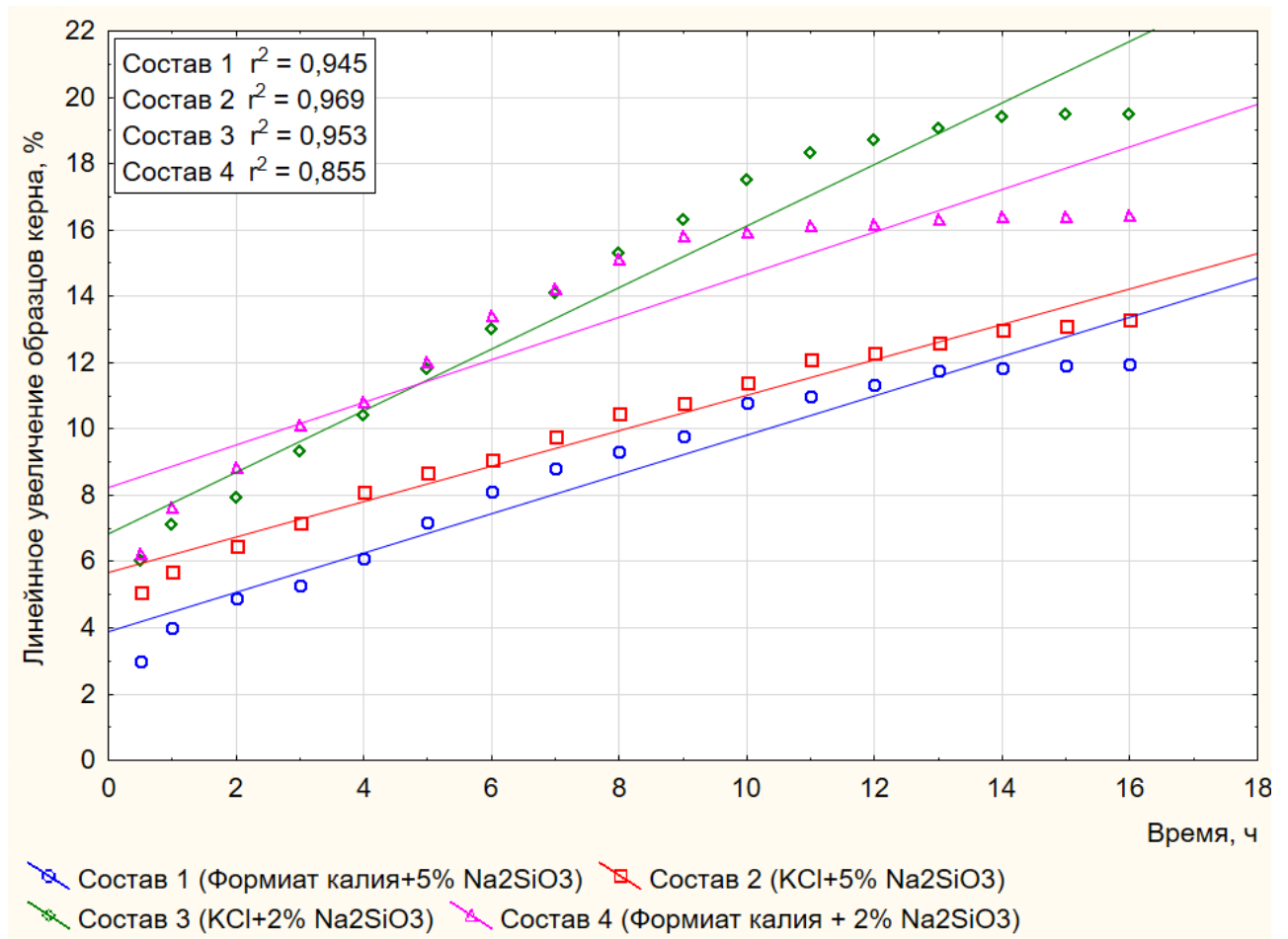


Рисунок 3.2 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 1, 2, 3 и 4

На Рисунке 3.2 приведены величины ингибирующего действия KCl и формиата калия на изменение размеров глинистых образцов керна. Стабилизирующий механизм исследуемых растворов типичен и об этом свидетельствует схожий характер линий. В начале III стадии набухания отмечено характерное отличие в динамике, которое обусловлено наличием формиата и хлорида калия, величина изменения размера образцов составляет 16,8 % и 17,8 % за 6,5 часов соответственно. Дальнейшее изменение в среде формиата калия полностью отсутствует, в среде хлорида калия скорость набухания составляет 0,1 %/ч. Увеличение содержания натриевого жидкого стекла до 5 % по результатам исследований повышает ингибирующее действие рассматриваемых растворов выше, чем при его 2 % концентрации.

Исследованы промывочные жидкости с добавлением эквивалентных количеств сухого формиата калия, хлорида калия и формиата калия в виде 50 % водного раствора. Характер изменения величины образцов отличается от Рисунка 3.2, в особенности при добавлении формиата калия в виде 50 % водного раствора. Увеличение образцов за 16 часов составило около 19 %, что в сравнении с добавлением сухого формиата калия указывает на эффективность ввода формиата калия именно в порошкообразном виде. В качестве жидкого стекла введен силикат натрия (Рисунок 3.3).

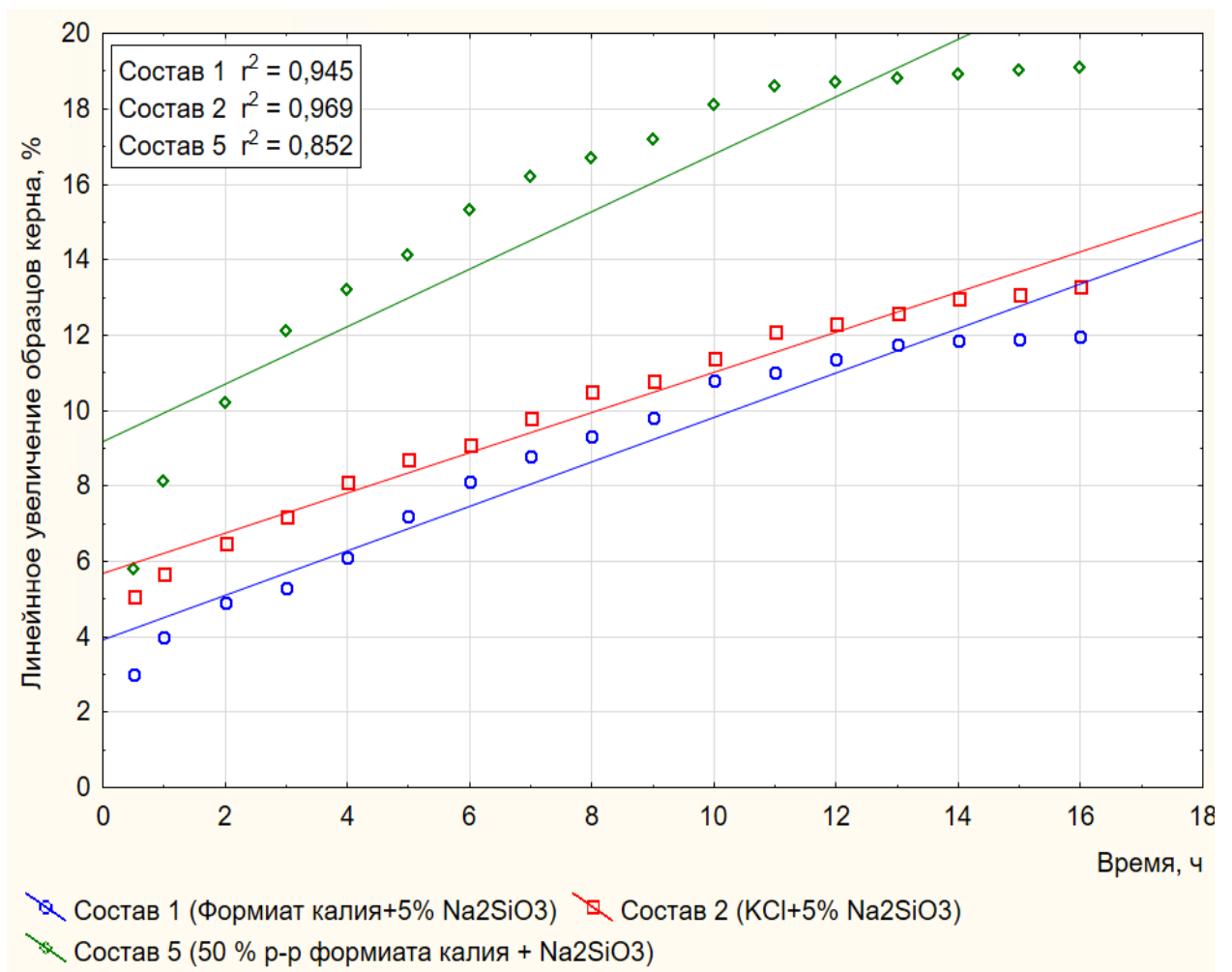


Рисунок 3.3 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов зерна в составах 1, 2 и 5

Для исследования стабилизирующей способности силикатов натрия и калия были изготовлены два раствора с их эквивалентным содержанием 5 % в

присутствии хлорида калия в количестве 7,5 %. Воздействие данных реагентов на изменение размеров керновых образцов различно: их увеличение в составе с силикатом калия (состав 6) на I этапе составило 6,4 %, на II этапе – 18,5 % за 5,8 часов при скорости 1,7 %/ч, на III этапе – 19,1 % за 16 часов с нулевой скоростью. Аналогичные данные по составу 2 с силикатом натрия – I этап – 5,8 %, II этап 11,5 % за 8 часов при скорости 0,7 %/ч, III этап – 13,0 % за 16 часов, при скорости набухания на этом этапе 0,2 %/ч. Так, сравнительный анализ показал, что силикат натрия эффективнее силиката калия (Рисунок 3.4).

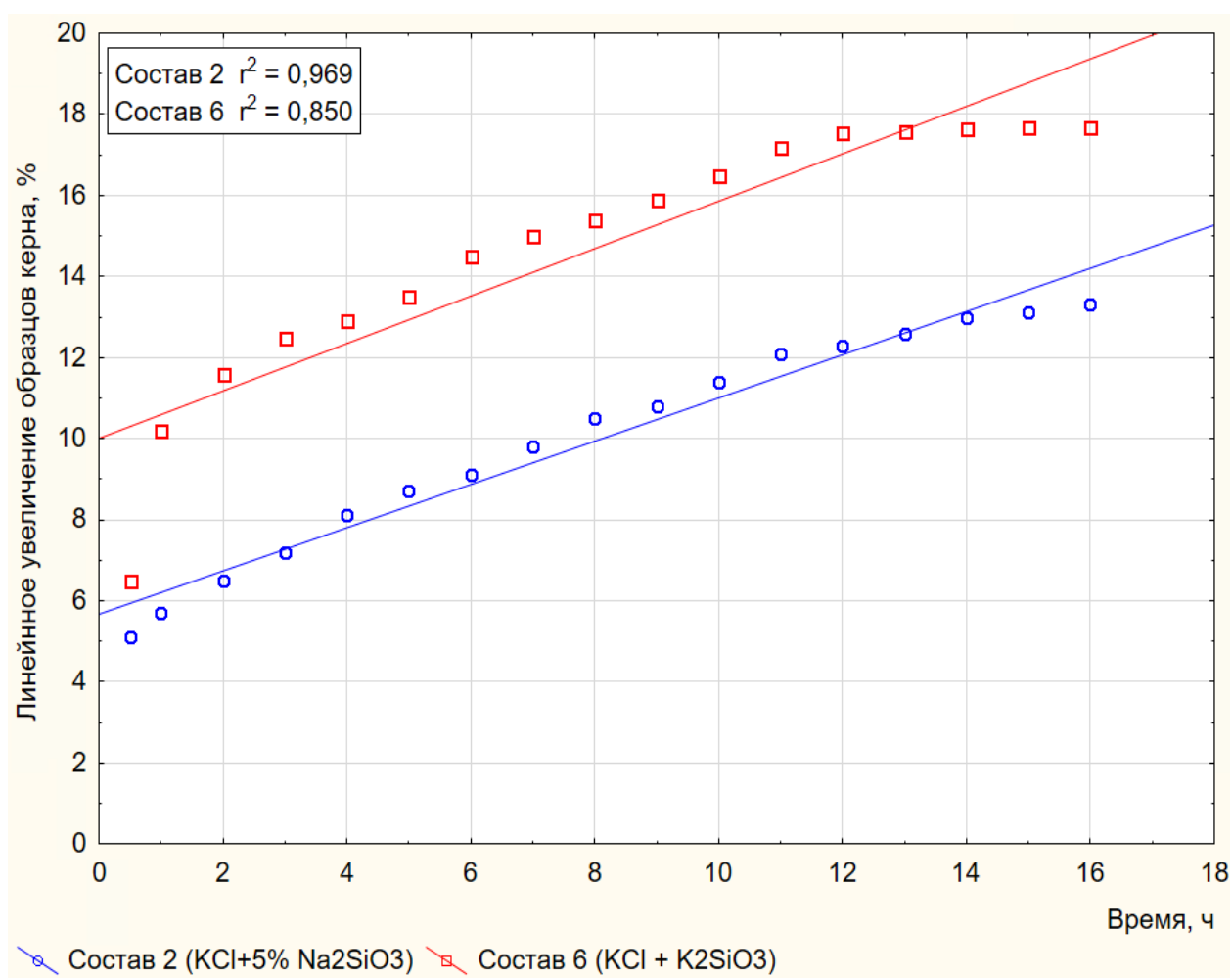


Рисунок 3.4 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 2, 6

Исследован синергетический эффект совместного воздействия KCl и ряда ингибирующих реагентов в равных количествах: силикаты натрия и калия,



карбоната калия (поташ), КЛСП, ПЭГ. На Рисунке 3.5 видно, что составы 2 и 7 имеют идентичную динамику увеличения глинистых образцов, добавление в раствор карбоната калия (поташа) позволило добиться минимального значения увеличения размеров ядерного материала, равное 3,1 %. Второй участок характеризуется сложной скачкообразной динамикой со скоростью 1,6 %/ч, что объясняется действием карбоната калия на глинистые минералы и затрудняет прогнозирование влияния карбоната калия. Растворы с силикатом калия и КЛСП оказали идентичное влияние на ядерный материал. На II участке отмечается умеренное увеличение образцов до величин 17,5 и 17,3 % за время 5,8 и 5,3 часов при близких скоростях линейного увеличения образцов – 1,7 и 2,0 %/ч. На третьем этапе гидратация и набухание практически полностью отсутствует (0 и 0,1 %/ч). Увеличение образцов за 16 часов составило 17,9 %. Подобной же динамикой характеризуется набухание образцов в присутствии ПЭГ, однако ее скорость на второй стадии чуть выше и составляет 2,5 %/ч с меньшим увеличением за 16 часов – 17,1 %.

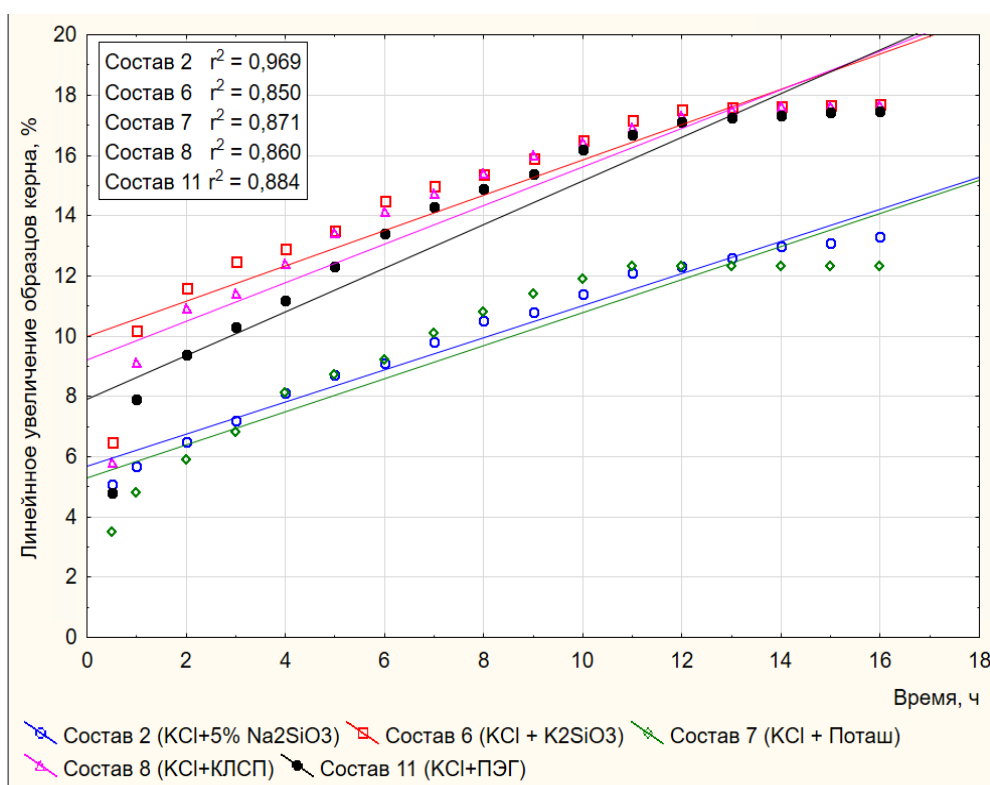


Рисунок 3.5 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов ядра в составах 2, 6-8, 11

Для дальнейшего анализа были выбраны КСl и карбонат калия (поташ). Приготовлены три раствора: состав 7 – КСl и поташ, состав 9 – поташ, состав 13 – КСl (Рисунок 3.6). Установлено, что совместное действие хлорида и карбоната калия характеризуется синергетическим эффектом, который позволяет уменьшить набухание на 5 %. Линейное увеличение образцов на всех стадиях составило соответственно 3,1 %, 11,9 %, 12,7 % со скоростью набухания на второй стадии 1,6 %/ч. Анализ действия реагентов по отдельности показал, что степень набухания образцов в присутствии хлорида калия на всех трех стадиях составляет соответственно 5,4 %, 17,7 % и 18,7 %, вторая стадия завершается за примерно 5,4 часа, и скорость набухания на ней составила 2,3 %/ч. Аналогичные данные в составе с карбонатом калия – 6,5 %, 23,5 %, 23,7 %. Вторая стадия завершается через 6,1 часа со скоростью 2,4 %/ч.

