

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

На правах рукописи

ЛИПАТОВ АЛЕКСАНДР ВЛАДИМИРОВИЧ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ В
СКВАЖИНАХ ВЯЗКОУПРУГИМИ СОСТАВАМИ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
доцент
Живаева Вера Викторовна

Самара – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
ГЛАВА 1 ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	8
1.1 Факторы, влияющие на стабильность стенок скважины.....	8
1.2 Способы повышения устойчивости ствола скважины.....	11
1.3 Постановка цели и задач исследований. Выводы по главе 1.....	15
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА ВЯЗКОУПРУГИХ СОСТАВОВ И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ СВОЙСТВ	18
2.1 Исследование различных теорий по подбору состава и фракций кольматанта, его влияние на закупоривание трещин в скважине...	18
2.2 Определение наиболее эффективного способа закачки кольматанта в зону поглощения.....	23
2.3 Разработка эффективных вязкоупругих составов с изменяемым временем отверждения.....	28
2.4 Разработка эффективных вязкоупругих составов с кольматантом на основе бурового раствора.....	41
2.5 Расчёт уравнения для подбора компонентов ВУС и его проверка на адекватность.....	45
Выводы по главе 2.....	49
ГЛАВА 3 ПОВЫШЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИН УВЕЛИЧЕНИЕМ КОЛЬЦЕВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ.....	50
3.1 Моделирование раскрытия трещин в скважине методом конечных элементов.....	50
3.2 Математическая модель раскрытия трещины.....	58
3.3 Определение входных параметров модели.....	66
3.3.1 Определение механических свойств горной породы.....	66
3.3.2 Определение горного давления.....	68
3.3.3 Определение пористости горной породы.....	69
3.3.4 Определение порового давления.....	70
3.3.5 Определение минимального горизонтального напряжения.....	71
3.3.6 Определение проницаемости горной породы.....	73
Выводы по главе 3.....	74
ГЛАВА 4 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ.....	75
4.1 Подготовка исходной информации.....	75
4.2 Применение математической модели.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	89
ЛИТЕРАТУРА.....	91

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы.

Проблема поглощений бурового раствора постоянно присутствует в средней полосе России. Это Оренбургская, Самарская области, Республика Башкортостан и Татарстан, а также в Западной Сибири – ЯНАО, ХМАО. Причины поглощений - поздняя стадия разработки месторождений, высокая проницаемость, кавернозность, трещиноватость пород [54].

Как показывает опыт бурения скважин в Самарской области, на примере Кулешовского месторождения, наиболее часто встречающимися осложнениями являются поглощения бурового раствора в Татарском, Башкирском, Окском, Франском, Фаменском и Серпуховском ярусах с интенсивностью поглощения от незначительной 1,5 м³/час до полной потери циркуляции. Также к основной проблеме бурения скважин в данном регионе относят обвалообразование в четвертичных и неогеновых отложениях, Мячковского и Тульского горизонтах [20].

На рисунке 1.1 представлена диаграмма затрат времени на борьбу с поглощениями на Кулешовском месторождении с 2012 по 2014 год. В среднем на ликвидацию затрачивалось 75 суток, а максимальное непроизводительное время на скважине №1119 составило более 120 суток. Это привело к удорожанию строительства скважин, так как на ликвидацию поглощений тратилось до 1/3 календарного времени работы буровых установок и применялись дорогостоящие методы борьбы с осложнениями, такие как намыв кольматирующих наполнителей в составе вязкоупругих составов и установка расширяющихся обсадных колонн.

Поглощения без выхода циркуляции на Кулешовском месторождении приурочены к Фаменскому горизонту, данная порода представляет собой серые и темно-серые известняки, светло бурые и серые кристаллические доломиты с небольшими глинистыми вкраплениями [20].

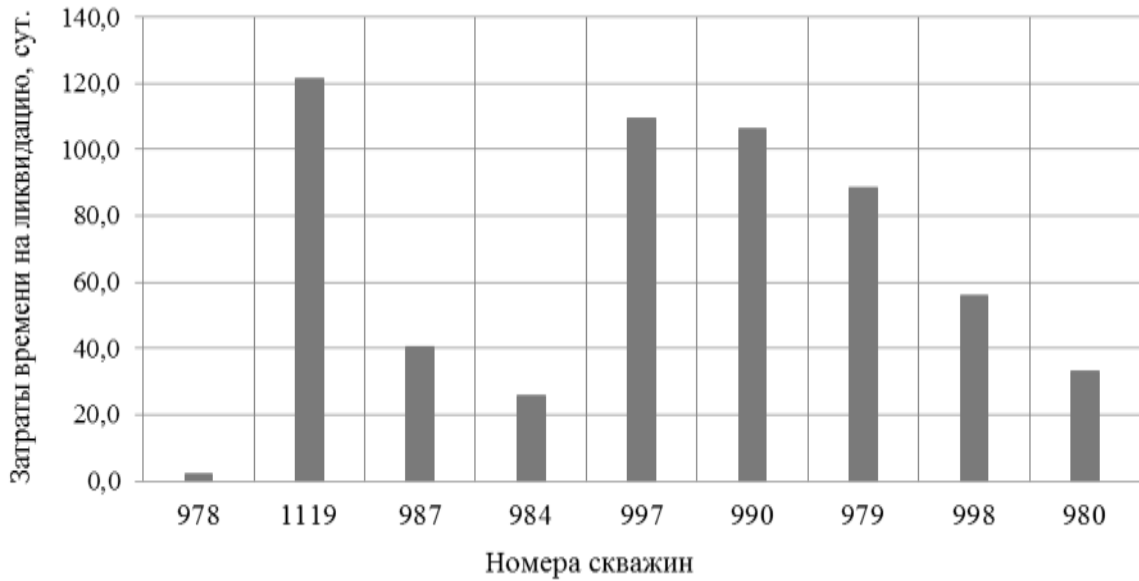


Рисунок 1.1 – Диаграмма затрат времени на борьбу с поглощениями на Кулешовском месторождении.