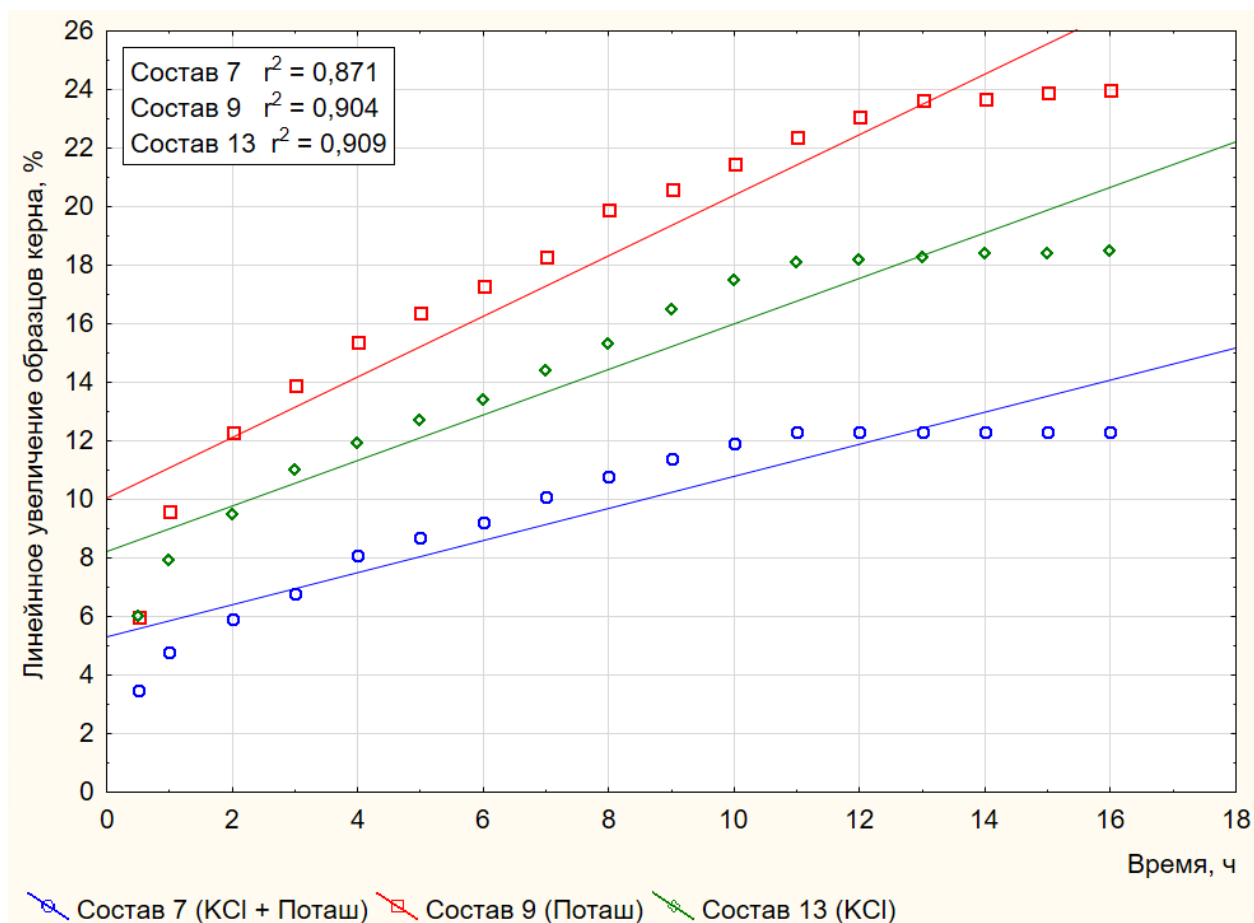


Рисунок 3.6 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов в составах 7, 9, 13

На Рисунке 3.7 показана динамика изменения величины образцов под действием хлоркалийевых составов с добавлением силиката калия (состав 6), карбоната калия (поташа) (состав 7) и ПЭГ (состав 11). Как видно из представленных графиков, динамика набухания в составах с ПЭГ и силикатом калия схожи. Однако на второй стадии набухания в составе с ПЭГ (состав 11) отмечается более высокая скорость увеличения образцов, равная 2,5 %/ч. Эта величина в составе с силикатом калия (состав 6) равна 1,7 %/ч. Конечное увеличение образцов в этих составах близко – 18,1 % и 19,1 % соответственно. Состав 7 с добавлением карбоната калия показал лучшую ингибирующую способность на всех стадиях изменения размеров глинистых образцов, максимальная величина гидратации и набухания ядерного материала составила 12,7 %.

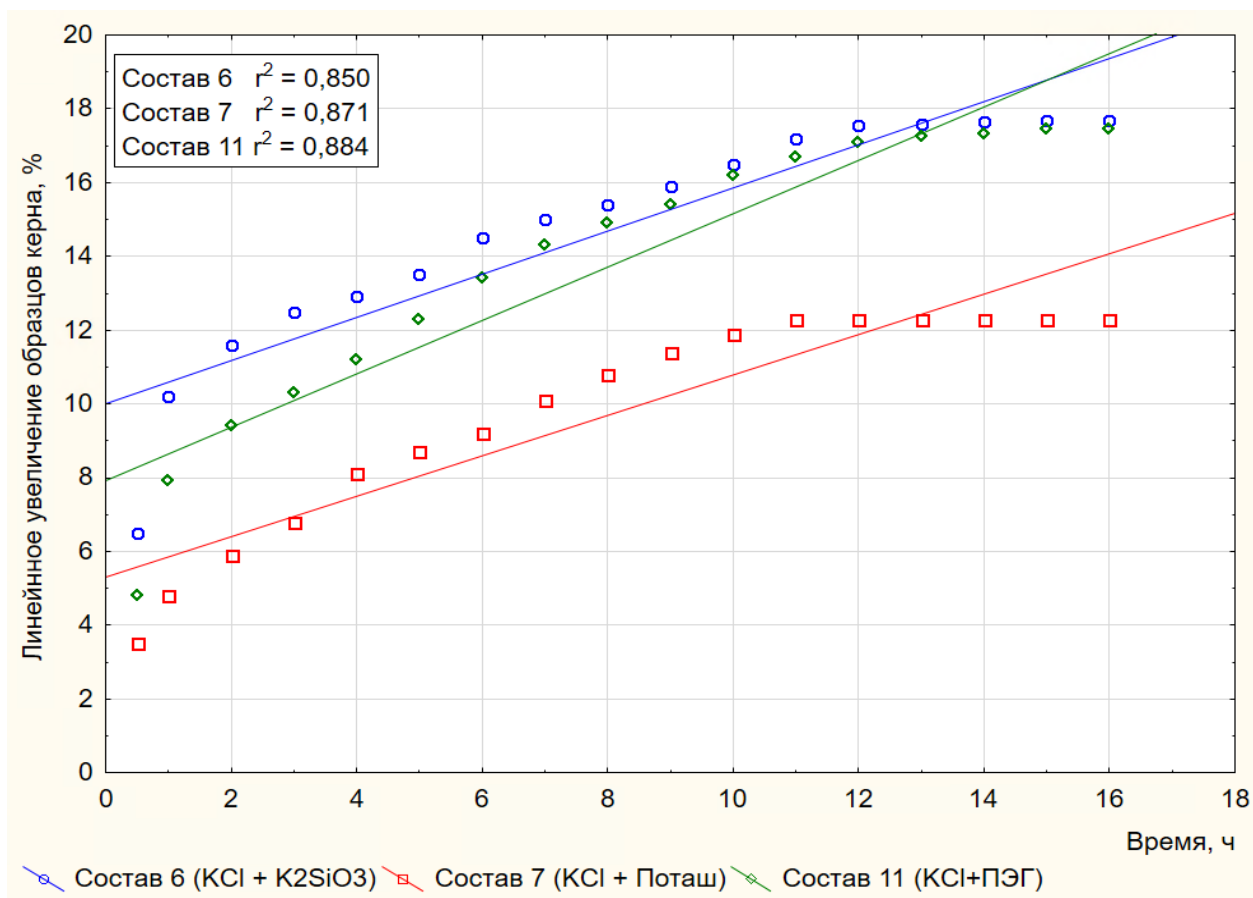


Рисунок 3.7 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов ядра в составах 6, 7 и 11 в присутствии хлорида калия

Согласно полученным данным (Рисунок 3.8), состав 10 значительно эффективнее состава 11, что видно по динамике кривых. Раствор с натриевым жидким стеклом в сочетании с ПЭГ позволил достичь скорости набухания на второй и третьей стадиях 0,3 %/ч и 0,1 %/ч соответственно, по истечении 16 часов увеличение образцов составило 9,4 %, что существенно меньше результатов применения состава 11. Кривая имеет постоянно восходящий характер без отчетливых границ перехода из одной стадии в другую.

Сочетание хлорида калия с ПЭГ (состав 11) характеризуется более низкой ингибирующей способностью, что отражается в ином ходе кривой и конечных величинах увеличения образцов. Характер влияния состава 11 позволяет четко выделить три стадии изменения размеров керновых материалов: на второй стадии наблюдается резкое увеличение образцов со скоростью 2,5 %/ч, конечная величина составила 17,7 %, на третьей стадии почти полностью отсутствует изменение размеров образцов.

Различие в динамике увеличения образцов под действием составов 10 и 11 объясняется химической природой реагентов. На первой стадии процесс ингибирования одинаков для всех реагентов, на этой стадии происходит капиллярная пропитка образцов жидкой фазой, что первично увеличивает их объем. Этот процесс продолжается в течение около 0,5 часа. На второй стадии проникающий в глинистые минералы флюид оказывает соответствующее его физико-химическому составу влияние. Наиболее короткая вторая стадия в составе с хлоридом калия – 5,4 часа при скорости 2,3 %/ч. Эти показатели в составах с натриевым жидким стеклом и ПЭГ составляют соответственно 7,0 ч, 7,5 ч и 1,1 %/ч, 1,4 %/ч. Наименьшая величина набухания на второй стадии отмечена в составе с натриевым жидким стеклом – 12,8 %. Эта величина в составах с хлоридом калия и ПЭГ составляет соответственно 17,7 % и 19,5 %. В хлористом калии набухание образцов на третьей стадии минимально – скорость составляет 0,1 %/ч. За 16 часов увеличение составило 18,7 %. Набухание глинистых минералов в среде с натриевым жидким стеклом и ПЭГ на третьей стадии замедлилось, но не прекратилось и составило соответственно 0,2 %/ч и 0,4 %/ч. За 16 часов образцы в

среди этих реагентов увеличились до 14,8 % (натриевое жидкое стекло) и 22,8 % (полиэтиленгликоль).

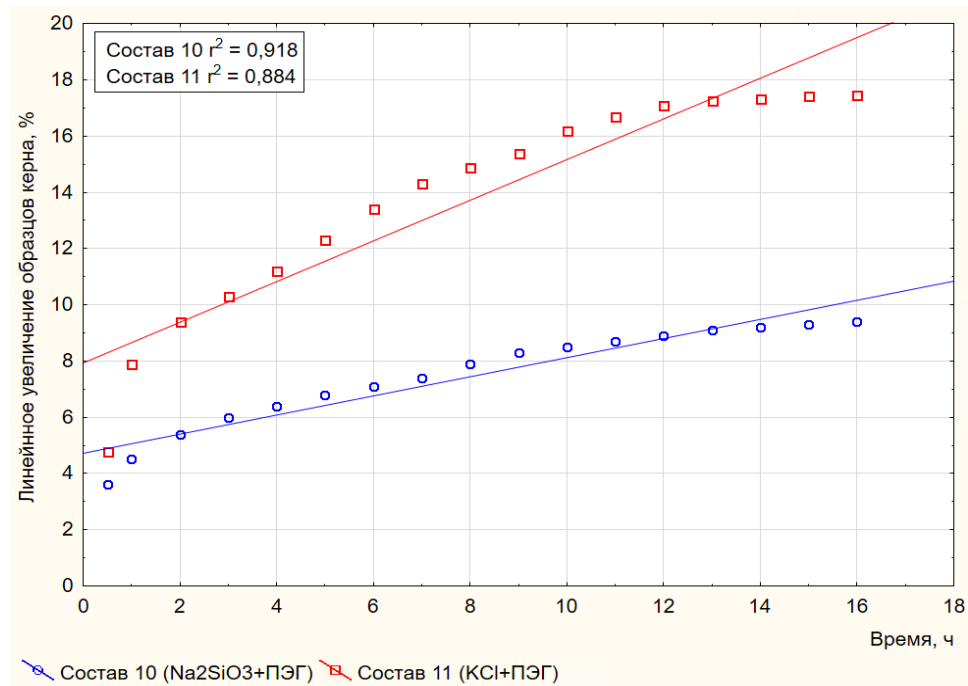


Рисунок 3.8 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 10, 11

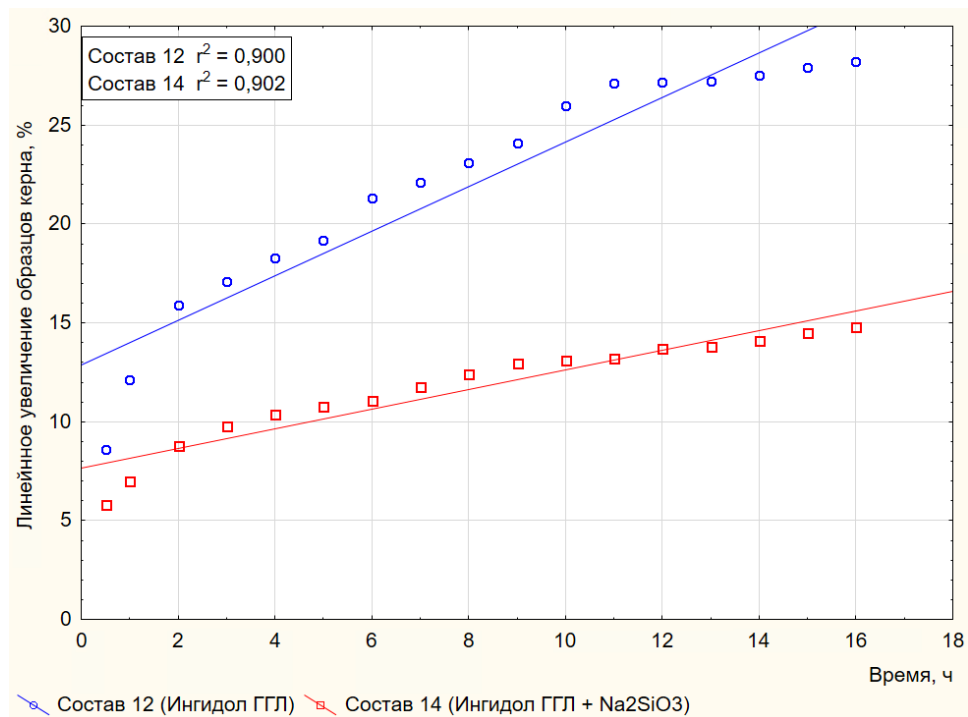


Рисунок 3.9 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 12, 14

На рисунке 3.9 приведена динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составе 12 с комплексным асфальтосодержащим реагентом Ингидол ГГЛ, и в составе 14 с Ингидолом ГГЛ и силикатом натрия. Несмотря на не высокую ингибирующую способность ПЭГ, например, по сравнению с хлоридом калия, в сравнении с составом 12 без ингибитора, ПЭГ проявляет определенный ингибирующий эффект, выраженный в меньшей степени увеличения образцов на всех стадиях по сравнению с составом без ингибитора. Введение кроме Ингидола ГГЛ силиката натрия (состав 14) способствует сокращению величины набухания глинистых образцов в 2 раза с 28 %/16 ч до 14 %/16 ч.

Для более подробного сравнения ингибирующей способности натриевого жидкого стекла и КСl различной концентрации были приготовлены растворы 10, 11, 16 и 17 (Рисунок 3.10). Увеличение количества КСl в два раза не изменяет динамику набухания образцов и не уменьшает скорость увеличения до значений состава 10, представленного на Рисунке 3.8. Сочетание натриевого жидкого стекла с ПЭГ значительно изменяет динамику набухания: снижается скорость на второй стадии (0,3 %/ч), что приводит к кратно меньшему увеличению образца до 8,7 %. Скорость увеличения образца в этом составе в течение всего эксперимента, равного 16 часов, меняется незначительно, снижаясь до 0,1 %/ч, конечная величина увеличения образцов составляет 9,4 %.

Отмечено, что комбинирование КСl, ПЭГ и натриевого жидкого стекла (состав 17) приводит к принципиальному изменению динамики набухания глинистого образца. После первой стадии в последующие 7 часов увеличения образцов практически полностью останавливаются на величине в 4 %, о чем говорит пологий характер кривой. Однако, после 8 часов увеличение образцов продолжается со скоростью 0,3 %/ч, после 14 часов снижаясь до скорости 0,04 %/ч.

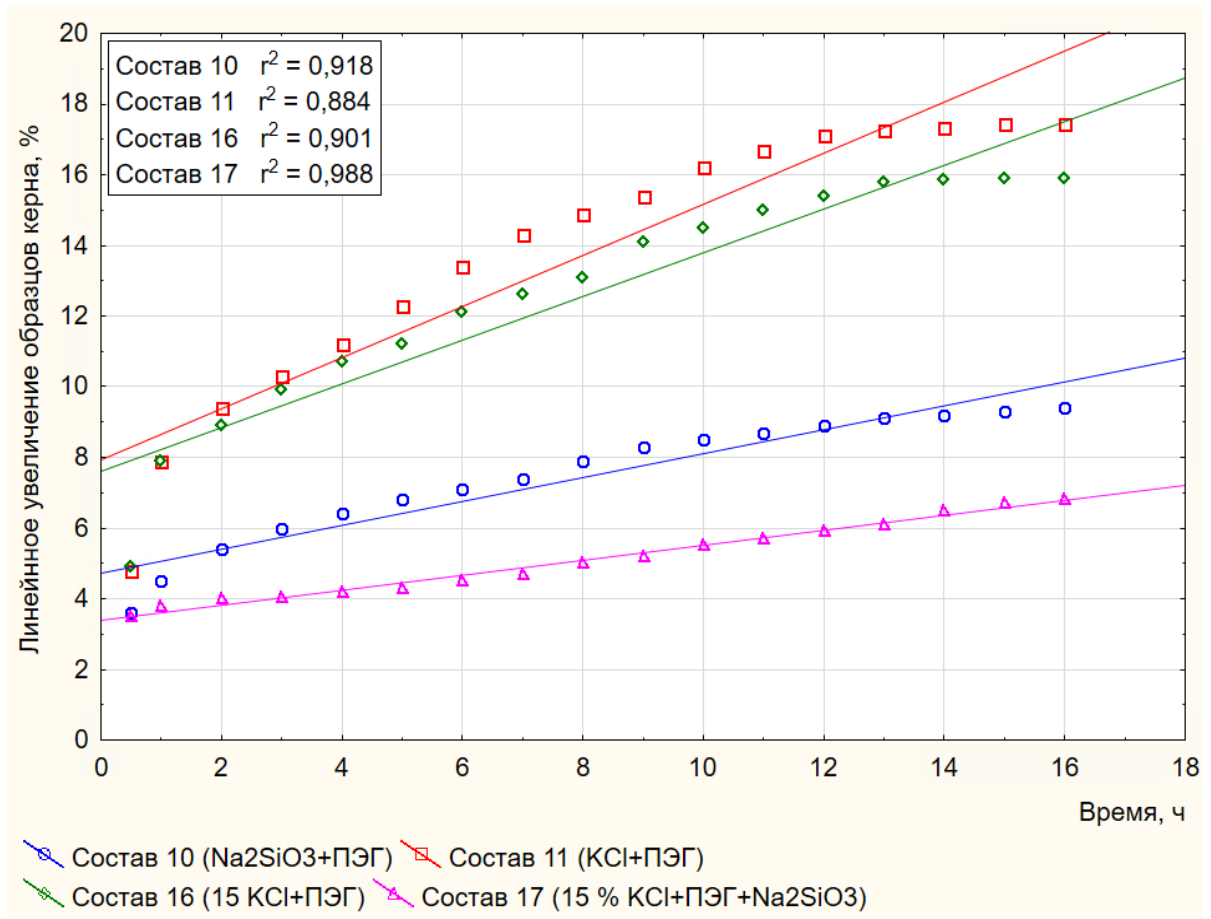


Рисунок 3.10 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 10, 11, 16 и 17

Результаты проведения экспериментов по линейному увеличению образцов керна представлены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Динамика увеличения глинистых образцов в исследуемых ингибирующих растворах

№ состава	Увеличение образца на I стадии, %, 0,5 ч	Увеличение образца на II стадии, %	Увеличение образца на III стадии, %/16 ч	Скорость увеличения образца на I стадии, %/ч	Скорость увеличения образца на II стадии, %/ч	Скорость увеличения образца на III стадии, %/ч
1	2	3	4	5	6	7
1	3,8	10,8	11,7	7,6	0,9	0,1
2	4,7	11,5	13,0	9,4	0,7	0,2

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7
3	5,8	18,0	18,7	11,6	1,7	0,1
4	5,5	16,7	16,8	11,0	1,7	0,0
5	5,6	18,5	18,9	11,2	1,4	0,1
6	6,4	18,5	19,1	12,8	1,7	0,0
7	3,1	11,9	12,7	6,2	1,6	0,1
8	6,1	17,8	19,0	12,2	2,0	0,1
9	6,1	23,5	23,7	12,2	2,4	0,2
10	3,6	8,7	9,4	7,2	0,3	0,1
11	4,2	17,7	18,1	8,4	2,5	0,1
12	8,6	26,3	28,2	17,2	2,0	0,2
13	5,4	17,7	18,7	10,8	2,3	0,1
14	5,8	12,8	14,8	11,6	1,1	0,2
15	6,5	19,5	22,8	13,0	1,4	0,4
16	4,9	14,9	15,1	9,8	1,6	0,1
17	3,1	–	6,6	6,2	–	–

**Вывод по проведенным исследованиям.** Исследование ингибирующей способности ряда химических реагентов на тестере линейного увеличения глинистых образцов показало, что хлорид калия и формиат калия имеют соизмеримую друг с другом ингибирующую способность, но по причине разницы в стоимости реагентов в качестве основного был выбран хлорид калия. Силикат натрия является более эффективным и широко распространенным в строительстве скважин ингибитором, чем силикат калия. Применяемый в некоторых случаях для ингибирования набухающих пород КЛСП на тестере линейного увеличения показал невысокую ингибирующую активность, соизмеримую с активностью силиката калия и ПЭГ. Карбонат калия (поташ), в редких случаях применяемый для ингибирования набухания глин, показал более низкую активность по сравнению с хлоридом калия. Совместное действие этих солей проявляет определенный синергетический эффект. Однако ввиду того, что поташ является дефицитным и потому редко используемым реагентом, его совместное применение с хлоридом калия не целесообразно. Исследования, проведенные на тестере линейного увеличения образцов, показали высокую ингибирующую активность по отношению к набухающим глинистым минералам реагентов при их совместном комплексном действии – хлористого калия, силиката натрия и полиэтиленгликоля



(Рисунок 3.10, состав 17). Таким образом, проведено ранжирование по эффективности химических реагентов, используемых в разработке технологической жидкости, предназначенной для предупреждения осыпей и обвалов малоактивных глин среднего катагенеза по видам воздействия: гидрофобизация (Ингидол ГГЛ, Soltex, Асфасол, Гильсонит); ингибирование (хлорид калия, формиат калия, карбоксилигносульфонат пековый, силикат калия, полиэтиленгликоль, карбонат калия; крепление стенок скважины: (силикаты натрия, калия), где реагенты расположены в порядке снижения их эффективности.