Таким образом, для улучшения качества строительства и снижения аварийности при бурении скважин необходимо повышение устойчивости горной породы к обвалообразованию и поглощению бурового раствора. Для этого в нефтегазовой промышленности существует метод закачки кольматанта под давлением в трещины скважины. Однако существует проблема некачественной кольматации трещин в раскрытом состоянии из-за выпадения кольматанта в ствол скважины. Поэтому в диссертационной работе рассмотрены вопросы, направленные на улучшение данной технологии.

Исследованиями в области борьбы с поглощениями и повышения устойчивости ствола скважины занимались отечественные и зарубежные учёные Ангелопуло О.К., Бабаян Э.В., Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Вадецкий Ю.В., Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли, Калинин А.Г., Мавлютов М.Р., Михеев В.И., Подгорнов Ю.М., Поляков В.Н., Рабия Х., Рязанов Я.А., Серeda Н.Г., Спивак А.И., Ясов В.Г. и др.

Но на сегодняшний день не удастся предвидеть и полностью предотвратить возникновение данных осложнений и этот вопрос по-прежнему актуален.

Целью диссертационной работы является предупреждение обвалообразования и поглощения бурового раствора при бурении скважин в трещиноватых горных породах.

Основные задачи исследования:

1. Анализ современных технологий и материалов в области предотвращения поглощений бурового раствора и обвалов стенок скважин;
2. Исследование различных теорий по подбору фракционного состава кольматанта и его влияния на закупоривание трещин в скважине, определение наиболее эффективного режима закачки кольматанта;
3. Разработка вязкоупругих составов для эффективной доставки кольматанта в трещины с последующим отверждением в зоне поглощения;
4. Расчёт уравнения для подбора компонентов отверждаемого вязкоупругого состава;
5. Моделирование процесса раскрытия трещины в скважине с применением метода конечных элементов для определения зоны кольматации трещины, при которой повышается прочность ствола скважины;
6. Определение необходимого набора входных параметров для применения в математической модели расчёта прогнозируемой трещины;
7. Разработка математической модели раскрытия трещины, позволяющей определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и её объем, с учетом фильтрации промывочной жидкости в пласт.

Методы научных исследований включали в себя лабораторные и стендовые исследования, связанные с подбором композиций отверждаемых вязкоупругих составов и математическое моделирование процессов трещинообразования в скважине.

Научная новизна заключается в разработке математической модели, учитывающей механические свойства буримых горных пород, радиус скважины, эффективное давление и фильтрацию закачиваемой жидкости, для определения

ширины трещины на заданном расстоянии от центра скважины и подбора фракционного размера частиц кольматанта.

Основные защищаемые положения:

1. Разработанные вязкоупругие составы на основе полиакриламида при концентрации от 0,2 до 1% и отвердителя в количестве 1-100 частей позволяют подобрать необходимое время отверждения вязкоупругого состава с кольматантом для его закачки в зону поглощения и сшивания в трещине.

2. Математическая модель, учитывающая механические свойства горных пород, минимальное горизонтальное напряжение, забойное давление и радиус скважины, позволяет определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и объем образованной трещины с учетом фильтрации промывочной жидкости в пласт.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается достаточным объемом экспериментальных данных, сходимостью результатов и их воспроизводимостью с использованием современного оборудования.

Практическая ценность работы:

1. Разработанные отверждаемые составы позволяют увеличить эффективность фиксации кольматанта в трещинах за счёт принятия формы заполняемого состава гелем.

2. Разработанная математическая модель позволяет оценить уровень раскрытия трещины в процессе будущей закачки, что позволяет повысить качество кольматации за счёт подбора оптимального фракционного состава наполнителя для полученных условий.

Апробация работы.

Основные положения диссертационной работы докладывались на защите ИПР молодых специалистов (Самара, 2014, протокол №1 от 30.06.2014); IV Научно-практической конференции «Инжиниринг строительства и реконструкции

скважин» (Самара, 2014); Научно-технической конференции молодых специалистов ООО СамараНИПИнефть (Самара, 2014); Международной-научно-практической конференции «Научные процессы глобализационных процессов» (Уфа, 2014); VIII Кустовой научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «НК «Роснефть» по блоку «Наука» (Томск, 2015); Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (Туапсе, 2015, 2016).

Публикации.

По теме диссертационной работы опубликовано 13 печатных работ, в том числе 2 работы изданы в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК.

Структура и объём работы.

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка используемой литературы, и содержит 100 страниц машинописного текста, 50 рисунков, 15 таблиц, 101 литературный источник.

ГЛАВА 1 ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

1.1 Факторы, влияющие на стабильность стенок скважины

Бурение скважин с меньшими затратами времени и ресурсов с каждым годом становится все более актуальной задачей, особенно в нынешней сложившейся геополитической обстановке.

Строительство скважин ведется в сложных горно-геологических условиях и осложнено наличием несовместимых зон бурения, подвержено действию различных напряжений при вскрытии разнообразных типов пород и химическому воздействию бурового раствора, поэтому при проектировании скважин и непосредственно при строительстве мы руководствуемся допущением, что ствол скважины должен быть устойчивым и неосложненным. Зачастую, на практике, дизайн скважины, предполагающий отсутствие тех или иных осложняющих факторов, не соответствует реальным условиям бурения, что приводит к финансовым затратам на ликвидацию данных осложнений, а также потере времени из-за увеличения сроков строительства скважины.

В своих работах [4,5] Булатов А.И. отмечает, что необходимо осуществлять качественное строительство скважин во всё возрастающих объемах при кратном снижении сроков их проводки с целью обеспечить страну нефтью и газом при снижении трудо- и энергоёмкости и капитальных затрат. Однако, на данный момент, при современном уровне технологий не удалось полностью исключить затраты на предотвращение и ликвидацию осложнений в процессе бурения. Так, на предупреждение и борьбу с осложнениями затрачиваются, в среднем 20-25% календарного времени [5,15].

Согласно работе Ю.В. Вадецкого [7] к наиболее распространенным видам осложнений относятся осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора и нефте- газо- или водопроявления. Причем, поглощение бурового раствора является одним из самых распространенных видов осложнений при бурении скважин [4].

Известно, что за счёт тектонических сил порода находится в напряженном состоянии, причем согласно [40] любой элементарной объём горной породы при естественном залегании испытывает всестороннее сжатие (Рисунок 1.2). Где σ_v – вертикальное или геостатическое напряжение, σ_H – максимальное горизонтальное напряжение, σ_h – минимальное горизонтальное напряжение. Все три главных напряжения взаимно ортогональны [35].

Согласно [40], в процессе вскрытия пород бурением происходит перераспределение данных напряжений в пристволенной зоне скважины, причём если эти напряжения окажутся выше, чем прочность породы, то происходит ее обрушение в скважину, поэтому давление столба промывочной жидкости должно обеспечить стабилизирующую силу, которая компенсирует это перераспределение напряжений. Кроме того, обвалы могут происходить при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев за счёт увлажнения буровым раствором или его фильтратом, их обрушению или выпучиванию в ствол скважины [8].

Отметим, что превышение гидростатического давления в скважине над минимальным горизонтальным напряжением будет приводить к раскрытию трещин и развитию поглощения [44].

Согласно работам [4,6] поглощение буровых растворов и иных жидкостей в поглощающие пласты обеспечивается наличием пор, каналов, трещин, пустот в проходимых скважиной породах и недостаточной сопротивляемостью пород к давлению столба бурового раствора в скважине, в результате чего возникает поглощение и жидкость проникает в трещины, причем наиболее часто буровой раствор поглощается в карбонатных породах.

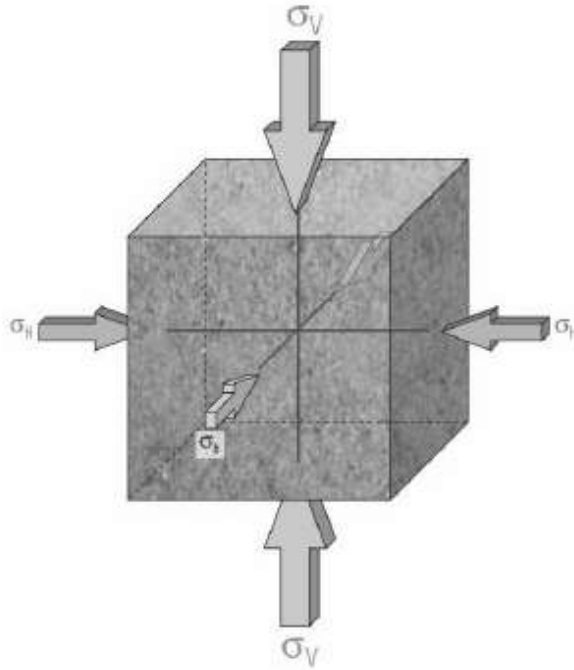


Рисунок 1.2 – Схема действий главных напряжений в породе.

К причинам возникновения поглощений также можно отнести:

- увеличение плотности промывочной жидкости;
- высокое гидродинамическое давление в скважине, возникающее при высоких скоростях течения бурового раствора и небольшим зазором между колонной бурильных труб и стенками скважины;
- повышенное давление, возникающее при резком восстановлении циркуляции;
- высокая скорость спуско-подъемных операций;
- наличие сальника на колонне труб или долот;
- вход в зону депрессии, что вызывает появление трещин или нарушение баланса давлений;
- разбуривание пласта с открытыми трещинами или разломами;
- плохая очистка скважины.