### 3.4 Результаты оптимизации компонентного состава технологической жидкости

С целью оптимизации состава технологической жидкости было проведено математическое планирование эксперимента по методу Бокса-Бенкена. Перед проведением опытов на модернизированном фильтр-прессе НТНР была создана трехуровневая матрица планирования эксперимента (Приложение Б), состоящая из двух блоков и четырех факторов, три из которых являются концентрациями выбранных химических реагентов, а другой – ожидаемой скважинной температурой. Интервалы варьирования концентраций компонентов установлены, исходя из результатов проведенных постановочных исследований, анализа научной литературы и производственного опыта. Итоговый состав стабилизирующей жидкости до проведения его оптимизации приведен в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Состав стабилизирующей жидкости до его оптимизации

Наименование реагента	Назначение реагента	Концентрация реагента	
		мас. %	г/л
1	2	3	4
Силикат натрия	Крепящая добавка	2,0-5,0	50-85
КМЦ-85/700	Понизитель фильтрации, регулятор реологии	1,5-3,5	15-40
Хлорид калия	Ингибитор	7,5-15,0	100-180
ПЭГ-2000		0,1-0,3	1-5

## Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4
Комплексный реагент Ингидол ГГЛ (сульфированный асфальт и окисленный битум)	Гидрофобизатор	1,0-3,0	10-35
Вода техническая	Дисперсионная среда	71,1-84,0	855-925

Границы варьирования параметров установлены, исходя из предполагаемой глубины применения стабилизирующей жидкости 2350-2500 м по вертикали и температуры – 70-80 °С.

После составления матрицы планирования эксперимента были проведены лабораторные исследования на диспергированном глинистом керновом материале, отобранном из пласта БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения. Для осуществления опытов был модернизирован фильтр-пресс НТНР, создана специальная полимерная форма, напечатанная на 3D-принтере по чертежу рабочей ячейки для центрирования керна в приборе в эпоксидной смоле, поскольку диаметр фильтр-пресса превосходит размер керна. Образец представляет собой цилиндр диаметром 30 мм (0,03 м) и высотой 15 мм (0,015 м), который заливается в пластиковой форме эпоксидной смолой ЭД-20 и помещается в рабочую ячейку фильтр-пресса.

В качестве первого испытуемого бурового раствора был приготовлен биополимерный хлоркалийевый буровой раствор, состав которого представлен в Таблице 3.5. В рабочей камере создавалось давление в 3,4 МПа путем нагнетания инертного азота, для регистрации давления на выходе фильтр-пресса был установлен второй манометр.

Таблица 3.5 – Состав модельного биополимерного хлоркалийевого раствора

№ п/п	Наименование реагента	Концентрация реагента, мас. %
1	Вода пресная	81
2	Калий хлористый	8,3
3	Биополимер DuoVis	1,3
4	ПАЦ-В PetroPac-HV	1
5	Мраморная крошка МК-10	8,2
7	Гидроокись натрия NaOH	0,1
8	Бактерицид	0,1

Спрессованные таблетки изготовлены под давлением 70 МПа из дезинтегрированного до фракции 0,056-0,064 мм зерна пласта БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения. Во время проведения опытов определялось время устойчивого состояния глинистого кернового образца под воздействием фильтрата раствора при репрессии 3,4 МПа. Фильтрат, при проникновении в образец, способствует гидратации и набуханию глинистого материала, который теряет свою устойчивость, в результате чего происходит разрушение образца и прорыв раствора. Результаты проведенных исследований глинистых образцов на модернизированном фильтр-прессе представлены в Приложении В.

На основании полученных данных был проведен анализ с использованием алгоритмов математического планирования эксперимента по нахождению оптимальных показателей исследуемых параметров. Целевой функцией уравнения  $Y$  является время стабильного состояния глинистого образца в лабораторных условиях: чем большее количество времени образец находится в устойчивом состоянии, тем эффективнее комплексное действие разрабатываемой стабилизирующей жидкости. Согласно расчетам установлено, что точность модели составила 95 % при линейных и квадратичных взаимодействиях между параметрами. Вычислительный эксперимент подтвердил гипотезу о комплексном, синергетическом действии КС1, силиката натрия и ПЭГ на время прорыва исследуемых растворов через глинистые образцы вне зависимости от давления и температуры, и, соответственно, на их устойчивость.

Перед нахождением коэффициентов регрессии и получения модели в явном виде, была проведена проверка воспроизводимости результатов эксперимента. Установлено, что проведенные опыты являются воспроизводимыми, поскольку выполняются условия (3.1, 3.2):

$$G < G_{кр}, \quad (3.1)$$

$$0,0318 < 0,158 \quad (3.2)$$

где  $G$  – критерий Кохрена для исследуемых данных;  $G_{кр}$  – критическое значение критерия Кохрена.

Исходя из того, что результаты эксперимента воспроизводимы, необходимо перейти к вычислению коэффициентов регрессии. Уравнение регрессии в неявном виде имеет вид (3.3):

$$Y = 10,964 + 2,959 \cdot X_1 + 1,416 \cdot X_2 + 5,75 \cdot X_3 - 0,2 \cdot X_4, \quad (3.3)$$

где  $Y$  – целевой параметр (время стабильного состояния глинистых образцов);  $X_1$  – кодированное значение концентрации хлорида калия;  $X_2$  – кодированное значение концентрации натриевого жидкого стекла;  $X_3$  – кодированное значение концентрации ПЭГ;  $X_4$  – кодированное значение температуры. Общие результаты для кодированных переменных представлены в Таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Коэффициенты регрессии

Фактор	Коэффициент регрессии	Критерий Стьюдента
$B_0$	10,964	0,41
$B_1$	2,959	
$B_2$	1,416	
$B_3$	0,575	
$B_4$	-0,200	

Установлено, что наибольшее влияние на время стабильного состояния глинистых образцов ядра оказывают  $X_1$  (хлорид калия),  $X_2$  (натриевое жидкое стекло) и  $X_3$  (ПЭГ), поскольку коэффициенты регрессии данных факторов больше критического значения критерия Стьюдента. Члены, содержащие произведение факторов или квадратичные зависимости, исключены из уравнения (3.3), поскольку коэффициент детерминации при их включении в математическую модель значительно не изменяется, и их коэффициенты регрессии ниже критерия Стьюдента.

Уравнение в неявном виде принимает вид (3.4):

$$Y = 10,964 + 2,959 \cdot X_1 + 1,416 \cdot X_2 + 5,75 \cdot X_3, \quad (3.4)$$

где  $Y$  – целевой параметр (время стабильного состояния глинистых образцов);  $X_1$  – кодированное значение концентрации хлорида калия;  $X_2$  – кодированное значение концентрации натриевого жидкого стекла;  $X_3$  – кодированное значение концентрации ПЭГ.

Исходя из полученных коэффициентов регрессии определено, что при увеличении концентрации KCl на 1 % время стабильного состояния увеличивается на 2,959 часов, при увеличении концентрации жидкого стекла на 1 % время стабильного состояния увеличивается на 1,416 часов, при увеличении концентрации ПЭГ на 1 % время стабильного состояния увеличивается на 0,575 часа, при увеличении температуры на 1 °С, время стабильного состояния уменьшается на 0,2 часа.

Согласно опыту применения 20 технологических стабилизирующих жидкостей идентичных составов, получена линейная зависимость между лабораторным временем стабильного состояния глинистых образцов и фактическим временем устойчивого состояния стенок скважин, которые были пробурены в аналогичных горно-геологических условиях месторождений Сургутского и Вартовского сводов, и при бурении которых были применены данные технологические жидкости. Установлено, что 13,5 часов стабильного состояния глинистых образцов в лабораторных условиях соответствуют 312 часам (13 суткам) в промысловых условиях (Рисунок 3.11).

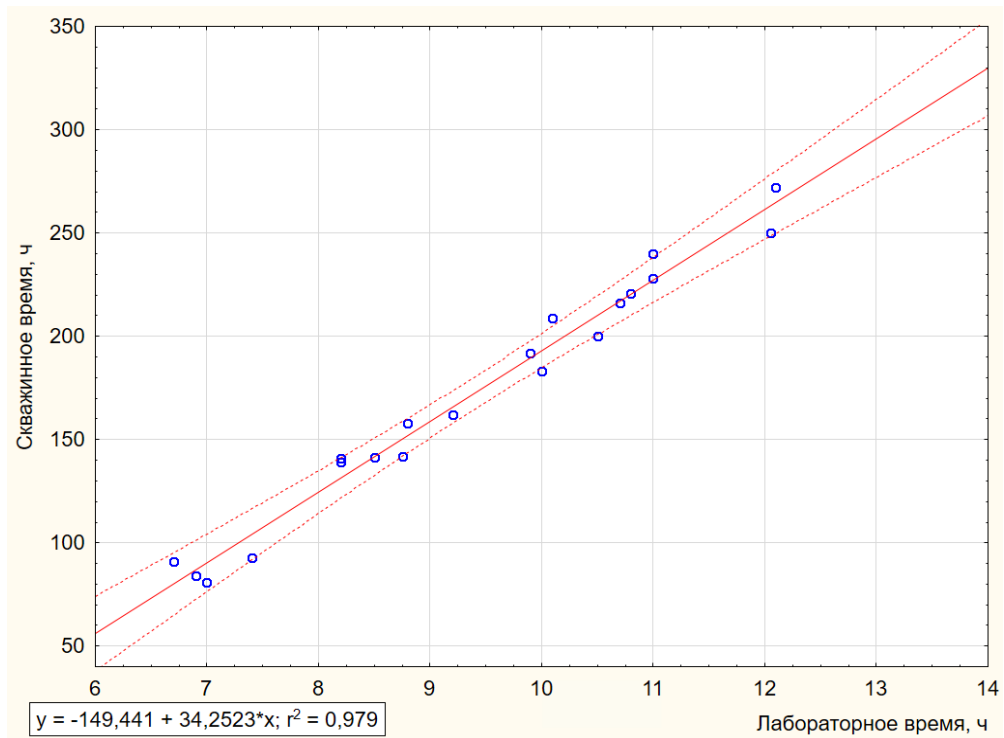


Рисунок 3.11 – Зависимость скважинного и лабораторного времени стабильного состояния глинистых образцов

Для визуализации влияния значимых параметров был использован программный комплекс Statistica версии 13 с инструментами для статистического и графического анализов, прогнозирования, работы с большими данными и проч. Этот комплекс позволяет применять методы промышленного планирования эксперимента (DOE) при различных уровнях варьирования исследуемых параметров. Таким образом возможно комплексно осуществить математическое моделирование влияния химических реагентов при определенных условиях на глинистые образцы за счет регрессионного, дисперсионного анализов, получив в конечном итоге оптимальный состав стабилизирующей жидкости с помощью построения и анализа профилей желательности. На основе полученного уравнения регрессии в программном комплексе Statistica построены графики, показывающие зависимость изменения содержания химических реагентов относительно распределения вероятности получения целевого параметра, равного 13,5 часам стабильного состояния глинистых образцов в лабораторных условиях.

На Рисунке 3.12 видно, что оптимальное значение концентрации КСІ находится в диапазоне 12,2-13,5 %, силиката натрия – 6,1-6,9 %, ПЭГ – 0,19-0,23 %.

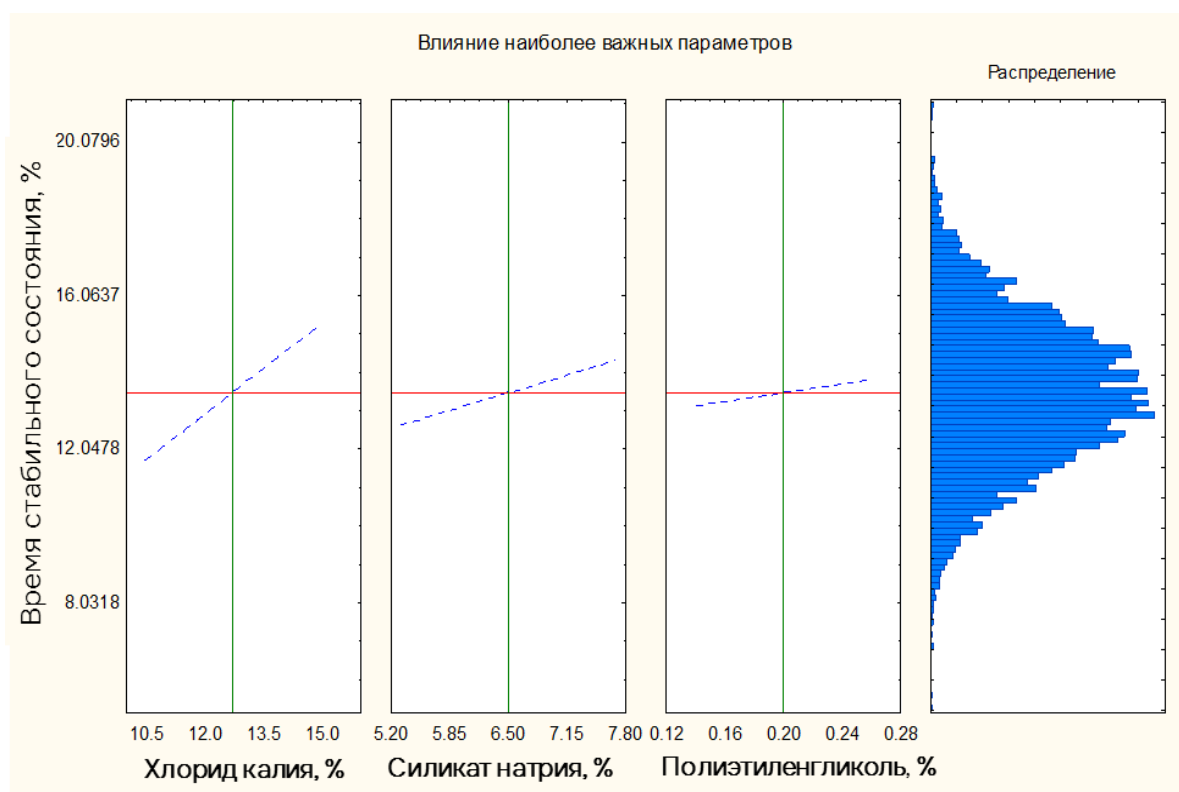


Рисунок 3.12 – Влияние наиболее значимых параметров на время стабильного состояния глинистых образцов

Проведена проверка адекватности модели по критерию Фишера, согласно которой установлено, что уравнение качественно описывает взаимное воздействие трех наиболее важных компонентов на время стабильного состояния, поскольку выполняется неравенство (3.5, 3.6):

$$F < F_{кр}, \quad (3.5)$$

$$1,10 < 1,44 \quad (3.6)$$

где  $F$  – критерий Фишера модели;  $F_{кр}$  – критическое значение критерия Фишера.

После проверки опытов на воспроизводимость, модели на адекватность и выявления наиболее важных факторов, получено уравнение регрессии в явном виде путем проведения декодирования из неявного в явный вид (3.7):

$$T = 0,789 \cdot KCl + 0,708 \cdot ЖС + 5,75 \cdot ПЭГ - 2,249 \quad (3.7),$$

где  $T$  – целевой параметр (время стабильного состояния глинистых образцов);  $KCl$  – концентрация хлорида калия;  $ЖС$  – концентрация натриевого жидкого стекла;  $ПЭГ$  – концентрация ПЭГ.

Для демонстрации точности модели приведен график (Рисунок 3.13), показывающий распределение прогнозных значений относительно фактических. Согласно построенной линии тренда зависимость близка к линейной, поскольку коэффициент детерминации равен 0,96 и большинство прогнозных значений находятся в доверительном интервале.

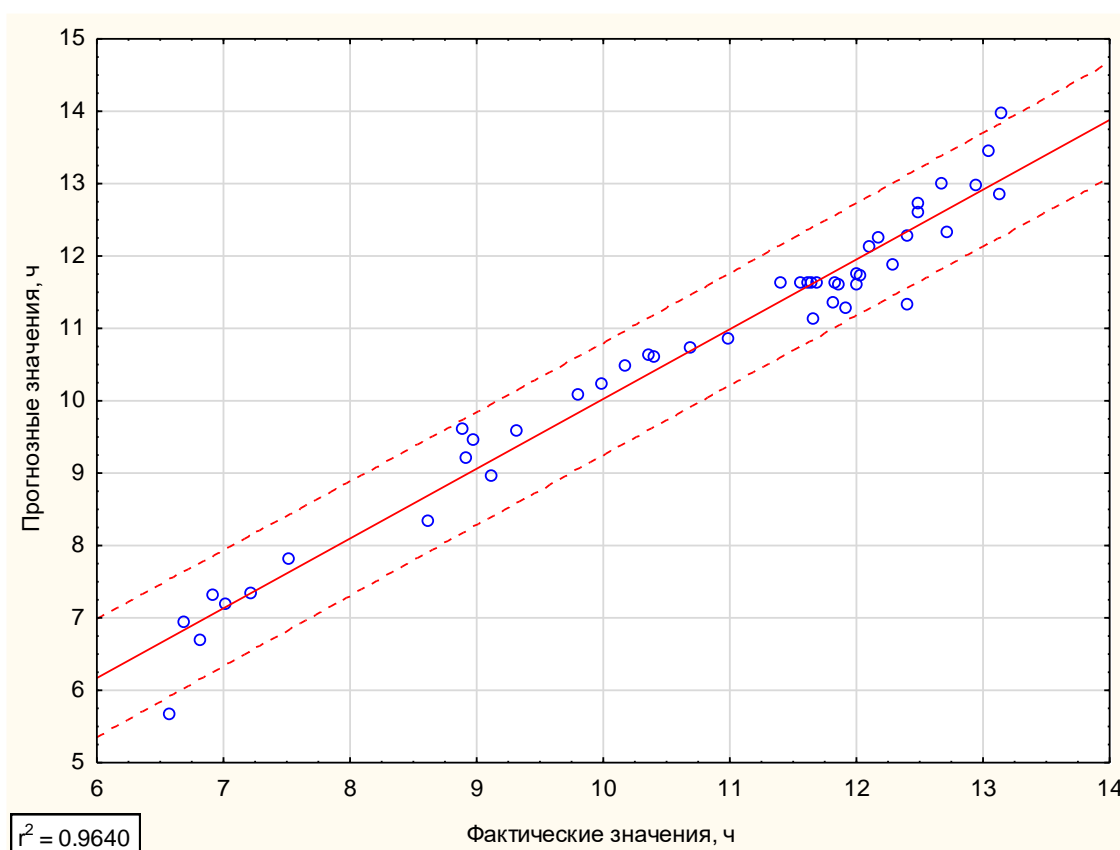


Рисунок 3.13 – Зависимость целевых прогнозных и фактических значений времени стабильного состояния глинистых образцов



Построены поверхности отклика, с помощью которых определены оптимальные значения концентраций химических реагентов при их совместном комплексном взаимодействии. На Рисунке 3.14 показано влияние содержания силиката натрия и КСl на время стабильного состояния глинистых образцов. Видно, что увеличение концентрации КСl свыше 14 % не способствует дальнейшему повышению времени прорыва испытуемого раствора, и, соответственно, стабильному состоянию глинистых образцов. Отмечено, что увеличение содержания силиката натрия положительно влияет на время стабильного состояния – для дальнейших исследований необходимо увеличить его концентрацию.