В настоящее время устойчивость стенок скважины поддерживается повышением гидростатического давления столба бурового раствора, сдерживающее пластическое течение и обрушение пород при помощи подбора необходимой его плотности [36]. Однако слишком высокая плотность бурового

раствора может привести к развитию поглощения. Для того чтобы не допустить этого необходимо еще на этапе проектирования скважин уделять особое внимание подбору конструкции скважины и выбору плотности бурового раствора по интервалам бурения. Поэтому очень важно знать величины пластового давления и градиента давления возникновения поглощения, но, к сожалению, эти данные по многим районам весьма неточны [49]. Очевидно, что чем больше скважин пробурено на месторождении, тем более точную информацию мы можем получить об исследуемом участке. Тем не менее, часто эта информация используется не полностью и на многих скважинах не проводится испытания по уточнению давления возникновения поглощения, которые позволили бы получить ценную информацию для инженера-проектировщика, оптимизировать конструкцию скважины и снизить риски получения осложнений при бурении скважин.

1.2 Способы повышения устойчивости ствола скважины

Для обеспечения устойчивого состояния ствола скважины подбирают плотность бурового раствора исходя из возможного диапазона, в пределах которого не происходит повреждения пласта [55]. Причём, при приближении гидростатического давления бурового раствора к поровому давлению в скважине наблюдается деформация ствола, а именно вывалы горной породы (вдоль минимальных горизонтальных напряжений) и ее оваллизация. При уменьшении плотности промывочной жидкости возможно обрушение стенок скважины из-за возрастания касательных напряжений, сопровождающееся уменьшением радиальных и увеличением тангенциальных (кольцевых) напряжений [51]. При увеличении плотности бурового раствора наблюдается обратная картина, т.е. кольцевые напряжения переходят из сжимающих в растягивающие, что приводит к раскрытию трещин вдоль максимальных горизонтальных напряжений и проникновению бурового раствора в пласт. Кроме того, дальнейшее увеличение давления в скважине может привести к катастрофическому поглощению и

невозможности дальнейшего углубления скважины без перекрытия данного интервала (Рисунок 1.3). Таким образом, изменение плотности промывочной жидкости по мере углубления скважины позволяет поддерживать ее устойчивое состояние, но при совместимости интервалов, т.е. когда повышение плотности не вызовет поглощение бурового раствора, а уменьшение – обвалов ствола скважины.

Отметим, что плотность бурового раствора оптимальна для небольшого участка ствола, т.е. она может быть слишком высокой для работы на меньших глубинах и слишком низкой для работы на больших глубинах, поэтому каждая секция скважины проектируется таким образом, чтобы закрепить породу со слишком слабым градиентом давления поглощения и выдержать ожидаемое давление в процессе бурения и в случае нефтегазоводопроявления [26] (Рисунок 1.4).

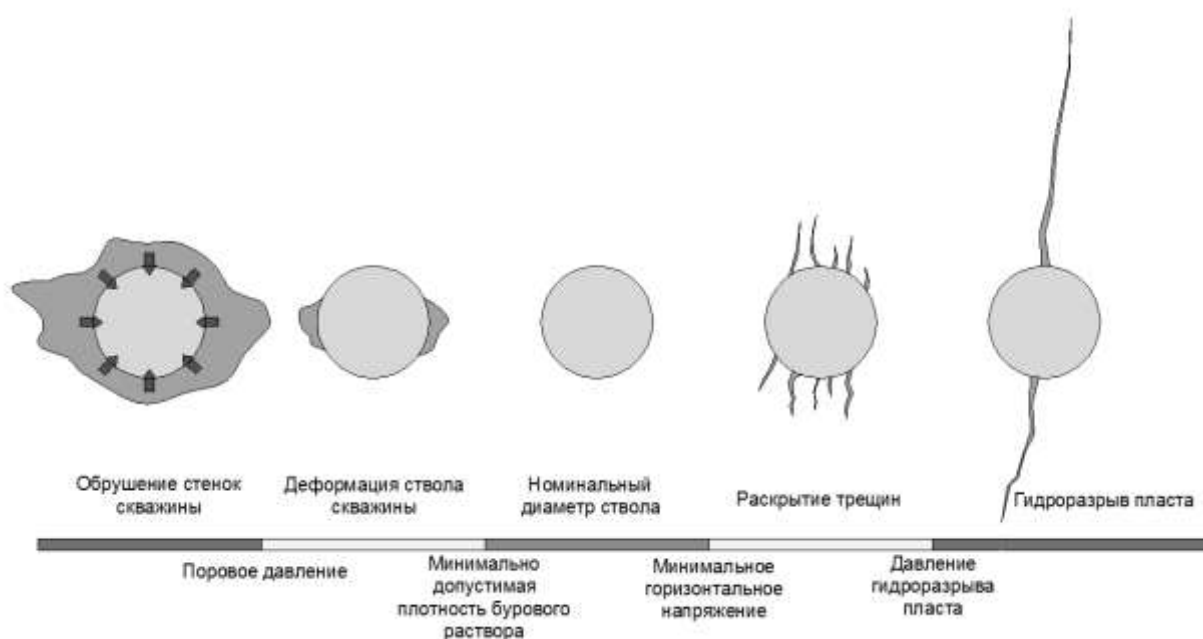


Рисунок 1.3 – Принципы образования трещин и обвалов стенок скважины

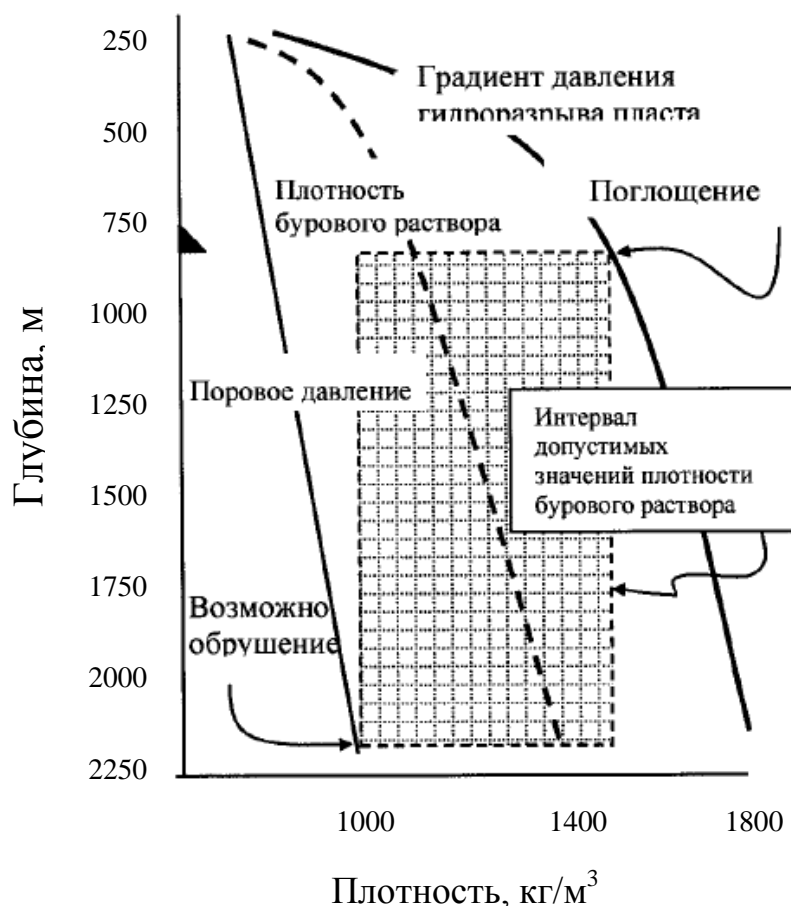


Рисунок 1.4 – Интервал допустимых значений плотности бурового раствора

Изменение плотности бурового раствора является далеко не единственным способом предотвращения поглощений.

Многие зарубежные и отечественные компании предлагают широкий спектр продуктов и услуг для решения проблем с поглощениями. Например, компания «Halliburton» предлагает как герметизирующие материалы - сортированная мраморная крошка, так и мультимодальные материалы, которые сочетают в себе все структурные типы кольматантов (волокно, губчатый материал, набухающий полимер, упругие частицы, слюдистые материалы).

ООО «Таргин Бурение» предоставляет:

- Изолирующие смеси на водной основе (раствор с высоким уровнем фильтрации для закачки под давлением, дизельное топливо/бентонит, сшитый полимер, дизельное топливо/бентонит/цемент, цементный раствор);

- Изолирующие смеси на углеводородной основе (диатомовая земля, карбонат кальция, твёрдая пробка для углеводородных растворов);
- Технологию закачки высоковязких кольматирующих пачек;
- Разнофракционные и разнородные кольматанты для ликвидации поглощений, в том числе и в продуктивном пласте;
- Установку оборудования локального крепления стенок скважины (ОЛКС).

«M-I Swaco» применяет материалы для борьбы с поглощениями органического состава, а также материалы на основе пластмасс и целлюлозы, расширяющиеся синтетические полимеры, которые увеличиваются в размерах при взаимодействии с водой и др.

Компания «Акрос» в качестве привинтивной меры практикует обработку бурового раствора мелом разного фракционного состава и поддержание его концентрации не ниже 20 кг/м^3 в процессе бурения. А при небольших поглощениях (до $10 \text{ м}^3/\text{час}$) прокачку кольматационных пачек с повышенным содержанием CaCO_3 ($100\text{-}150 \text{ кг/м}^3$).

Кроме того, известна технология установки «жидкой» обсадной колонны, при которой в поглощающий интервал закачивается специальный состав, а после отвердителя для фиксации данной пачки в проблемной зоне. Так же существует метод бурения поглощающей скважины без выхода циркуляции. Этот способ зачастую применяется из-за своей дешевизны, т.к. в качестве промывочного агента используется вода, но он имеет значительные недостатки, к которым можно отнести: возможность газоводонефтепроявления, повышение риска возникновения прихвата бурильной колонны, увеличение склонности стенок скважины к обрушению. Если поглощение не удастся ликвидировать с помощью буровых растворов с наполнителями, то существует метод спуска профильного перекрывателя, разработанного ООО «ТатНИПИнефть». К плюсам данной технологии можно отнести то, что стенки скважины закрепляются металлической трубой в нужном интервале без цементирование, однако из-за того, что металл достаточно тонкий, возможно его истирание в процессе проведения спуско-

подъемных операций. Отметим, что для установки профильного перекрывателя необходимы устойчивые зоны открытого ствола скважины сверху и снизу перекрывателя (около 3м), которые не всегда находятся непосредственно около зоны поглощения. Поэтому приходится увеличивать длину профильного перекрывателя, а соответственно, затраты и сроки на его установку. В случае если ни один из методов не показал удовлетворительных результатов, то спускают дополнительную обсадную колонну с последующим ее цементированием и ведут последующее бурение долотом меньшего диаметра. Если же это не осуществимо, то устанавливают цементный мост в интервале поглощения и выполняют бурение второго ствола скважины.