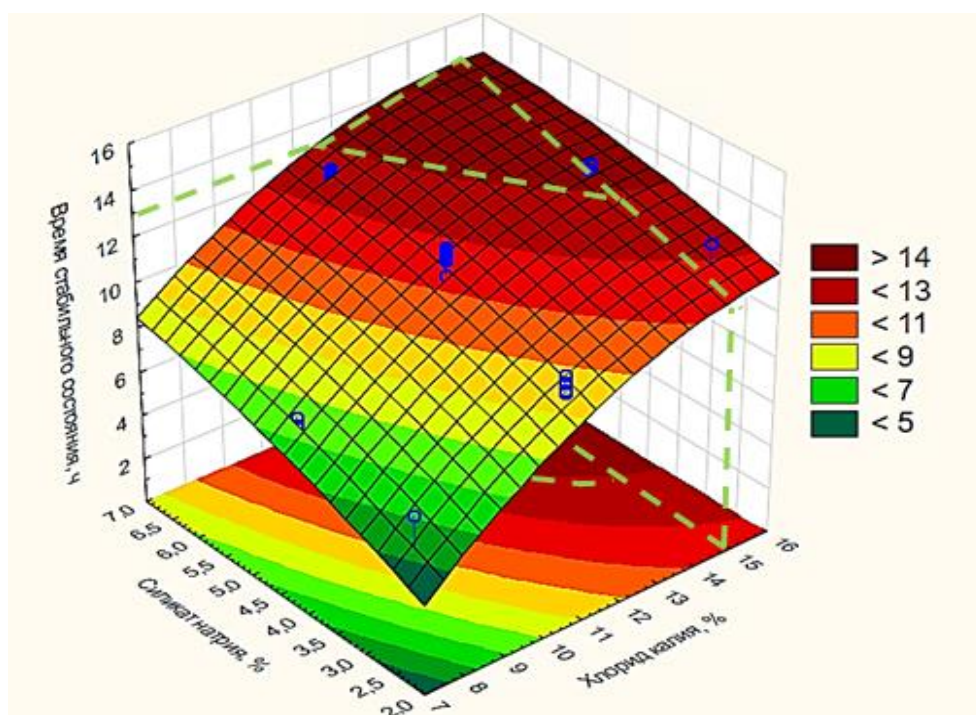


Рисунок 3.14 – Влияние хлорида калия и силиката натрия на время прорыва глинистых образцов

Содержание полиэтиленгликоля принимает оптимальное значение в диапазоне варьирования от 0,2-0,25, дальнейшее увеличение концентрации данного реагента нецелесообразно, поскольку не повышает целевой параметр (Рисунок 3.15). Концентрация КСl, как и на предыдущем Рисунке 3.14, принимает оптимальное значение в диапазоне 13-14 %.

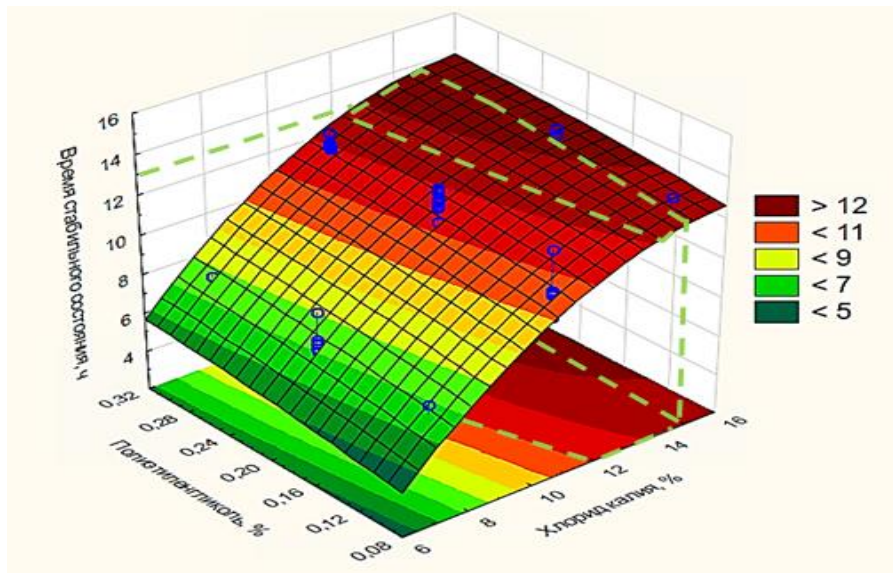


Рисунок 3.15 – Влияние хлорида калия и полиэтиленгликоля на время прорыва глинистых образцов

Анализ взаимного влияния ПЭГ и силиката натрия на время стабильного состояния образцов показал, что целесообразно увеличение содержания силиката натрия свыше 5,5 % при сохранении концентрации полиэтиленгликоля в оптимальном интервале 0,2-0,3 % (Рисунок 3.16).

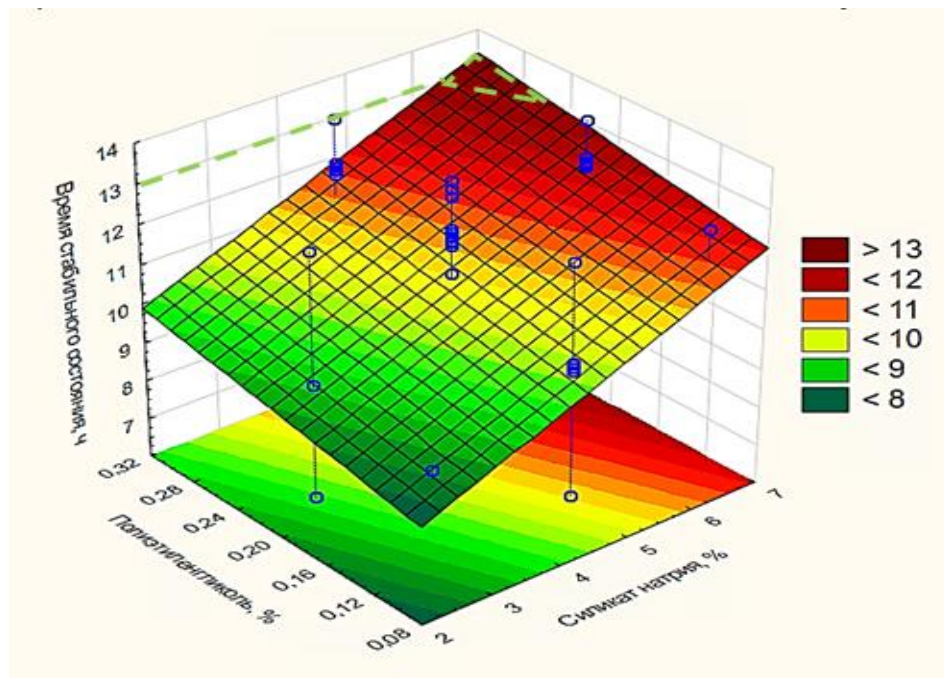


Рисунок 3.16 – Влияние силиката натрия и полиэтиленгликоля на время прорыва глинистых образцов

В качестве итогового этапа разработки состава стабилизирующей жидкости была проведена оптимизация ее рецептуры путем построения профилей желательности. Цель состояла в выборе наиболее эффективной концентрации химических реагентов для достижения максимального времени стабильного состояния глинистых образцов. Для этого на начальном этапе были установлены максимальное (13 часов), среднее (9 часов) и минимальное (6 часов) значения желательности для целевого параметра – времени стабильного состояния в лабораторных условиях (Рисунок 3.17).

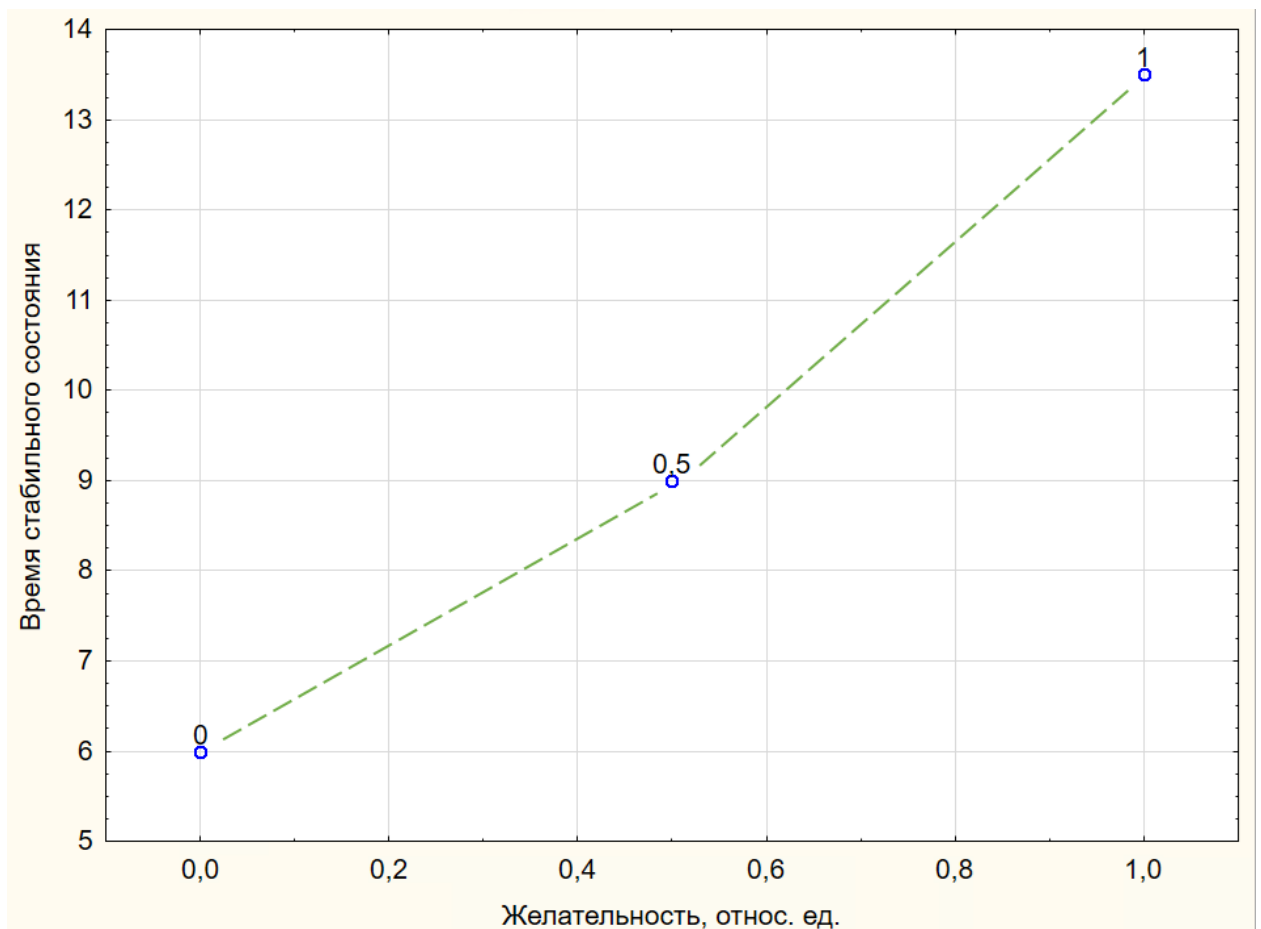


Рисунок 3.17 – График желательности целевой переменной

Данные значения времени выбраны, исходя из опыта строительства 326 боковых стволов на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов с 2014 по 2023 г., согласно которому для обеспечения безаварийного строительства бокового ствола от начала бурения в интервале залегания неустойчивых отложений

и до спуска фильтра-хвостовика необходимо в среднем 13 суток в скважинных условиях, что, согласно зависимости Рисунке 3.13, составляет 13,5 часов в лабораторных условиях. Значение желательности 9 часов установлено на основании проведенного анализа применяемых на практике стабилизирующих жидкостей, которые в лабораторных условиях обеспечивают в среднем 9 часов стабильного состояния глинистых образцов, а в производственных условиях не способны обеспечить безаварийное строительство боковых стволов. Минимальное значение желательности 6 часов определено, исходя из отрицательного опыта применения стабилизирующих жидкостей во время бурения боковых стволов, при строительстве которых были зафиксированы обвалобразования и перебуры по причине потери устойчивости глинистых пород.

На основании полученных графиков были построены профили желательности хлорида калия, силиката натрия, полиэтиленгликоля, которые предназначены для определения оптимальной концентрации химических реагентов разрабатываемой технологической жидкости. В нижней части графика отображены концентрации реагентов и вероятность получения желаемого целевого параметра. В верхней части – приведен итог вычислительного эксперимента, который показывает значение целевого параметра, полученного при взаимодействии реагентов в их оптимальных концентрациях.

Согласно Рисунку 3.18, оптимальные концентрации хлорида калия (12,7 %), силиката натрия (6,5 %) и ПЭГ (0,2) позволяют достичь 13,5 часов стабильного состояния покачевско-савуйской пачки глин (покрышка пласта БВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения с глубины 2388-2396 м при противодавлении 3,4 МПа и температуре 80 °С) с вероятностью более 94 %. Дальнейшее увеличение концентраций не приводит к повышению эффективности стабилизирующей жидкости и соответственно времени стабильного состояния неустойчивых глинистых пород.

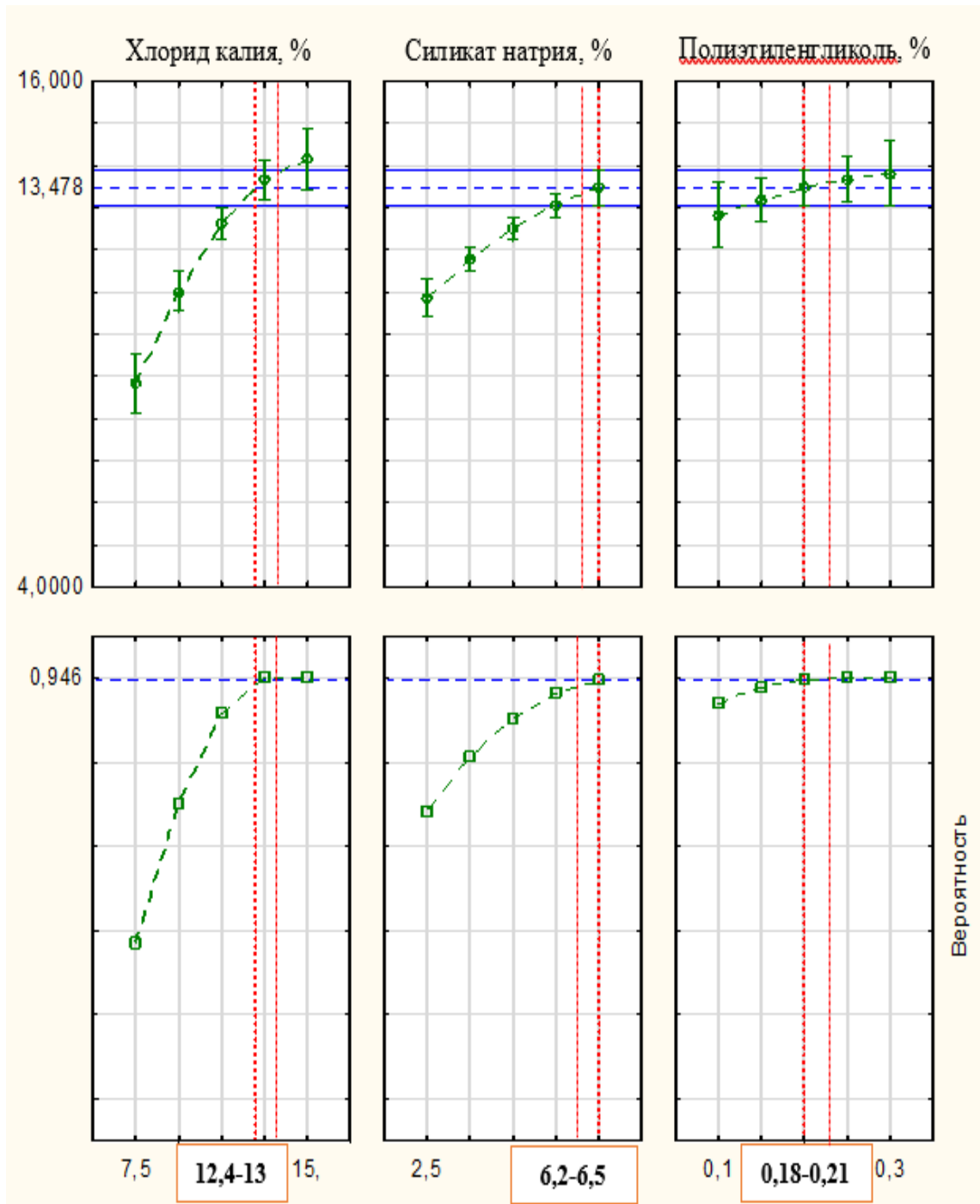


Рисунок 3.18 – Профиль желательности целевой переменной

На основании проведенной оптимизации было принято решение об увеличении максимального содержания силиката натрия до 6,5 % для дальнейших исследований его совместного влияния с модельным биополимерным хлоркалиевым раствором на глинистый керновый материал. Оптимизированный состав стабилизирующей жидкости представлен в Таблице 3.7, в Таблице 3.8 приведены его параметры.

Таблица 3.7 – Состав стабилизирующей жидкости

№ п/п	Наименование реагента	Концентрация реагента, мас. %
1	Вода пресная	76
2	КМЦ-85/700	2,5
3	Силикат натрия	6,5
4	Хлорид калия	12,7
5	ПЭГ-2000	0,2
6	Ингидол ГГЛ	2,2

Таблица 3.8 – Параметры стабилизирующей жидкости

№ п/п	Показатель	Значение
1	Плотность	1160 кг/м <sup>3</sup>
2	рН	8,0
3	Условная вязкость	100 с
4	Вязкость пластическая	41 сПз
5	ДНС	160 дПа
6	СНС <sub>10 сек/10 мин</sub>	11/25 дПа
7	Фильтрация	6,0 мл/30 мин

Для проверки стабилизирующей способности разработанного состава во взаимодействии с используемыми при бурении боковых стволов модельным биополимерным раствором на образцах из спрессованного глинистого материала, были приготовлены солевой раствор хлористого натрия с содержанием 26,5 г/л; пресная вода; состав стабилизирующей жидкости; модельный биополимерный хлоркалийевый раствор (МБПХКР); последовательная комбинация из МБПХКР, стабилизирующей жидкости и повторно МБПХКР. Состав МБПХКР представлен в Таблице 3.9, его параметры приведены в Таблице 3.10.

Таблица 3.9 – Состав модельного биополимерного хлоркалийевого раствора

№ п/п	Наименование реагента	Концентрация реагента, мас. %
1	Вода пресная	83
2	Калий хлористый	8,3
3	Биополимер DuoVis	0,4
4	ПАЦ-В PetroPac-NV	0,2
5	Мраморная крошка МК-10	8,2
7	Гидроокись натрия NaOH	0,02
8	Бактерицид	0,1

Таблица 3.10 – Параметры модельного биополимерного хлоркалиевого раствора

№ п/п	Показатель	Значение
1	Плотность	1160 кг/м <sup>3</sup>
2	рН	9,5
3	Условная вязкость	88 с
4	Вязкость пластическая	14,3 сПз
5	ДНС	177,6 дП
6	СНС <sub>1 мин/10 мин</sub>	66,2/92,2 дП
7	Фильтрация	9,8 мл/30 мин

Перед проведением экспериментов с исследуемыми составами подготовленные глинистые образцы заливались эпоксидной смолой ЭД-20 непосредственно в ячейке прибора (Приложение Г, Рисунок Г.1). Полное затвердевание эпоксидной смолы с образцом происходило в течение 16-18 часов. Затем в рабочую камеру заливался исследуемый состав, создавалось давление 3,4 МПа, затем он менялся модельным биополимер хлоркалиевым раствором, после чего начинался отсчет времени до прорыва жидкости. По результатам исследований по описанной выше и в главе 2.5 методике, время устойчивого состояния глинистых образцов в растворе хлористого натрия составило 45 минут (состав 1), в пресной воде – 8 часов (состав 2), в МБПХКР – 2,5 часа (состав 3), в пресном БПХКР – 6 часов (состав 4), в растворах стабилизирующей жидкостей разного состава от 1,8 часов до более, чем 13 часов (составы 5-10) (Таблица 3.11).  
Таблица 3.11 – Время устойчивого состояния глинистых образцов после воздействия различных растворов

№ состава	Этапы последовательного воздействия составов			Время стабильного состояния, часов
	1 этап (0,5 часа)	2 этап (3 часа)	3 этап (0,5 часа)	
1	2	3	4	5
1	Водный раствор хлористого натрия (концентрация 26,5 г/л)	-	-	0,75
2	Пресная вода	-	-	8,0
3	Биополимерный хлоркалиевый раствор	-	-	2,5
4	Пресный биополимерный хлоркалиевый раствор	-	-	6,0

Продолжение таблицы 3.11

1	2	3	4	5
5	Биополимерный хлоркалийевый раствор	Разработанная технологическая стабилизирующая жидкость, затворенная на биополимерном хлоркалийевом растворе	Биополимерный хлоркалийевый раствор	5,2
6	Биополимерный хлоркалийевый раствор	Технологическая жидкость с составом КМЦ и силиката натрия	Биополимерный хлоркалийевый раствор	1,8
7	Пресный биополимерный хлоркалийевый раствор	Разработанная технологическая стабилизирующая жидкость	Пресный биополимерный хлоркалийевый раствор	6,8
8	Пресный биополимерный хлоркалийевый раствор	Технологическая жидкость с составом КМЦ и силиката натрия	Пресный биополимерный хлоркалийевый раствор	3,5
9	Биополимерный хлоркалийевый раствор	Разработанная технологическая стабилизирующая жидкость без КС1	Биополимерный хлоркалийевый раствор	3,0
10	Биополимерный хлоркалийевый раствор	Разработанная технологическая стабилизирующая жидкость	Биополимерный хлоркалийевый раствор	13,5

Наихудший результат имеет водный раствор хлористого натрия (состав 1), что видно из Приложения Г, Рисунка Г. 2: в исследуемом глинистом материале под действием раствора образовалось отверстие значительной величины, разрушенная порода представляла собой бесформенную массу в месте непосредственного контакта с промывочной жидкостью, на обратной стороне было промыто отверстие.

В Приложении Г, Рисунке Г. 3 приведены результаты воздействия пресной воды на образцы глинистой породы (состав 2). Внешний вид промыва характеризуется сравнительно небольшими размерами и почти вертикальной



формой. После воздействия биополимерного хлоркалиевого раствора (Приложение Г, Рисунок Г.4, состав 3) в глинистом материале осталось небольшое отверстие в верхней части рабочей камеры, в нижней части – произошло разрушение по всему периметру криволинейного материала за 2,5 часов. Пресный биополимерный раствор без добавления KCl показал результат, схожий по форме промытого отверстия, однако время разрушения составило 6 часов (Приложение Г, Рисунок Г.5, состав 4).

Поведение образцов в этих средах объясняется природой и количеством ионов в водной среде. Принимая во внимание тот факт, что поверхность глин имеет отрицательный заряд, очевидно, что электростатически с ней будут взаимодействовать катионы. Эти положительно заряженные ионы, находясь в растворе, в значительной степени гидратированы и являются переносчиками молекул воды на поверхность глин и в ее межкристаллическое пространство. Небольшой по своему ионному радиусу катион натрия имеет большую гидратную оболочку, вместе с которой легко проникает в межкристаллическое пространство глинистых минералов, поставляя туда молекулы воды. В результате их взаимодействия с глинистыми минералами последние интенсивно набухают. Этим и обусловлена невысокая устойчивость образцов в водном хлористом натрии. Напротив, пресная вода, имея низкую минерализацию и, соответственно, малое содержание солей, позволяет глинам сохранять в ее среде устойчивое состояние в течение длительного времени. Это происходит за счет того, что переносчиков молекул воды – катионов, внутрь кристаллической решетки глин мало, что и приводит к длительному процессу ее гидратации. В биополимерном хлоркалиевом растворе (составы 3, 5, 6, 9, 10) присутствуют в значительном количестве катионы калия, которые в отличие от катионов натрия, имеют больший ионный радиус, соответственно, меньшую плотность заряда на поверхности, что и приводит к меньшей гидратированности иона калия молекулами воды. Гидратированный ион калия является поставщиком воды в межкристаллическое пространство глин, однако в гораздо меньшей степени чем, например, натрий. Кроме того, размер гидратированного иона калия соизмерим с межкристаллическим расстоянием в глинах, что позволяет ему частично блокировать поступление воды. В состав

стабилизирующей жидкости входит как хлористый калий, механизм ингибирующего действия которого описан выше, так и ряд других реагентов – силикат натрия, ПЭГ и реагент Ингидол ГГЛ, представляющий собой комплексный реагент из сульфированного асфальта и окисленного битума, являющегося гидрофобизатором-микрокольматантом. Совместно оказывают комплексное на глинистые породы среднего катагенеза действие благодаря протеканию различных физико-химических процессов. Результаты, полученные в ходе проведения лабораторных экспериментов, показали, что последовательное воздействие МБПХКР в течение 0,5 часа, состава стабилизирующей жидкости в течение 3 часов и повторное воздействие МБПХКР на образец под давлением 3,5 МПа, привело к его разрушению в течение 13,5 часов (состав 10). В Приложении Г, Рисунке Г.6 показан внешний вид глинистого образца после воздействия разработанной стабилизирующей жидкости и последующего его разрушения в модельном биополимерном хлоркалийевом растворе. Сравнивая время устойчивого состояния глинистого образца после стабилизирующей жидкости с аналогичным показателем для МБПХКР, которое составляет 2,5 часа (состав 3) можно сказать, что воздействие стабилизирующей жидкости на модельный глинистый образец позволяет увеличить время его устойчивого состояния более, чем в 5 раз. Для сравнения проводился аналогичный эксперимент с стабилизирующей жидкостью из водного раствора КМЦ и силиката натрия (состав 6). В этом случае время устойчивого состояния образца составляло 1,8 часов, что меньше исходного времени устойчивого состояния образца после однократного воздействия МБПХКР. Вероятно, стабилизирующее действие жидкости из раствора силиката натрия в водном растворе КМЦ было недостаточно эффективно при двукратном цикле нагрузки-разгрузки образца давлением при смене составов МБПХКР – стабилизирующая жидкость – повторно МБПХКР. В Приложении Г, Рисунке Г.7 показан внешний вид образца после воздействия стабилизирующей жидкости из раствора натриевого жидкого стекла в водном растворе КМЦ и последующего его разрушения в биополимерном хлоркалийевом растворе (состав 6).

Хлористый калий, всегда входящий в состав биополимерного хлоркалийевых растворов, оказывает значительный ингибирующий эффект на набухание глинистых образцов. Поэтому целесообразно было исследовать воздействие стабилизирующей жидкости после воздействия пресного биополимерного раствора. Для реализации этого эксперимента был приготовлен пресный состав 9 без добавления хлористого калия. В Приложении Г, Рисунках Г.8, Г.9, показаны разрушенные образцы после воздействия на них стабилизирующей жидкости (состав 7) и стабилизирующей жидкости из раствора силиката натрия в водном растворе КМЦ (состав 8). Время устойчивого состояния глинистых образцов при воздействии на него пресного биополимерного раствора составило 6 часов. Последовательное воздействие на глинистые образцы после пресного раствора рекомендуемого состава стабилизирующей жидкости в течение 3 часов и затем этого же пресного раствора, показало время их устойчивого состояния 6,8 часов. Аналогичный эксперимент со стабилизирующей жидкостью только из водного 2 %-ого раствора КМЦ и 5 % силиката натрия показало время устойчивого состояния глинистых образцов 3,5 часа. Сравнивая полученные данные с исходными, характеризующими состояние образцов во время воздействия пресного раствора, можно сказать, что стабилизирующая жидкость незначительно увеличивает время устойчивого состояния модельного глинистого образца – в 1,1 раз. Стабилизирующая жидкость, в состав которой входит лишь КМЦ в случае воздействия пресного бурового раствора оказалась не эффективной – время устойчивого состояния образцов оказалось меньше (3,5 часов), чем аналогичный показатель в пресном модельном растворе (6 часов).

В стабилизирующей жидкости определенную часть ингибирующего действия оказывает такой эффективный реагент как хлористый калий. Поэтому для анализа действия прочих реагентов, входящих в рекомендуемый состав стабилизирующей жидкости, проведен эксперимент по исследованию времени устойчивого состояния образцов после стабилизирующей жидкости, не содержащей в своем составе хлористый калий (состав 9, Приложение Г, Рисунок Г.10). При применении в качестве стабилизирующей жидкости состава без

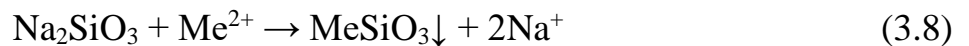
хлористого калия, время устойчивого состояния образцов после воздействия МБПХКР составило 3 часа. Сравнивая это время с показателем, равным 13,5 часов после воздействия разработанной технологической жидкости в присутствии хлорида калия (Приложение Г, Рисунок Г.11), можно сказать, что присутствие хлористого калия повышает эффективность стабилизирующей жидкости. Время устойчивого состояния образцов в биополимерном хлоркалийевом растворе после воздействия стабилизирующей жидкости при отсутствии в нем хлористого калия составляет 3 часа. Этот состав незначительно увеличивает устойчивое состояние образцов относительно исходного раствора без жидкости. Однако эти данные позволяют говорить о том, что реагенты, входящие в состав разработанной жидкости – силикат натрия, хлористый калий, Ингидол ГГЛ, ПЭГ-2000, вносят существенный вклад в сохранение устойчивости набухающих глин и работают комплексно, проявляя синергетический эффект (состав 10). Время устойчивого состояния образца в модельном биополимерном пресном растворе после воздействия стабилизирующей жидкости составило 6,8 часов, жидкости только на основе КМЦ и жидкого стекла менее эффективно – 3,5 часов. Стабилизирующая жидкость, приготовленная на основе модельного биополимерного хлоркалийевого раствора, оказалась менее эффективна, чем аналогичный рекомендованный состав, позволив увеличить время устойчивого состояния образцов в 2 раза. Обобщая полученные результаты, составлена таблица эффективности жидкостей при отсутствии или наличии в них отдельных реагентов (Таблица 3.12).

Таблица 3.12 – Влияние реагентов на время устойчивого состояния глинистых образцов

Состав стабилизирующей жидкости	Время устойчивого состояния глинистых образцов, ч
Биополимерный хлоркалийевый раствор	2,5
Стабилизирующая жидкость	13,5
Стабилизирующая жидкость, приготовленная с биополимерным хлоркалийевым раствором	5,2
Стабилизирующая жидкость без хлорида калия	3,0
Стабилизирующая жидкость без хлорида калия, Ингидола ГГЛ, ПЭГ-2000	1,8

Как видно из данных, приведенных в Таблице 3.13, стабилизирующая жидкость увеличивает время устойчивого состояния глинистых образцов более, чем в 5 раз. Исключение из состава эффективного ингибитора хлористого калия приводит к неэффективности жидкости – время устойчивого состояния увеличивается незначительно по сравнению с модельным биополимерным хлоркалийевым раствором. Дополнительное исключение из состава наряду с хлоридом калия таких реагентов, как Ингидол ГГЛ и ПЭГ-2000 приводит к полной неэффективности жидкости – время устойчивого состояния становится меньше, чем у исходного модельного биополимерного хлоркалийевого раствора.

Таким образом, разработанная технологическая жидкость характеризуется способностью ингибировать механизм гидратации глин, гидрофобизировать поверхность стенок скважин, скреплять трещины. Повышение стабильности неустойчивых пород, слагающих стенки скважин, достигается за счет синергетического, комплексного действия хлорида калия, силиката натрия и ПЭГ-2000: изменения ионного комплекса глинизированных отложений, силикатизации активных участков; гидрофобизации и заполнения порового, трещиноватого пространств силикатами натрия и продуктами их взаимодействия с солями поливалентных металлов, находящихся в узлах кристаллической решетки глинистых минералов (3.8):



### **3.5 Результаты исследования совместимости разработанной технологической жидкости и применяемого при строительстве боковых стволов бурового раствора**

Технология использования стабилизирующей технологической жидкости предполагает ее замещение биополимерным хлоркалийевым раствором, с помощью которого в настоящее время происходит бурение боковых стволов в интервалах неустойчивых пород на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов. В

связи с чем для исключения возможности неконтролируемого изменения технологических параметров бурового раствора необходимо определить совместимость этих составов. Она оценивалась путем измерения углов закручивания пружины вискозиметра OFITE 900 исходных контактирующих друг с другом растворов и их смеси в соотношениях 3:1, 1:1 и 1:3 при температуре, имитирующую скважинную – 80 °С и последующим определением коэффициента изменения вязкости.

Полученные результаты углов закручивания смесей при 100 об/мин сравнивались с аналогичными показателями испытуемого раствора в соотношении 1:1 при 100 об/мин. Разницей этих величин вычислялся коэффициент изменения вязкости  $R$ . Соответствие этого коэффициента совместимости или не совместимости жидкостей приведено в Таблице 3.13, а в Таблице 3.14 и на Рисунке 3.19 – результаты определения углов закручивания смесей и исследование совместимости растворов.

Таблица 3.13 – Требования к совместимости исследуемых жидкостей

Коэффициент изменения вязкости $R$	Совместимость жидкостей
$R < 0$	Жидкости совместимы
$0 < R < 40$	Жидкости совместимы, но должно проверяться давление во избежание ГРП
$41 < R < 70$	Жидкости плохо совместимы, нужно проводить дополнительные исследования для поиска оптимальных значений
$71 < R$	Жидкости несовместимы

Для исследования совместимости состава стабилизирующей технологической жидкости и модельного биополимерного хлоркалиевого раствора были приготовлены смеси, рецептура которых приведены в Таблицах 3.7 и 3.9. Параметры приготовленных растворов отражены соответственно в Таблицах 3.8 и 3.10. В Таблице 3.14 представлены результаты исследования совместимости состава стабилизирующей жидкости и модельного биополимерного хлоркалиевого раствора при температуре 80 °С.

Таблица 3.14 – Результаты исследования совместимости состава стабилизирующей жидкости и модельного биополимерного хлоркалиевого раствора при 80 °С

Скорость вращения ротора, об/мин	Стабилизирующая жидкость	Соотношение состава стабилизирующей жидкости к модельному буровому раствору			Модельный буровой раствор	Коэффициент изменения вязкости R
		3:1	1:1	1:3		
300	5,5	13,2	19,5	26,3	32,0	–
200	3,7	10,6	15,9	22,1	27,4	–
100	2,1	7,1	11,3	18,0	21,6	- 3,6 и меньше
60	1,5	5,5	9,3	15,1	18,2	–
30	1,1	3,6	6,7	11,5	14,5	–
6	0,6	1,6	3,0	5,9	8,2	–
3	0,6	1,2	2,2	4,9	6,5	–

На Рисунке 3.19 отражено изменение вязкости смеси стабилизирующей жидкости и МБПХКР представленными зависимостями углов закручивания пружины от скорости вращения ротора вискозиметра.

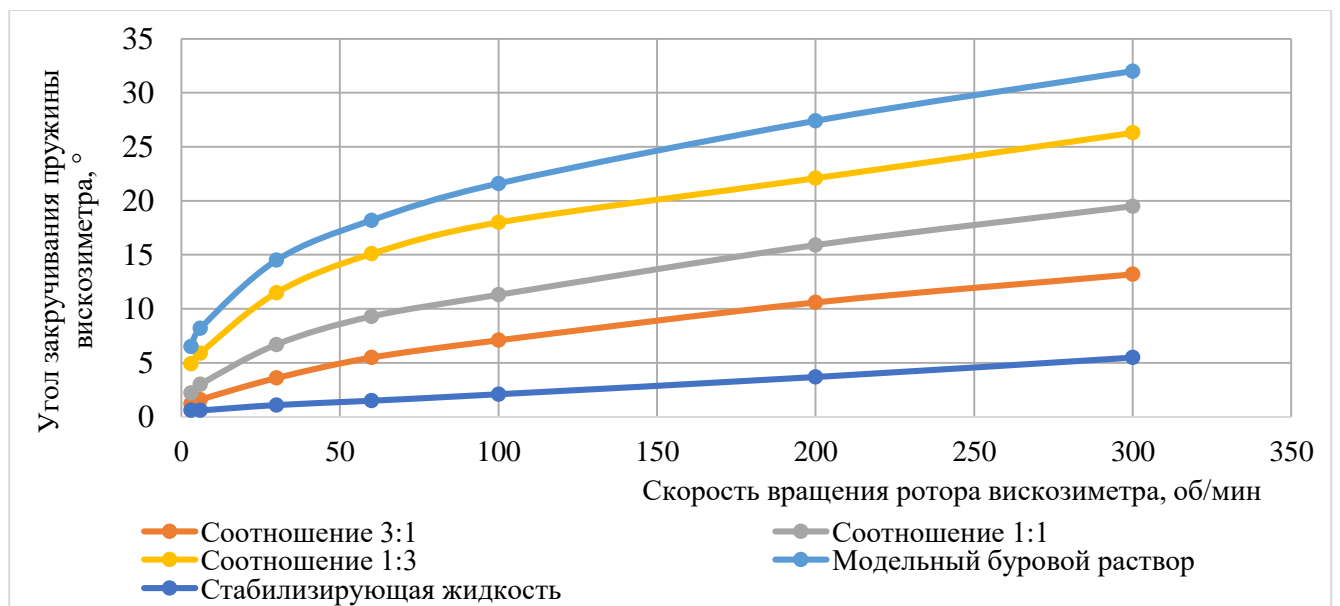


Рисунок 3.19 – Зависимость углов закручивания пружины вискозиметра от скорости вращения его ротора при определении совместимости жидкостей

Полученные экспериментальные данные свидетельствуют о том, что разработанная жидкость совместима с используемым при бурении боковых стволов биополимерным хлоркалиевым раствором: вязкостные зависимости смесей в различных соотношениях находятся в диапазоне между аналогичными зависимостями отдельных жидкостей.

### Выводы по главе 3

1. Установлено, что реагент Ингидол ГГЛ, представляющий собой комплексную добавку из сульфированного асфальта и окисленного битума, обладает наилучшей гидрофобизирующей способностью по сравнению с другими исследованными асфальтеносодержащими реагентами.

2. Исследование влияния химических реагентов на изменение линейных размеров образцов показало, что наиболее эффективными ингибиторами набухания глинистых минералов являются хлорид калия, силикат натрия и полиэтиленгликоль.

3. Получена линейная зависимость между лабораторным временем стабильного состояния глинистых образцов и фактическим временем устойчивого состояния стенок скважин, которые были пробурены в аналогичных горно-геологических условиях и при бурении которых были применены подобные технологические жидкости.

4. Усовершенствована методика проведения лабораторного исследования воздействия технологической жидкости на неустойчивые глинистые породы с используемым буровым раствором на модернизированном фильтр-прессе. Результаты лабораторных экспериментов подтвердили эффективность разработанной стабилизирующей жидкости.

5. Оптимизирована рецептура технологической жидкости, состоящая из хлорида калия, силиката натрия, карбоксиметилцеллюлозы, полиэтиленгликоля, комплексного реагента Ингидола ГГЛ путем применения регрессионного, дисперсионного анализов, построения поверхностей отклика и профилей желательности, что позволило обеспечить стабильное состояние глинистых образцов на протяжении 13 часов в лабораторных условиях.



## ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ РАЗРАБОТАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ

Цель опытно-промышленных работ заключалась в апробации технологической жидкости, предназначенной для сохранения устойчивости глинистых отложений при бурении боковых стволов, и исследованию ее эффективности. В качестве объектов проведения внедрения были выбраны скважины Восточно-Перевальное и Ватьеганское месторождений, эксплуатируемые ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (Приложение Д). Информация по опытным скважинам приведена в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Общая информация по опытным скважинам

Скважина/куст	Месторождение	Проектный пласт	Глубина по стволу/ по вертикали, м	Интервал неустойчивых пород (по стволу), м
527Л/12	Восточно-Перевальное	АС <sub>9</sub>	3085/2279	2649-2716
706Л/27	Ватьеганское	БВ <sub>1</sub>	3233/2456	2353-2375

Принцип выбора месторождений для апробации разработанной жидкости заключался в поиске литологического разреза, осложненного наличием неустойчивых глинистых пород среднего катагенеза (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза Восточно-Перевальное и Ватьеганское месторождений

Стратиграфическое подразделение	Стандартное описание горной породы	Возможные осложнения
1	2	3
Восточно-Перевальное месторождение		
Кузнецовская свита	Глины темно-серые, почти черные, участками алевритистые, известковистые	Значительное снижение предела прочности пород в результате увлажнения фильтратом бурового раствора. Многократные разнонаправленные перепады давлений.
Покурская свита	Переслаивание песчаников серых и светло-серых, кварц-полевошпатовых, слабосцементированных, алевролитов и глин серых и темно-серых, аргиллитоподобных	

Продолжение Таблицы 4.2

1	2	3
Алымская свита	Аргиллитоподобные глины темно-серые, серые, в средней части почти черные, плотные, слюдистые, местами известковистые чередуются с прослоями песчаников серых, светло-серых, коричневато-серых, мелкозернистых и алевролитов серых с прослоями угля	Значительное снижение предела прочности пород в результате увлажнения фильтратом бурового раствора. Многократные разнонаправленные перепады давлений.
Сангопайская свита	Переслаивание глин аргиллитоподобных с песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, алевролитами серыми, глинистыми и аргиллитами, часто углистыми	
Ватьеганское месторождение		
Покурская свита	Неравномерное переслаивание темно-серых слюдистых глин, серых мелко среднезернистых кварцевых песчаников и тонкослоистых слюдистых алевролитов, присутствует растительный лигнит.	Создание репрессии на вышележащие водоносные горизонты. Превышение плотности бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента. Создание репрессии на нефтеводоносные горизонты, превышение плотности бурового раствора над проектными значениями
Алымская свита	Верхняя подсвита преимущественно глинистая. Представлена тонкоотмученными темно-серыми слабоалевритистыми плотными аргиллитами. Нижняя подсвита – песчаники серые, средне-мелкозернистые, глинистые, с редкими включениями сидерита.	
Ванденская свита	Отложения свиты представлены двумя подсвитами: нижней и верхней. Верхняя подсвита – песчаники серые, средне-мелкозернистые, глинистые, отмечается наличие рассеянного сидерита. Нижняя подсвита – представлена темно-серыми слабоалевритистыми плотными аргиллитами с чередованием песчаников.	