Как видно из вышеперечисленного, буровые подрядные сервисы имеют множество разработок и способов для предотвращения данных видов осложнений. Однако успешность их применения, зачастую, не превышает 50%, потому что нет универсального способа предотвращения и борьбы с поглощениями из-за того, что каждая скважина имеет свои литолого-технологические особенности со многими влияющими факторами, поэтому один из способов может быть успешно применен на одной скважине и совершенно не подходит для другой.

1.3 Постановка цели и задач исследований. Выводы по главе 1

Исходя из материалов первой главы, можно сделать следующие выводы:

- бурение скважин осложнено наличием поглощений и обвалов, причиной которых являются горно-геологические и технологические факторы.
- в настоящее время проблема предотвращения и ликвидации поглощений остается нерешенной и актуальной, в связи с чем, необходимо повышение эффективности кольматации трещин в скважинах для конкретных горно-геологических условий.
- изменение плотности промывочной жидкости по мере углубления скважины позволяет поддерживать ее устойчивое состояние, но при

совместимости интервалов, т.е. когда повышение плотности не вызовет поглощения бурового раствора, а уменьшение – обвалов ствола скважины.

В соответствии с вышеизложенным, **целью** данной работы является повышение устойчивости горной породы к обвалообразованию и поглощению бурового раствора для улучшения качества строительства и снижения аварийности при бурении скважин.

Поставленная цель требует решения следующих **задач**:

- провести анализ современных применяемых технологий и материалов в области предотвращения поглощений бурового раствора и обвалов стенок скважин;

- исследовать состав кольматанта по различным теориям подбора его фракций и его влияние на закупоривание трещин в скважине, а также определить наиболее эффективный режим закачки;

- разработать вязкоупругие составы для эффективной доставки кольматанта в трещины с последующим отверждением в зоне поглощения;

- выполнить расчёт уравнения для подбора компонентов ВУС и проверить его на адекватность.

- с помощью метода конечных элементов провести моделирование раскрытия трещины в скважине для определения зоны её кольматации, при которой повышается прочность ствола скважины.

- разработать математическую модель раскрытия трещины, позволяющей определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и её объем, с учетом фильтрации промывочной жидкости в пласт.

- определить необходимый набор входных параметров для применения в математической модели расчёта прогнозируемой трещины.

Таким образом, проведенный анализ современных применяемых технологий и материалов в области предотвращения поглощений бурового раствора и обвалов стенок скважин показал, что повышение качества бурения скважин возможно путем разработки эффективных вязкоупругих смесей с

наполнителем-кольматантом и их отверждением в трещинах. Кроме того, в ходе анализа существующих методов повышения устойчивости ствола скважины установлено, что высокие давления нагнетания способствуют упрочнению ствола скважины за счёт расширения трещины, благодаря чему центробежные растягивающие напряжения на стенке скважины повышаются [11].

Отметим, что в данной работе не нашли отражения вопросы, связанные с устойчивостью стенок скважины при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев, т.е. пород склонных к набуханию, текучести, ползучести, а также хемогенных и многолетнемерзлых пород и др. Также в данной работе были рассмотрены вопросы, связанные только с частичными поглощениями бурового раствора (до $10 \text{ м}^3/\text{ч}$) в прочных известняках и песчаниках с искусственно созданными трещинами.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА ВЯЗКОУПРУГИХ СОСТАВОВ И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ СВОЙСТВ

2.1 Исследование различных теорий по подбору состава и фракций кольматанта, его влияние на закупоривание трещин в скважине

Одним из главных факторов, влияющих на эффективность устранения поглощений бурового раствора, является создание прочной, плотной и малопроницаемой пробки в трещине [26]. Это достигается путем подбора фракционного состава и количества кольматанта в буровом растворе или другом носителе. В качестве кольматанта чаще всего используют фракционированный кислоторастворимый микромрамор (CaCO_3). Данный наполнитель является одновременно утяжелителем и кольматантом для обработки буровых растворов, растворов первичного вскрытия и жидкостей для заканчивания и ремонта скважин. Основные свойства карбоната кальция, применяемого в последующих лабораторных испытаниях, приведены в таблице 2.1. К основным преимуществам данного реагента можно отнести:

- предотвращение загрязнения пласта;
- эффективность кольматации;
- устойчивость к истиранию в буровом растворе;
- химическую инертность по отношению к свойствам бурового раствора.

В промышленном производстве CaCO_3 чаще всего выпускается в трёх основных помолах – FINE (мелкий), MEDIUM (средний) и COARSE (крупный).

Таблица 2.1 – Основные физические свойства CaCO_3

Параметр	Значение
Внешний вид:	Белый порошок
Плотность:	2700-2800 кг/м ³
Растворимость в 15% растворе соляной кислоты при 25 °С	≥98%

Одной из рекомендаций по применению данного реагента является подбор фракционного состава на основании данных по размеру пор поглощающего пласта. Правильное распределение кольматирующих частиц CaCO_3 позволяет

сформировать плотную пробку в трещине, тем самым препятствуя поглощению бурового раствора в пласт.