В Таблице 4.3 приведены состав стабилизирующей технологической жидкости и назначение каждого реагента из него (Приложение Е).

Таблица 4.3 – Компонентный состав стабилизирующей жидкости

Наименование реагента	Назначение реагента	Количество на 1 м <sup>3</sup> жидкости, кг (л)
Вода	Дисперсионная среда	827
КМЦ-700	Понижитель фильтрации, регулятор реологии	14
Ксантановый биополимер	Биополимерный структурообразователь	1
Крахмал модифицированный	Регулятор фильтрации	2
Хлорид калия	Ингибитор набухания	140
Мраморная крошка МК-5 (CaCO <sub>3</sub> )	Регулятор плотности	30
Мраморная крошка МК-40		62
Силикат натрия (силикатный модуль 2,2 ед.)	Крепящая добавка	68 (46)
Ингидол ГГЛ	Гидрофобизатор	24
ПЭГ-2000	Ингибитор набухания	2

#### 4.1 Технология приготовления технологической жидкости в промышленных условиях

1. В емкость блока приготовления раствора набрать технической воды в количестве расчетного объема технологической жидкости.

2. Через эжекторную гидроворонку произвести ввод в емкость БПР химических реагентов в количестве: 14 кг/м<sup>3</sup> КМЦ, 1 кг/м<sup>3</sup> ксантанового биополимера, 2 кг/м<sup>3</sup> модифицированного крахмала. Их добавление производить со скоростью 1 мешок (25 кг) в течение 10-15 минут (600-900 с).

3. Произвести перемешивание полученного раствора эжекторной гидроворонкой в БПР в течение не менее 30 минут (1800 с).

4. После перемешивания произвести ввод химических реагентов в количестве: 70 кг/м<sup>3</sup> силиката натрия, 140 кг/м<sup>3</sup> хлорида калия, 24 кг/м<sup>3</sup> Ингидола ГГЛ. Их добавление производить со скоростью 1 мешок (25 кг) в течение 10-15 минут (600-900 с).

5. После перемешивания в полученный раствор произвести ввод смеси мраморной крошки МК-5 и МК-40 в количестве, необходимом для утяжеления технологической жидкости до требуемой плотности.

6. Полученный раствор перемешивать эжекторной гидворонкой в течение не менее 15 минут (900 с).

7. После этого в раствор технологической жидкости произвести ввод  $2 \text{ кг/м}^3$  полиэтиленгликоля ПЭГ-2000 и перемешивать 10 минут (600 с).

8. Закачивание приготовленного раствора технологической жидкости начать не позднее 30 мин (1800 с) после приготовления.

Плотность технологической жидкости определяется индивидуально для каждой скважины и регулируется содержанием хлорида калия (при плотности жидкости до  $1130 \text{ кг/м}^3$ ), молотого мрамора мелкой фракции (при плотности жидкости свыше  $1130 \text{ кг/м}^3$ ).

#### **4.2 Порядок технологии закачивания технологической жидкости в интервал неустойчивых глинистых пород**

1. После разбуривания интервала неустойчивых пород произвести промывку скважины в течение одного цикла с расхаживанием бурового инструмента на длину свечи.

2. Приступить к закачиванию технологической жидкости. Для предотвращения ее смешивания с буровым раствором, жидкость закачивать при производительности буровых насосов не более 8-12 л/с ( $0,008-0,012 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

3. Продавливание жидкости осуществить расчетным объемом бурового раствора из условия оставления жидкости на равновесии пластового и гидростатического давлений.

4. После закачивания жидкости произвести подъем бурового инструмента с выходом из технологического окна.

5. Нахождение технологической жидкости произвести с противодавлением 3 МПа с контролем за приемистостью скважины.

6. Выдержать общее время комплексного стабилизирующего действия жидкости на стенки скважины, равное 3 ч, для образования кремниевого геля и осуществления реакции по ингибированию, креплению и гидрофобизации глинистых отложений.

7. После окончания времени действия технологической жидкости на глинистые отложения, произвести спуск бурильного инструмента на забой скважины.

8. Произвести замещение технологической жидкости при минимальной производительности насосов с целью дополнительного укрепления жидкостью интервала открытого ствола скважины.

#### **4.3 Результаты испытаний технологической жидкости при бурении скважин № 527Л Восточно-Перевального месторождения и № 706Л Ватьеганского месторождения**

Строительство бокового ствола скважины № 527Л Восточно-Перевального месторождения, литологическая характеристика которого приведена в Таблице 4.2, было осложнено множественными аварийными ситуациями, которые привели к ликвидации двух боковых стволов путем создания цементных мостов.

Для бурения первого и второго стволов скважины № 527Л использовался биополимерный хлоркалийевый буровой раствор, параметры которого приведены в Таблице 4.4 в сочетании с прокачиванием вязкоупругих и кольматирующих составов. Однако такое решение не позволило поддержать стенка ствола скважины в интервале залегания сангопаской свиты в стабильном состоянии, что привело к прихвату КНБК с последующей установкой цементных мостов. В результате непроизводительное время при неудачном бурении двух стволов скважины составило 1360 ч.

Таблица 4.4 – Параметры биополимерного хлоркалиевого бурового раствора

Параметр	Единицы измерения	Значение параметра
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1170
Условная вязкость	с	50
Пластическая вязкость	мПа·с	17
ДНС	дПа	120
СНС <sub>10с/10м</sub>	дПа	38 / 62
Фильтрация	мл/30 мин	3
Фильтрационная корка	мм	0,3
Твердая фаза	%	6
Песок	%	0,2
МВТ	кг/м <sup>3</sup>	11,2
рН	ед.	10
Жесткость (Са <sup>++</sup> )	мг/л	120
Содержание карбоната кальция	кг/м <sup>3</sup>	78
Содержание хлорида калия	кг/м <sup>3</sup>	70

Бурение третьего ствола было произведено при аналогичных параметрах бурения с использованием биополимерного хлоркалиевого бурового раствора (Таблица 4.4). Бурение неустойчивого интервала 2649-2716 м (по стволу) проведено с плотностью бурового раствора 1130-1140 кг/м<sup>3</sup>. При достижении забоя было выполнено закачивание стабилизирующей жидкости в объеме 3 м<sup>3</sup> с последующей задавкой с противодавлением 3 МПа. Технологические параметры стабилизирующей жидкости представлены в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Технологические параметры стабилизирующей жидкости

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение параметра
Температура жидкости	°С	25
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1130
Условная вязкость	с	75
Пластическая вязкость	мПа·с	32
Динамическое напряжение сдвига	дПа	177
Статическое напряжение сдвига (СНС <sub>10 с/10 мин</sub> )	дПа	19/24
Показатель фильтрации	см <sup>3</sup> /30 мин	5,2
Показатель рН	ед.	14

После закачивания технологической жидкости в интервал неустойчивых отложений был произведен подъем бурового инструмента с выходом из технологического окна, при котором затяжки КНБК не зафиксированы. Во время

взаимодействия стабилизирующей жидкости со стенками скважины поддерживалось противодавление, равное 3 МПа. Объем ее дозакачивания для поддержания противодействия на протяжении 3 часов составил 0,43 м<sup>3</sup>. По окончании взаимодействия стабилизирующей жидкости, равное 3 часам, был осуществлен спуск бурового инструмента без посадок. Подъем КНБК прошел без затяжек и посадок. После смены КНБК окончание строительства скважины произведено без осложнений.

Строительство бокового ствола скважины Ватьеганского месторождения, литологическая характеристика которого приведена в Таблице 4.2, до глубины 2353 м по стволу велось при плотности бурового раствора 1160 кг/м<sup>3</sup>. Произвели утяжеление бурового раствора до плотности 1240 кг/м<sup>3</sup> и продолжили бурение скважины до глубины 2375 м по стволу до подошвы покачевско-савуйской глинистой пачки. На данной глубине произвели промывку скважины в объеме 76,5 м<sup>3</sup> и закачивание стабилизирующей жидкости в объеме 3 м<sup>3</sup>. В период ее взаимодействия со стенками скважины поддерживалось противодавление, равное 3 МПа. По окончании времени взаимодействия стабилизирующей жидкости, равное 3 часам, был осуществлен спуск бурового инструмента для дальнейшего строительства бокового ствола скважины. Бурение до проектной глубины 3233 м (по стволу) осуществлено в прежнем режиме. При бурении и дальнейших шаблонировках ствола скважины в интервале нахождения стабилизирующей жидкости осложнений не зафиксировано. На протяжении более 26 суток с момента нахождения жидкости в интервале залегания покачевско-савуйской толщи, данные отложения находились в устойчивом состоянии без возникновения осыпей и обвалов, что позволило закончить строительство бокового ствола скважины.

#### **4.4 Экономический эффект от применения технологической жидкости при бурении скважин**

Применение разработанной технологической жидкости позволит сократить потенциальные затраты на бурение боковых стволов по причине недопущения

осыпей, обвалов глинистых отложений, которые ведут к возникновению непроизводительного времени. Согласно данным, представленным в Таблице 4.6, в среднем ожидаемая экономия денежных средств в расчете на 1 скважину составляет 3 млн рублей.

Таблица 4.6 – Ожидаемый экономический эффект от применения технологической жидкости при бурении скважин

<b>1. Затраты на непроизводительное время</b>	
Ориентировочная стоимость одного часа НПВ, руб.	37 500
Среднее значение НПВ, связанного с наличием неустойчивых отложений, затраченное на проработки и перебуры, ч/скв.	90
Средние затраты на НПВ, связанное с наличием неустойчивых отложений, руб./скв.	<b>3 375 000</b>
<b>2. Затраты в случае применения технологической жидкости</b>	
Стоимость 1 м <sup>3</sup> технологической жидкости, руб./м <sup>3</sup>	13 340
Стоимость 5 м <sup>3</sup> технологической жидкости, руб./скв.	66 700
Затраты, связанные с закачиванием технологической жидкости и ее нахождением в требуемом интервале на протяжении 3 часов, руб./скв.	225 000
Итого с учетом транспортных затрат	<b>310 185</b>
<b>Ожидаемый экономический эффект при строительстве бокового ствола в случае применения технологической жидкости, руб./скв.</b>	<b>3 064 815</b>

Таким образом, потенциальная экономия затрат от недопущения осложнений, связанных с бурением двух боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых отложений, составляет 6,1 млн рублей.



#### **Выводы по главе 4**

1. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена целесообразность промышленного применения стабилизирующей жидкости для сохранения устойчивости интервалов, сложенных глинистыми породами.

2. Применение разработанной стабилизирующей жидкости позволило без осложнений завершить строительство боковых стволов скважин Ватьеганского и Восточно-Перевального месторождений Западной Сибири. Обеспечена стабильность неустойчивых глинистых отложений на протяжении более 13 суток.

3. Ожидаемый экономический эффект от применения технологической жидкости при бурении скважин составляет 6,1 млн рублей из расчета на строительство одного бокового ствола.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлены причины обвалообразований глинистых пород, возникающих при бурении боковых стволов на месторождениях, расположенных в пределах Сургутского и Вартовского сводов Западной Сибири. К ним относятся нарушение естественного напряженно-деформированного состояния глинистой породы, гидратация и набухание глинистых минералов.

2. Создана стабилизирующая технологическая жидкость, предназначенная для предупреждения осыпей и обвалов глинистых отложений, на основе водного раствора полимера карбоксиметилцеллюлозы с добавкой активных по отношению к набухающим глинам компонентов – хлорида калия (9,0-15,0 %), силиката натрия (4,5-7,0 %), полиэтиленгликоля (0,1-0,4 %) и комплексного реагента, представляющего собой окисленный асфальт и сульфированный битум Ингидол ГГЛ (1,0-3,0 %); выполнена оптимизация ее состава с учетом горно-геологических условий, возникающих при бурении боковых стволов.

3. Разработана методика проведения лабораторных исследований по оценке устойчивости глинистых пород в технологической жидкости с учетом влияния бурового раствора, находящегося во взаимодействии с горной породой, в соответствии с которой осуществлены лабораторные испытания на модернизированном фильтр-прессе, и определена продолжительность устойчивого состояния глинистых образцов, равная 13,5 часам.

4. Проведены опытно-промышленные испытания технологической жидкости при бурении боковых стволов в глинистых отложениях месторождений Сургутского и Вартовского сводов, которые позволили обеспечить их устойчивость на протяжении более 13 суток, и получить потенциальный экономический эффект от недопущения затрат на ликвидацию осложнений в размере 6,1 млн руб.

**ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ**

АНПД	– аномально-низкое пластовое давление
БПР	– блок приготовления раствора
ГИПАН	– гидролизированный полиакрилонитрил
ГРП	– гидроразрыв пласта
ДНС	– динамическое напряжение сдвига
ЖС	– натриевое жидкое стекло, силикат натрия
Ингидол ГГЛ	– комплексный реагент, представляющий собой сульфированный асфальт и окисленный битум
ИЭР	– инвертный эмульсионный раствор
КМЦ	– карбоксиметилцеллюлоза
КЛСП	– карбоксилигносульфонат пековый
КНБК	– компоновка низа бурильной колонны
МБПХКР	– модельный биополимерный хлоркалийевый раствор
НПВ	– непроизводительное время
ПАА	– полиакриламид
ПАВ	– поверхностно-активное вещество
ПАН	– полиакрилонитрил
ПАЦ	– полианионная целлюлоза
ПЭГ	– полиэтиленгликоль
РВО	– раствор на водной основе
РУО	– раствор на углеводородной основе
СНС	– статическое напряжение сдвига
ТПП	– территориально-производственное предприятие
ЧАС	– четвертичные аммонийные соли
ЭЦП	– эквивалентная циркуляционная плотность
Фильтр-пресс НТНР	– фильтр-пресс высокой температуры и давления
КСІ	– калий хлористый, хлорид калия

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Басарыгин, Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин : учебник / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. - Москва : Недра, 2000. - 679 с. - Текст : непосредственный.
2. Басарыгин, Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. - Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 632 с. - Текст : непосредственный.
3. Терцаги, К. Теория механики грунтов / К. Терцаги. - Москва : Госстройиздат, 1961. - 507 с. - Текст : непосредственный.
4. Мори, В. Устойчивость ствола скважины: примеры из практики, приложение механики горных пород и результаты / В. Мори, Ж.-М. Созе. - Текст : непосредственный // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти : сборник. - Москва, 1994. - С. 345.
5. Гено, А. Напряжения и разрушения в стенках нефтяных скважин / А. Гено. - Текст : непосредственный // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти : сборник. - Москва, 1994. - С. 256.
6. Гено, А. Устойчивость ствола скважины: новый подход к решению старой проблемы / А. Гено, Ф. Ж. Сантарелли. - Текст : непосредственный // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти : сборник. - Москва, 1994. - С. 365.
7. Баранов, В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях / В. С. Баранов. - Москва : Гостоптехиздат, 1955. - 212 с. - Текст : непосредственный.
8. 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» : дис. ... канд. технич наук / И. В. Чудинова ; СПбГУ. - СПб, 2019. - 104 с. - Текст : непосредственный.

9. Ингибирующие буровые растворы и устойчивость глинистых пород / А. А. Хуббатов, А. М. Гайдаров [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 5. - С. 64-67.
10. К вопросу устойчивости глинистых пород / А. А. Хуббатов, А. М. Гайдаров, А. Д. Норов [и др.]. - Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. - 2014. - № 5. - С. 24-34.
11. Выбор буровых растворов для стабилизации глинистых отложений при бурении нефтяных и газовых скважин / М. М.-Р. Гайдаров, А. А. Хуббатов [и др.]. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2012. - № 3. - С. 28-34.
12. Храмченков, М. Г. Особенности набухания глинистых пород в растворах электролитов / М. Г. Храмченков, Э. М. Храмченков, В. В. Петруха. - Москва : Нефтяное хозяйство, 2015. - № 9. - С. 62-63. - Текст : непосредственный.
13. Воинов, Л. Г. Влияние минерализованной воды, обработанной ССБ, на устойчивых обваливающихся глин / Л. Г. Воинов. - Труды Гипростокнефти, 1959. - вып. 2. - С. 383-390. - Текст : непосредственный.
14. Хасаев, Р. М. Осмотическое давление на стенках бурящейся скважины / Р. М. Хасаев, Р. А. Халилова. - Нефтяное хозяйство, 1971. - № 11. - С. 21-22. - Текст : непосредственный.
15. Сулейманов, А. Б. Технология и техника эксплуатации скважин малого диаметра / А. Б. Сулейманов. - Баку, 1960. - 222 с. - Текст : непосредственный.
16. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В. Д. Городнов. - Москва : Недра, 1984. - 229 с. - Текст : непосредственный.
17. Глебов, В. А. Влияние состава бурового раствора на темп разупрочнения глинистых пород / В. А. Глебов, М. И. Липкес. - Нефтяное хозяйство, 1979. - № 2. - С. 13-16. - Текст : непосредственный.
18. Васильченко, С. В. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин / С. В. Васильченко,

А. Г. Потапов, А. Н. Гноевых. - Москва : ИРЦГазпром, 1998. - 83 с. - Текст : непосредственный.

19. Сеид-Рза, М. К. Вопросы длительной устойчивости стенок глубоких скважин / М. К. Сеид-Рза [и др.]. - Баку : Азернешр, 1969. - 146 с. - Текст : непосредственный.

20. Boggs, S. Petrology of Sedimentary Rocks / S. Boggs. - Cladwell, New Jersey : The Blackburn Press, 2003. - 123 p. - Text : electronic.

21. Van Oort, E. On the physical and chemical stability of shales / E. Van Oort. - J. Pet. Sci. Eng, 2003. - 38 (3-4). - p. 213-235. - Text : electronic.

22. Свиридов, Л. А. Осмотические явления при бурении скважин / Л. А. Свиридов, В. И. Рябченко. - Краснодар : Буровые растворы и крепление скважин, труды ВНИИКРнефти, 1971. - С. 50-53. - Текст : непосредственный.

23. Арсланбеков, А. Р. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе / А. Р. Арсланбеков, Н. М. Севодин, С. Г. Соловьев [и др.]. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2011. - № 3. - С. 46-50.

24. Логвиненко, Н. В. Методы определения осадочных пород / Н. В. Логвиненко, Э. И. Сергеева. - Ленинград : Недра, 1986. - 240 с. - Текст : непосредственный.

25. Новиков, В. С. К вопросу устойчивости глинистых пород при бурении скважин / В. С. Новиков. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 1980. - № 10. - С. 11-15.

26. Обеспечение устойчивости глинистых отложений в горизонтальных скважинах / А. С. Нечаев, А. В. Семин [и др.]. - Москва : ОАО «Самаранефтегаз», 2014. - № 11. - С. 38-41. - Текст : непосредственный.

27. Ломтадзе, В. Д. Стадии формирования свойств глинистых пород при их литификации / В. Д. Ломтадзе. - Текст : непосредственный // ДАН АН СССР. - 1955. - № 4. - С. 819-822.