На данный момент известно несколько методик по подбору фракционного состава кольматантов: метод Кауффера (Теория идеальной упаковки), метод Викерса и метод наибольшего перекрытия диапазона частиц [26].

Согласно методу Кауффера идеальная упаковка достигается в том случае, если совокупное распределение частиц в смеси будет прямо пропорционально квадратному корню от размера частиц. Данный метод будет эффективен при равномерном распределении поровых каналов, что обеспечивает распространение среднего значения размера пор в узком диапазоне. Согласно лабораторным исследованиям, проводимых на базе лаборатории «Буринтех» данный метод является наиболее эффективным [14].

По методу Викерса для создания низкопроницаемой и прочной пробки фракционный состав кольматанта должен отвечать следующим стандартам распределения частиц с различной вероятностью:

1. D_{90} = наибольшему размеру поровых каналов;
2. $D_{75} < 2/3$ размера поровых каналов;
3. $D_{50} \pm 1/3$ размера поровых каналов;
4. $D_{25} 1/7$ от размера поровых каналов;
5. $D_{10} >$ наименьшего размера поровых каналов [98].

Согласно данному методу, при точном определении размеров поровых каналов, частицы CaCO_3 достаточно эффективно изолируют их за счёт перекрытия пустот в образуемой пробке. В соответствие с [56], при сравнительном анализе данных методик, наиболее эффективным способом обоснованного подбора фракционного состава комплексов кольматантов авторы представляют именно метод Викерса.

Метод широкого диапазона распределения частиц заключается в обеспечении наибольшего диапазона распределения фракционного состава кольматанта в буровом растворе для лучшей закупорки трещин [69]. Одним из

основных преимуществ данного способа является отсутствие необходимости точного определения размеров пор и их распределения в коллекторе, однако согласно [56], данный метод не всегда является эффективным.

Таким образом, для решения проблемы создания прочной пробки в трещине был поставлен эксперимент по выбору оптимального фракционного состава кольматанта, путем сравнения трех теорий упаковки.

В лаборатории были смоделированы скважинные условия с помощью НРНТ фильтр-пресса компании OFITE и фильтрационной среды с помощью керамических дисков пористостью 20 мкм и проницаемостью 3000 мД (рисунки 2.1 и 2.2).



Рисунок 2.1 - НРНТ фильтр-пресс фирмы OFITE

Фильтр-пресс высокого давления и высокой температуры для тестирования буровых растворов позволяет проводить тестирования в условиях, имитирующих внутрискважинные ($P=280$ атм, $T=250$ °С), а также получить метод достоверной оценки эффективности тестируемых материалов. Также, при подборе керамических дисков с проницаемостью и пористостью схожими с пористостью и

проницаемостью разбуриваемого пласта, возможно подобрать наиболее эффективную смесь кольматанта для изоляции поглощающих каналов.

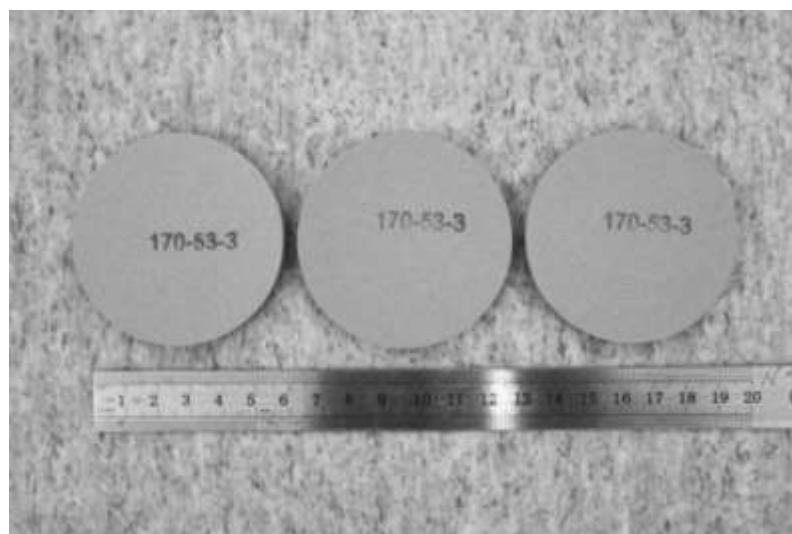


Рисунок 2.2 - Керамические диски пористостью 20 мкм и проницаемостью 3000 мД

В качестве бурового раствора использовался полимерный безглинистый раствор на водной основе с модифицированным крахмалом, полимером на основе ксантановой смолы и хлористым калием. Параметры данного раствора приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 –Параметры безглинистого полимерного раствора

Параметр	Значение
Температура, °С	23
Плотность, кг/м ³	1020
pH	8,3
PV, сП	12
ДНС, Па	17,2
СНС (10 сек), Па	6,7
СНС (10 мин), Па	9,6
Фильтрация, мл/30 мин	15,7
Корка, мм	<0,5

В качестве кольматанта использовался карбонат кальция, рассчитанный по трем различным теориям, указанным выше. Фракционный состав CaCO₃ приведен в таблице 2.3. Концентрация частиц кольматанта в буровом растворе была выбрана 60 кг/м³ в соответствии с работами Дика и Хаинца [69].