28. Осипов, В. И. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / В. И. Осипов, В. Н. Соколов, В. В. Еремеев. - Текст : непосредственный // Наука. - 2001. - 238 с.
29. Мосин, В. А. Устойчивость глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин / В. А. Мосин. - Москва : Недра, 2017. - 422 с. - Текст : непосредственный.
30. Ружников, А. Г. Совершенствование технологии предупреждения дестабилизации сильно трещиноватых аргиллитов : 25.00.15 : автореф... дис. кан. наук / А. Г. Ружников ; УГТУ. - Ухта, 2015. - 24 с. - Текст : непосредственный.
31. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород / Д. Л. Бакиров, П. П. Подкуйко, Э. В. Бабушки [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 8. - С. 46-49.
32. Рябцев, П. Опыт компании M-I SWACO при вскрытии продуктивных пластов в условиях низких градиентов пластовых давлений / П. Рябцев, Д. Войтенко, К. Цыпухин. - Текст : непосредственный // Техническая информация. - 2008. - 2 с.
33. Нестабильность ствола скважины. - Текст : непосредственный / Руководство по технологиям буровых растворов Baroid. - 2008. - 24 с.
34. Банатов, В. П. Исследование устойчивости глинистых пород при взаимодействии их с различными промывочными жидкостями / В. П. Банатов, Н. В. Пятницкая. - Текст : непосредственный // Труды Гипростокнефти. - 1959. - Вып. 2. - С. 370-382.
35. Лопатин, В. А. Анализ осложнений при бурении глубоких скважин в неустойчивых глинистых породах / В. А. Лопатин, Л. К. Мухин. - Текст : непосредственный // НТС, сер. «Бурение». - 1964. - № 7. - С. 12.
36. Аветисян, Н. Г. Принципы выбора водоотдачи бурового раствора при бурении в неустойчивых глинах / Н. Г. Аветисян, В. Ю. Шеметов. - Текст : непосредственный // Труды ВНИИКРнефти. - 1980. - вып. 18. - С. 109-112.

37. Котельников, Д. Д. Глинистые минералы осадочных пород / Д. Д. Котельников, А. И. Конюхов. - Москва : Недра, 1986. - 247 с. - Текст : непосредственный.

38. Кошелев, В. Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов / В. Н. Кошелев. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2002. - № 1. - С. 13-15.

39. Ахмадуллин, М. М. Современные представления о критической величине удельного веса промывочной жидкости / М. М. Ахмадуллин, Н. Г. Аветисян [и др.]. - Текст : непосредственный // Осложнения при бурении и цементирования скважин. - 1973. - С. 21-29.

40. Wilcox, R. Filtration Method Characterizes Dispersive Properties of Shales / R. Wilcox, J. Fisk, G. Gorbett. - SPE Drilling Engineering, 1987. - 2(02). - p. 149-158. - Text : electronic.

41. Буянова, М. Г. Анализ применения ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства пологих скважин в сложных горно-геологических условиях / М. Г. Буянова, Э. В. Бабушкин, А. Х. Аглиуллин, Г. В. Конесев. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2018. - № 10. - С. 29-32.

42. Техника и технология бурения горизонтальных стволов / А. В. Мнацаканов, А. С. Оганов. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 1996. - № 10-11. - С. 8-13.

43. Иванников, В. И. О природе осложнений при бурении скважин в неустойчивых глинистых породах / В. И. Иванников. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2004. - № 5. - С. 45-49.

44. Gomez, S. L. Fighting Wellbore Instability: Customizing Drilling Fluids Based on Laboratory Studies of Shale-Fluid Interactions / S. L. Gomez, W. He. - Tianjin, China : Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, 2012. - p. 87. - Text : electronic.



45. Ballard, T. J. Fundamentals of shale stabilization: water transport through shales / T. J. Ballard, S. P. Beare, T. A. Lawless. - SPE Formation Evaluation, 1994. - p. 129-134. - Text : electronic.

46. Мосин, В. А. Стабильность ствола скважин при бурении глинистых отложений ранней стадий катагенеза / В. А. Мосин, А. В. Меденцев. - «Ойл энд Газ Евразия», 2014. - № 11. - С. 56-59. - Текст : непосредственный.

47. Мосин, В. А. Стабильность ствола скважин при бурении глинистых отложений поздних стадий катагенеза / В. А. Мосин, А. В. Меденцев. - «Ойл энд Газ Евразия», 2014. - № 10. - С. 54-59. - Текст : непосредственный.

48. Мосин, В. А. Стабильность ствола скважин при бурении глинистых отложений средней стадии катагенеза / В. А. Мосин, А. В. Меденцев. - «Ойл энд Газ Евразия», 2014. - № 12 - С. 62-67. - Текст : непосредственный.

49. Boyd, P. J. Potassium efficacy versus osmosis and a biological analog to shale-fluid interactions / P. J. Boyd. - Chicago : Geomechanics Symposium, 2021. - p. 24-27. - Text : electronic.

50. Гольдберг, В. М. Проницаемость и фильтрация в глинах / В. М. Гольдберг, Н. П. Скворцов. - Москва : Недра, 1986. - 160 с. - Текст : непосредственный.

51. Balaban, R. D. Design of experiments to evaluate clay swelling inhibition by different combinations of organic compounds and inorganic salts for application in water base drilling fluids / R. D. Balaban, E. L. Vidal, M. R. Borges. - Appl. Clay Sci, 2015. - p. 105-106, 124-130. - Text : electronic.

52. Effect of Cycloaliphatic Amine on the Shale Inhibitive Properties of Water-Based Drilling Fluid / Hanyi Zhong, Dong Sun, Weian Huang [et al.]. - Text : electronic // The Open Fuels & Energy Science Journal, 2015. - № 8. - p. 19-27. - Text : electronic.

53. Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для начального проф. образования / Ю. В. Вадецкий. - Изд. 6-е, испр. - Москва : Академия, 2011. - 352 с. - Текст : непосредственный.

54. Пеньков, А. И. Влияние полимеров на ингибирование глин / А. И. Пеньков. - Нефтяное хозяйство, 1979. - С. 24-27. - Текст : непосредственный.

55. Ahmed, K. Abbas Testing and Evaluation of Shale Stability for Zubair Shale Formation / Ahmed K. Abbas, E. Flori Ralphh, Ahmed Al-Anssari [et al.]. - Text : electronic // Society of Petroleum Engineers, 2018, p. 23-26.
56. Van Oort, E. A novel technique for the investigation of drilling fluid induced borehole instability in shales / E. Van Oort. - the Netherlands : Rock mechanics in petroleum engineering conference, 1994, p. 29-31. - Text : electronic.
57. Santarelli, F. J. A critical review of available evidence / F. J. Santarelli, S. Carminati. - Amsterdam : Drilling conference, 1995. - p. 34. - Text : electronic.
58. Blanco, J. Field application of Glass Bubbles as a Density Reducing Agent in an Oil Base Drilling Fluid for Marginal/Low-Permeability/Low-Pressure Reservoirs / J. Blanco, F. Ramirez, F. Mata, A. Ojeda and B. Atencio. - Alberta, Canada : Gas Technology Symposium held in Calgary, 2002. - 83 p. - Text : electronic.
59. Нуцкова, М. В. Исследование механизма повышения стабильности ствола скважины при бурении трещиноватых аргиллитов / М. В. Нуцкова, И. В. Чудинова, А. Н. Соболев. - Текст : непосредственный // Недропользование. - 2020. - № 3. - С. 231-241.
60. Булатов, А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы : учеб. пособие для вузов / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. - Москва : Недра, 1999. - 424 с. - Текст : непосредственный.
61. Новиков, В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В. С. Новиков. - Москва : Недра, 2000. - 272 с. - Текст : непосредственный.
62. Митчелл, Дж. Безаварийное бурение / Дж. Митчелл. - Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2017. - 364 с. - Текст : непосредственный.
63. Анализ применения ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства пологих скважин в сложных горно-геологических условиях / М. Г. Буянова, Э. В. Бабушкин, А. Х. Аглиуллин [и др.]. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2018. - № 10. - С. 29-32.

64. Развитие горизонтальной технологии разработки нефтяных месторождений Татарстана / Р. С. Хисамов, Р. Р. Ибатуллин [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2003. - № 8. - С. 104-108.
65. Апанович, Ю. Г. Бурение сверхглубоких скважин: из опыта бурения Аралсорской сверхглубокой скважины СГ-1 в Казахской ССР / Ю. Г. Апанович, Ю. В. Вадецкий, О. К. Ангелопуло. - Москва : Недра, 1969. - 167 с. - Текст : непосредственный.
66. Михеев, В. Л. Технологические свойства буровых растворов // В. Л. Михеев. - Москва : Недра, 1979. - 239 с. - Текст : непосредственный.
67. Грим, Р. Е. Минералогия глин / Р. Е. Грим. Перевод с англ. Б. Б. Звягина [и др.] ; Под ред. и с предисл. В. А. Франк-Каменецкого. - Москва : Изд-во иностр. лит., 1959. - 452 с. - Текст : непосредственный.
68. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. - Оренбург : Летопись, 2005. - 664 с. - Текст : непосредственный.
69. Булатов, А. И. Проектирование конструкции скважины / А. И. Булатов, Л. Б. Измайлов, О. А. Лебедев. - Москва : Недра, 1979. - 280 с. - Текст : непосредственный.
70. Moore, W. D. ARCO Drilling Horizontal Drainhole for Better Reservoir Placement / W. D. Moore. - Oil and Gas J., 1980. - №15. - 165 p. - Text : electronic.
71. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов промывочных жидкостей / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли. - Москва : Недра, 1985. - 509 с. - Текст : непосредственный.
72. Пономаренко, Ю. Силикатные буровые растворы нового поколения М-сил / Ю. Пономаренко, В. Землянский, О. Хоперский. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2006. - № 3. - С. 19-20.
73. Конесев, Г. В. Буровые промывочные жидкости : учеб. пособие / Г. В. Конесев, Н. А. Аксенова. - Тюмень : Нефтегазовый университет, 2008. - 309 с. - Текст : непосредственный.

74. Облегченные инвертные дисперсии для капитального ремонта скважин в условиях низкого пластового давления / М. Г. Гейхман, В. М. Кучеровский [и др.]. - Текст : непосредственный // Газовая промышленность. - 2006. - № 8. - С. 66-68.
75. Роджерс, Вальтер Ф. Промывочные жидкости для бурения нефтяных скважин / Вальтер Ф. Роджерс. Пер. с англ. - Изд., испр. - Москва : Гостоптехиздат, 1960. - 399 с. - Текст : непосредственный.
76. Давлетбердина, И. Б. Ингибирующие свойства хлор-калиевого бурового раствора / И. Б. Давлетбердина. - Текст : непосредственный // Инновационная наука. - 2017. - 3 с.
77. Могильниченко, М. А. Прогнозирование устойчивости стенок скважин по результатам исследования ползучести консолидированных образцов из шлама и керна : специальность 21.04.01. «Нефтегазовое дело» : дис. ... / М. А. Могильниченко ; РГУ. - Москва, 2019. - 172 с. - Текст : непосредственный.
78. Выбор бурового раствора для проводки скважин в осложненных горно-геологических условиях / Р. М. Вафин [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 1. - С. 53-55.
79. Абдели, Д. Ж. Экспериментальные исследования с жидким стеклом для водоизоляции добывающих скважин / Д. Ж. Абдели, А. С. Ыскак, Бай Висап. - Текст : непосредственный // Norwegian Journal of Development of the International Science. - 2018. - 5 с.
80. Уляшева, Н. М. Задачи управления ангиоидными свойствами буровых растворов при углублении скважины в глинистых породах / Н. М. Уляшева, А. М. Вороник [и др.]. - Текст : электронный // Нефтегазовое дело. - 2014. - № 6. - URL : [https://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6\\_2014/ogbus\\_6\\_2014\\_109-119\\_UlyashevaNM\\_ru.pdf](https://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2014/ogbus_6_2014_109-119_UlyashevaNM_ru.pdf) (дата обращения : 15.04.2024).
81. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов: в 5 томах / В. П. Овчинников, Ф. А. Агзамов, Т. О. Акбулатов [и др.]. Том 1. - 2-е издание, переработанное и дополненное. - Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. - 576 с. - ISBN 978-5-9961-1329-3. - EDN YFPJZV.

82. Васильченко, А. А. История развития известковых буровых растворов и перспективы их широкого использования / А. А. Васильченко. - Москва : Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2011. - № 12. - с. 53-56. - Текст : непосредственный.

83. Пат. № 1211274 СССР, МПК С09К 8/08. Известковый буровой раствор : № 3569277/03 : заявл. 26.01.1983 : опубл. 25.07.1995 / П. Г. Кулагин, А. А. Васильченко, Е. В. Соломатина ; патентообладатель Комитет по делам изобретений открытий при Совете Министров СССР. - Текст : непосредственный.

84. Пат. № 299637 СССР, МПК С09К0008/20. Безглинистая буровая промывочная жидкость : № 1171517/22-3 : заявл. 10.07.1967 : опубл. 26.03.1971 / П. Г. Кулагин ; патентообладатель Комитет по делам изобретений открытий при Совете Министров СССР. - Текст : непосредственный.

85. Ишбаев, Г. Г. Разработка и опыт применения гельцементного бурового раствора ГЕЛЬ-ДРИЛЛ на Татышлинском месторождении Республики Башкортостан / Г. Г. Ишбаев. - Москва : Бурение и нефть, 2017. - № 4. - С. 23-27. - Текст : непосредственный.

86. Гулузаде, Т. Использование буровых растворов на силикатной основе для обеспечения устойчивости ствола скважины / Т. Гулузаде // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2022. - № 2(350). - С. 20-24. - DOI 10.33285/0130-3872-2022-2(350)-20-24. – EDN VLANZQ.

87. Опыт применения утяжеленных катионных буровых растворов / А. М. Гайдаров, А. А. Хуббатов [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 9. - С. 44-48.

88. Пат. 2468057 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Ингибирующий буровой раствор : № 2011108177/03 : заявл. 02.03.2011 : опуб. 27.11.2012 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

89. Пат. 2492207 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Буровой раствор : № 2012115028/03 : заявл. 16.04.2012 : опуб. 10.09.2013 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.].

; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

90. Пат. 2492208 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Катионоингибирующий буровой раствор : № 2011142948/03 : заявл. 24.10.2011 : опуб. 10.09.2013 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

91. Пат. 2533478 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Катионоингибирующий буровой раствор : № 2013133732/03 : заявл. 19.07.2013 : опуб. 20.11.2014 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

92. Пат. 2534546 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Катионоингибирующий буровой раствор : № 2013133733/03 : заявл. 19.07.2013 : опуб. 27.11.2014 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

93. Пат. 2541664 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Ингибирующий буровой раствор : № 2013146563/03 : заявл. 18.10.2013 : опуб. 20.02.2015 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

94. Пат. 2602262 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Термостойкий катионный буровой раствор : № 2015143546/03 : заявл. 12.10.2015 : опуб. 10.11.2016 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

95. Пат. 2605109 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Ингибирующий буровой раствор : № 2015137749/03 : заявл. 04.09.2015 : опуб. 20.12.2016 /



Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

96. Пат. 2614837 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Катионный буровой раствор : № 2015143543 : заявл. 12.10.2015 : опуб. 29.03.2017 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

97. Пат. 2614839 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Катионный буровой раствор с повышенными ингибирующими и крепящими свойствами : № 2015143545 : заявл. 12.10.2015 : опуб. 29.03.2017 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

98. Пат. 2633468 Российская Федерация, МПК С09К 8/24. Ингибирующий буровой раствор : № 2016123664 : заявл. 14.06.2016 : опуб. 12.10.2017 / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». - Текст : непосредственный.

99. Пат. № 1303698 СССР, МПК С09К 8/504. Способ закрепления призабойной зоны песчано-глинистых пластов : №3860350 : заявл. 30.12.1984 : опубл. 15.04.1987 / В. А. Федышин, М. И. Зазуляк, В. Ф. Малахов, Л. И. Федышина ; патентообладатель Комитет по делам изобретений открытий при Совете Министров СССР. - Текст : непосредственный.

100. Новая технология и инструменты для разобщения пластов профильными перекрывателями / И. В. Гуськов, А. Я. Вакула, В. П. Филиппов [и др.] // Бурение и нефть. - 2014. - № 6. - С. 33-38. - EDN SEQKSX.

101. Применение профильного перекрывателя для изоляции неустойчивых пород сарайлинской толщи при бурении боковых стволов на Ильинском месторождении / И. Н. Мусихин, И. Г. Поспелова, Н. П. Дорофеев, О. Н. Барданова

// Нефтяная провинция. - 2024. - № 1(37). - С. 251-261. - DOI 10.25689/NP.2024.1.251-261. – EDN SIQYBT.

102. Мухин, Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов [Текст] : Автореферат дис. на соискание ученой степени доктора технических наук. (315) / Моск. ин-т нефтехим. и газовой промышленности им. И. М. Губкина. - Москва : [б. и.], 1971. - 34 с.

103. Особенности применения ингибирующего раствора. При бурении скважин с целью предотвращения проявлений неустойчивости пород кыновского горизонта. - Текст : электронный // Neftegaz.ru : [официальный сайт]. - 2020. - URL : <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/541102-osobennosti-primeneniya-ingibiruyushchego-rastvora-pri-bureanii-skvazhin-s-tselyu-predotvrashcheniya-/?ysclid=m3sqlsqr36924291895> (дата обращения : 15.04.2024).

104. Теории подбора фракционного состава кольматанта. - Текст : электронный // Буринтех : [официальный сайт]. - 2011. - URL : <https://burintekh.ru/upload/iblock/7a5/o2tqp8iv1rcqi3nsqvbwgiiwc8ttt0zv.pdf?ysclid=m2n4wx2zly347150816> (дата обращения : 24.10.2024).

105. Эффективность реагентов ЗАО «Полицелл» КМЦ и ПАЦ в буровых растворах различной степени минерализации. - Текст : электронный // Burneft.ru : [официальный сайт]. - 2019. - URL : <https://burneft.ru/archive/issues/2019-03/18> (дата обращения : 15.04.2024).

106. Концептуально новая высокоэффективная ингибирующая композиция «Ингидол» для бурения в активных глинистых отложениях. - Текст : электронный // Burneft.ru : [официальный сайт]. - 2015. - URL : <https://burneft.ru/archive/issues/2015-12/48> (дата обращения : 15.04.2024).

107. Войтенко, Т. Е. Влияние полиэтиленгликоля (концентрации 0,2%; 0,5%; 1%) на разрушение пен в буровых растворах / Т. Е. Войтенко, О. В. Бурухина. - Текст : непосредственный // Modern Science. - 2020. - № 11-4. - С. 18-21.

108. Bulk Hardness Tester : Instruction Manual / Dr. Steeplecrest. - Text : electronic // Ofite : [website]. - URL :



<https://www.ofite.com/publications/instructions/789-150-87-instructions/file> (date of the application : 15.04.2024).

109. Основы теории эксперимента : методические указания для выполнения практических работ с магистрантами направления 27.04.02 Управление качеством / Е. М. Зубрилина, В. П. Димитров. - Ростов-на-Дону : ДГТУ, 2018. - 37 с. - Текст : непосредственный.

110. Анисимов, П. Н. Об использовании методики планирования эксперимента в соответствие с трехуровневыми планами Бокса-Бенкена / П. Н. Анисимов. - Текст : непосредственный // Вестник магистратуры : сб. ст. / глав. редактор Е. А. Мурзина. - 2-2 (65). - Коллоквиум, 2017. - С. 32-36.

111. Пат. № 2112780 Российская Федерация, МПК С09К7/02. Малосиликатный буровой раствор : № 95117192/03 : заявл. 10.10.1995 : опубл. 10.06.1998 / А. А. Анисимов, Н. М. Воробьева, Г. П. Злотников, Н. М. Гукасова ; патентообладатель Научно-исследовательский и проектный институт «СеверНИПИгаз». - Текст : непосредственный.

112. Войтенко, В. С. Геомеханика в бурении / В. С. Войтенко. - Москва : Недра, 1996. - 189 с. - Текст : непосредственный.

**Приложение А. Уравнения регрессии и коэффициенты детерминации  
зависимостей исследуемых растворов**

Таблица А.1 – Уравнения регрессии и коэффициенты детерминации зависимостей исследуемых растворов

№ п/п	Рисунок	Исследуемый раствор	Уравнение, коэффициент детерминации
1	2	3	4
1	Рисунок 3.1 – Динамики изменений прочностей образцов керна после их термостатирования в динамических условиях в исследованных растворах	Исходный	$y = -212,710 + 16,802 \cdot x$ $R^2 = 0.964$
		Ингидол ГГЛ	$y = -319,381 + 21,613 \cdot x$ $R^2 = 0.959$
		Soltex	$y = -140,985 + 8,540 \cdot x$ $R^2 = 0.956$
		Асфасол	$y = -74,489 + 5,759 \cdot x$ $R^2 = 0.949$
		Гильсонит	$y = -107,000 + 6,597 \cdot x$ $R^2 = 0.914$
2	Рисунок 3.2 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 1, 2, 3 и 4	Состав 1	$y = 3.902 + 0.592 \cdot x$ $R^2 = 0.945$
		Состав 2	$y = 5.674 + 0.534 \cdot x$ $R^2 = 0.969$
		Состав 3	$y = 6.836 + 0.930 \cdot x$ $R^2 = 0.953$
		Состав 4	$y = 8.247 + 0.641 \cdot x$ $R^2 = 0.855$
3	Рисунок 3.3 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 1, 2 и 5	Состав 1	$y = 3.902 + 0.592 \cdot x$ $R^2 = 0.945$
		Состав 2	$y = 5.674 + 0.534 \cdot x$ $R^2 = 0.969$
		Состав 5	$y = 9.166 + 0.764 \cdot x$ $R^2 = 0.852$
4	Рисунок 3.4 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 2, 6	Состав 2	$y = 5.674 + 0.534 \cdot x$ $R^2 = 0.969$
		Состав 6	$y = 9.998 + 0.586 \cdot x$ $R^2 = 0.850$

## Продолжение Таблицы А.1

1	2	3	4
5	Рисунок 3.5 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 2, 6-8, 11	Состав 2	$y = 5.674 + 0.534 \cdot x$ $R^2 = 0.969$
		Состав 6	$y = 9.998 + 0.586 \cdot x$ $R^2 = 0.850$
		Состав 7	$y = 5.292 + 0.550 \cdot x$ $R^2 = 0.871$
		Состав 8	$y = 9.214 + 0.641 \cdot x$ $R^2 = 0.860$
		Состав 11	$y = 7.923 + 0.723 \cdot x$ $R^2 = 0.884$
6	Рисунок 3.6 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 7, 9, 13	Состав 7	$y = 5.292 + 0.550 \cdot x$ $R^2 = 0.871$
		Состав 9	$y = 10.033 + 1.036 \cdot x$ $R^2 = 0.904$
		Состав 13	$y = 8.237 + 0.776 \cdot x$ $R^2 = 0.909$
7	Рисунок 3.7 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 6, 7 и 11 в присутствии хлорида калия	Состав 6	$y = 9.998 + 0.586 \cdot x$ $R^2 = 0.850$
		Состав 7	$y = 5.292 + 0.550 \cdot x$ $R^2 = 0.871$
		Состав 11	$y = 7.923 + 0.723 \cdot x$ $R^2 = 0.884$
8	Рисунок 3.8 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 10, 11	Состав 10	$y = 4.717 + 0.339 \cdot x$ $R^2 = 0.918$
		Состав 11	$y = 7.923 + 0.723 \cdot x$ $R^2 = 0.884$
9	Рисунок 3.9 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 12, 14	Состав 12	$y = 12.878 + 1.128 \cdot x$ $R^2 = 0.900$
		Состав 14	$y = 7.659 + 0.497 \cdot x$ $R^2 = 0.902$
10	Рисунок 3.10 – Динамика линейного увеличения глинистых образцов керна в составах 10, 11, 16 и 17	Состав 10	$y = 4.717 + 0.339 \cdot x$ $R^2 = 0.918$
		Состав 11	$y = 7.923 + 0.723 \cdot x$ $R^2 = 0.884$
		Состав 16	$y = 7.601 + 0.619 \cdot x$ $R^2 = 0.901$
		Состав 17	$y = 3.387 + 0.212 \cdot x$ $R^2 = 0.988$

**Приложение Б. Матрица математического планирования эксперимента по методу Бокса-Бенкена**

Таблица Б.1 – Матрица математического планирования эксперимента по методу Бокса-Бенкена

№ опыта	Концентрации реагентов, %			Скважинная температура, °С
	Хлорид калия	Силикат натрия	Полиэтиленгликоль	
1	2	3	4	5
1	7.50	2.50	0.20	75.00
2	15.00	2.50	0.20	75.00
3	7.50	6.50	0.20	75.00
4	15.00	6.50	0.20	75.00
5	11.25	4.50	0.10	75.00
6	11.25	4.50	0.30	75.00
7	11.25	4.50	0.10	75.00
8	11.25	4.50	0.30	75.00
9	11.25	2.50	0.20	70.00
10	11.25	6.50	0.20	70.00
11	11.25	2.50	0.20	80.00
12	11.25	6.50	0.20	80.00
13	7.50	4.50	0.10	75.00
14	15.00	4.50	0.10	75.00
15	7.50	4.50	0.30	75.00
16	15.00	4.50	0.30	75.00
17	11.25	4.50	0.20	70.00
18	11.25	4.50	0.20	70.00
19	11.25	4.50	0.20	80.00
20	11.25	4.50	0.20	80.00
21	11.25	4.50	0.20	75.00
22	11.25	4.50	0.20	75.00
23	11.25	4.50	0.20	75.00
24	11.25	2.50	0.10	75.00
25	11.25	6.50	0.10	75.00
26	11.25	2.50	0.30	75.00
27	11.25	6.50	0.30	75.00

## Продолжение Таблицы Б.1

1	2	3	4	5
28	7.50	4.50	0.20	75.00
29	15.00	4.50	0.20	75.00
30	7.50	4.50	0.20	75.00
31	15.00	4.50	0.20	75.00
32	11.25	4.50	0.10	70.00
33	11.25	4.50	0.30	70.00
34	11.25	4.50	0.10	80.00
35	11.25	4.50	0.30	80.00
36	7.50	4.50	0.20	70.00
37	15.00	4.50	0.20	70.00
38	7.50	4.50	0.20	80.00
39	15.00	4.50	0.20	80.00
40	11.25	2.50	0.20	75.00
41	11.25	6.50	0.20	75.00
42	11.25	2.50	0.20	75.00
43	11.25	6.50	0.20	75.00
44	11.25	4.50	0.20	75.00
45	11.25	4.50	0.20	75.00
46	11.25	4.50	0.20	75.00

**Приложение В. Результаты исследований глинистых образцов на  
модернизированном фильтр-прессе НТНР**

Таблица В.1 – Результаты исследований глинистых образцов на модернизированном фильтр-прессе НТНР

№ опыта	Концентрации реагентов, %			Скважинная температура, °С	Время стабильного состояния глинистого образца, ч
	Хлорид калия	Силикат натрия	Полиэтиленгликоль		
1	2	3	4	5	6
1	7.50	2.50	0.20	75.00	6.70
2	15.00	2.50	0.20	75.00	12.92
3	7.50	6.50	0.20	75.00	8.70
4	15.00	6.50	0.20	75.00	13.50
5	11.25	4.50	0.10	75.00	10.50
6	11.25	4.50	0.30	75.00	12.15
7	11.25	4.50	0.10	75.00	10.38
8	11.25	4.50	0.30	75.00	12.35
9	11.25	2.50	0.20	70.00	9.25
10	11.25	6.50	0.20	70.00	12.78
11	11.25	2.50	0.20	80.00	9.00
12	11.25	6.50	0.20	80.00	12.67
13	7.50	4.50	0.10	75.00	7.10
14	15.00	4.50	0.10	75.00	12.98
15	7.50	4.50	0.30	75.00	7.60
16	15.00	4.50	0.30	75.00	13.45
17	11.25	4.50	0.20	70.00	12.03
18	11.25	4.50	0.20	70.00	11.78
19	11.25	4.50	0.20	80.00	11.10
20	11.25	4.50	0.20	80.00	10.80
21	11.25	4.50	0.20	75.00	12.20
22	11.25	4.50	0.20	75.00	11.89
23	11.25	4.50	0.20	75.00	11.92
24	11.25	2.50	0.10	75.00	9.20
25	11.25	6.50	0.10	75.00	12.50
26	11.25	2.50	0.30	75.00	9.90

## Продолжение Таблицы В.1

1	2	3	4	5	6
27	11.25	6.50	0.30	75.00	12.88
28	7.50	4.50	0.20	75.00	7.06
29	15.00	4.50	0.20	75.00	13.20
30	7.50	4.50	0.20	75.00	7.16
31	15.00	4.50	0.20	75.00	13.40
32	11.25	4.50	0.10	70.00	10.46
33	11.25	4.50	0.30	70.00	12.24
34	11.25	4.50	0.10	80.00	10.30
35	11.25	4.50	0.30	80.00	12.05
36	7.50	4.50	0.20	70.00	7.28
37	15.00	4.50	0.20	70.00	13.20
38	7.50	4.50	0.20	80.00	6.90
39	15.00	4.50	0.20	80.00	13.00
40	11.25	2.50	0.20	75.00	9.60
41	11.25	6.50	0.20	75.00	12.55
42	11.25	2.50	0.20	75.00	9.15
43	11.25	6.50	0.20	75.00	12.60
44	11.25	4.50	0.20	75.00	11.80
45	11.25	4.50	0.20	75.00	11.87
46	11.25	4.50	0.20	75.00	12.10

**Приложение Г. Внешние виды глинистых образцов после их исследования на модернизированном фильтр-прессе НТНР в жидкостях различных составов**



Рисунок Г.1 – Внешний вид глинистого образца, залитого эпоксидной смолой в ячейке модернизированного фильтр-пресса НТНР (вид сверху и снизу соответственно)



Рисунок Г.2 – Внешний вид глинистого образца после разрушения водным раствором хлористого натрия (вид сверху и снизу соответственно)

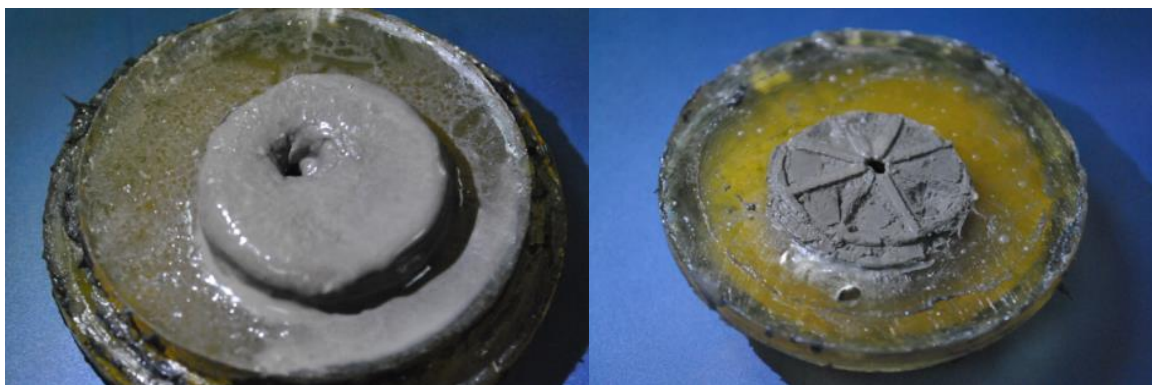


Рисунок Г.3 – Внешний вид глинистого образца после разрушения пресной водой (вид сверху и снизу соответственно)





Рисунок Г.4 – Внешний вид глинистого образца после разрушения в биополимерном хлоркалийевом растворе



Рисунок Г.5 – Внешний вид глинистого образца после разрушения в биополимерном пресном растворе (вид сверху и снизу соответственно)



Рисунок Г.6 – Внешний вид глинистого образца после воздействия разработанной технологической жидкости и биополимерного хлоркалийевом раствора (вид сверху и снизу соответственно)

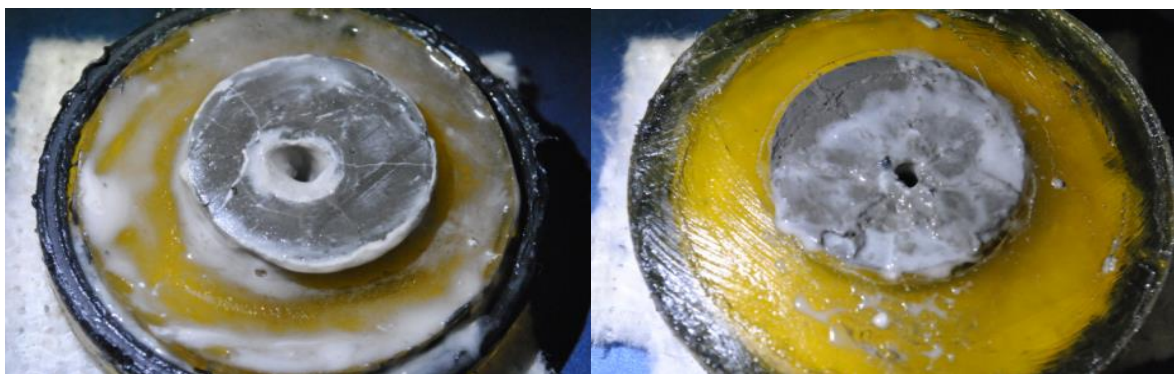


Рисунок Г.7 – Внешний вид глинистого образца после воздействия жидкости из силиката натрия в растворе КМЦ и биополимерного хлоркалиевого раствора (вид сверху и снизу соответственно)

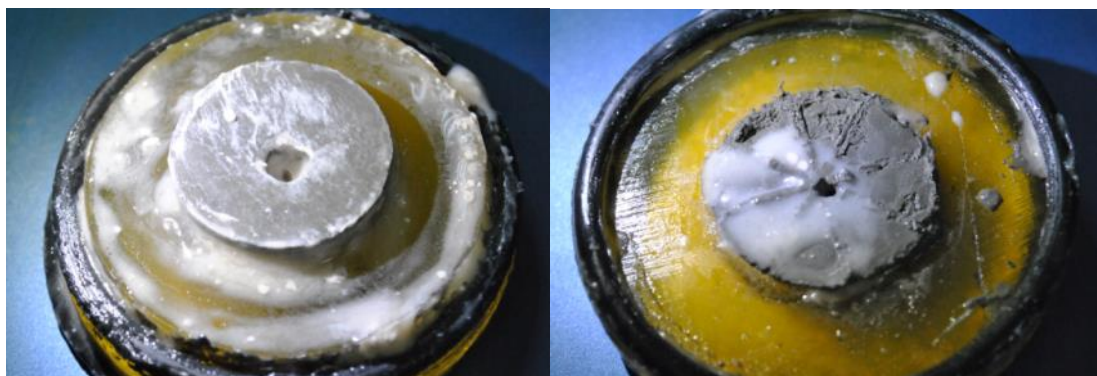


Рисунок Г.8 – Внешний вид глинистого образца после воздействия разработанной технологической жидкости и биополимерного пресного раствора (вид сверху и снизу соответственно)



Рисунок Г.9 – Внешний вид глинистого образца после воздействия жидкости из водного раствора силиката натрия в растворе карбоксиметилцеллюлозы и биополимерного пресного раствора (вид сверху и снизу соответственно)



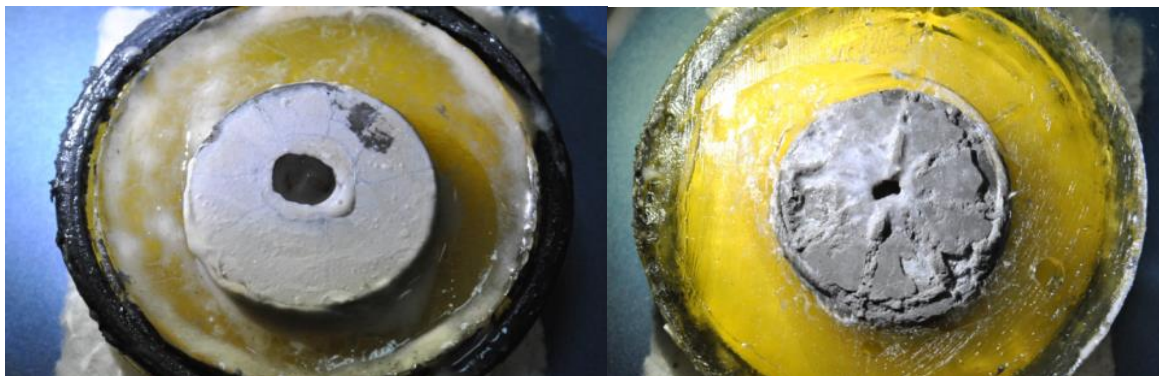


Рисунок Г.10 – Внешний вид глинистого образца после воздействия жидкости без хлорида калия и биополимерного хлоркалиевого раствора (вид сверху и снизу соответственно)

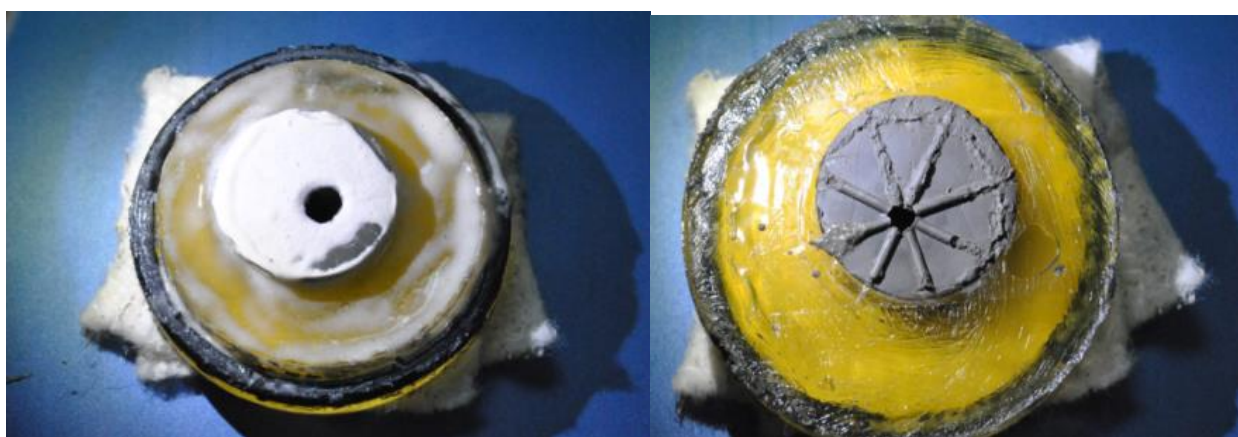


Рисунок Г.11 – Внешний вид глинистого образца после воздействия биополимерного хлоркалиевого раствора, разработанной технологической жидкости и повторно биополимерного хлоркалиевого раствора (вид сверху и снизу соответственно)

## Приложение Д. Справка о внедрении



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

№ 8/12 Дата 19.07.24  
на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### Справка о внедрении

Настоящим подтверждается, что специальная технологическая жидкость, разработанная в рамках выполнения диссертационной работы Шаляпиной А.Д. на тему «Разработка технологической жидкости для сохранения устойчивости глинистых пород при бурении скважин», успешно использована при бурении бокового ствола скважины № 706Л куста № 27 Ватьеганского месторождения и бурении бокового ствола скважины № 527Л куста № 12 Восточно-Перевального месторождения. Ожидаемый экономический эффект от недопущения затрат на ликвидацию осложнений при применении технологических решений составляет 6,1 млн руб.

На данное техническое решение получен патент на изобретение РФ № 2787698.

Руководитель проекта  
(Строительство скважин,  
Западно-Сибирский регион)



Г.В. Мазур

Осинцева Лариса Владимировна  
+7 (3452) 545-045, доб. 22169

Россия  
129110, г. Москва  
ул. Щепкина, д.61/2 стр.12

Тел. +7(495) 983-22-86  
Факс: [495] 983-21-41  
E-mail: LUKOIL-Engin@lukoil.com



**Приложение Е. Патент на изобретение № 2787698 «Технологическая жидкость для закрепления неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений в нефтяных и газовых скважинах»**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

**№ 2787698**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ ЗАКРЕПЛЕНИЯ  
НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТО-АРГИЛЛИТОВЫХ  
ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ**

Патентообладатели: *Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь" (ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь") (RU), Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" (ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг") (RU)*

Авторы: *Бакиров Данияр Лябинович (RU), Бабушкин Эдуард Валерьевич (RU), Фаттахов Марсель Масалимович (RU), Грицай Григорий Николаевич (RU), Шаляпин Денис Валерьевич (RU), Шаляпина Аделя Данияровна (RU), Ваулин Владимир Геннадьевич (RU), Волкова Людмила Анатольевна (RU)*

Заявка № 2022113154

Приоритет изобретения 16 мая 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 11 января 2023 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 16 мая 2042 г.

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью  
Сертификат 68060077c14c270a94e0bd24145d1c7  
Владелец: **Зубов Юлий Сергеевич**  
Действителен с 26.05.2022 по 26.05.2023

*Ю.С. Зубов*