Таблица 2.3 –Фракционный состав CaCO₃

Кольматант с разным помолом	Распределение частиц кольматанта с различной вероятностью, мкм				
	D10	D25	D50	D75	D90
CaCO ₃ (Corse)	21	56	120	222	348
CaCO ₃ (Medium)	3	24	56	91	130
CaCO ₃ (Fine)	0,3	1,4	5,1	13,3	22,2

Таким образом, получившиеся испытуемые буровые растворы были следующими: раствор №1 – метод Викерса, раствор №2 – метод Кауффера (теория идеальной упаковки), раствор №3 – метод обеспечения широкого диапазона распределения частиц. Измеренные параметры данных композиций указаны в таблице 2.4.

Таблица 2.4 –Параметры буровых растворов №№1,2,3

Параметр	Раствор №1	Раствор №2	Раствор №3
Плотность, кг/м ³	1100	1100	1100
pH	8,3	8,2	8,3
PV, сП	20	20	18
ДНС, Па	14,4	16,3	37
СНС (10 сек), Па	7,7	8,1	17
СНС (10 мин), Па	10	9,6	21
Температурная фильтрация, мл/30 мин	3,9	3,8	1,9
Корка, мм	1	1	1,1

В результате эксперимента установлено, что наименьшее значение фильтрации достигается путем подбора кольматанта с широким диапазоном распределения частиц (рисунок 2.3).

Таким образом, экспериментально доказано, что чем шире диапазон распределения наполнителя в буровом растворе, тем выше вероятность создания плотной, малопроницаемой пробки и успешного закупоривания трещины.

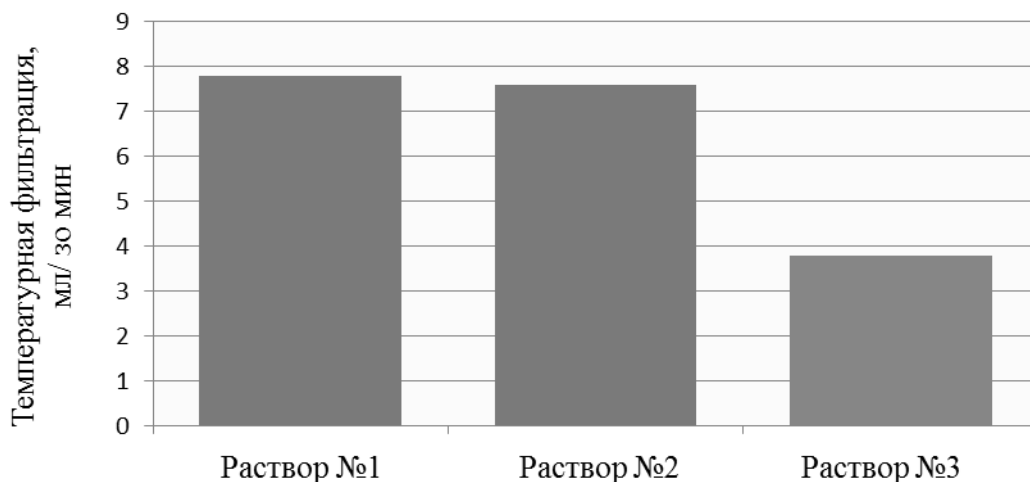


Рисунок 2.3 – Диаграмма результатов эксперимента по определению эффективного способа подбора фракций CaCO_3

2.2 Определение наиболее эффективного способа закачки кольматанта в зону поглощения

Не менее важным вопросом при кольматации зон поглощений является сам процесс закачки кольматационной пачки. Как правило, для ее закачки используют роторную КНБК без телесистемы и забойного двигателя, т.к. в процессе прокачки данные элементы могут забиваться и выходить из строя. При отсутствии возможности смены КНБК прокачку могут осуществлять и через обычную КНБК, которой производилось бурение, если содержание твердой фазы в буровом растворе не превышает 143 кг/м^3 , а максимальный размер частиц при этом не более 0,7 мм. Также, прокачку можно производить через циркуляционный переводник, который располагается над телесистемой и предназначен для закачки вязкоупругих пачек, материалов для борьбы с поглощениями, тампонажных смесей, барита и др. непосредственно через него, минуя КНБК, таким образом, исключается возможность промыва забойных телесистем, забивки забойных двигателей и повреждения элементов КНБК.

Процесс проводимых работ для предотвращения поглощения следующий: сначала герметизируют устье и при закрытом ПВО производят продавку пачки в пласт с помощью ЦА-320. При стабилизации давления в течение 10 мин и более

закачку останавливают и оставляют скважину под давлением в течение 30 минут. Затем устье разгерметизируют и производят промывку над головой пачки с постепенным увеличением расхода бурового насоса. Однако данный алгоритм не всегда оказывается эффективным и после разгерметизации устья может наблюдаться продолжение поглощения и падение давления циркуляции.

Для повышения эффективности кольматации трещин был поставлен эксперимент, направленный на определение наиболее эффективного режима закачки кольматанта, путем сравнения закачки при постоянном и переменном давлениях. Для этого была изготовлена модель вертикальной скважины из газобетонных блоков по схеме, представленной на рисунке 2.4. Вследствие совмещения двух частей блока и тщательной притирки их друг к другу, был искусственно создан узкий горизонтальный канал, который был загерметизирован с одной стороны путем склеивания двух частей по периметру клеем-герметиком шириной 10 мм. Для создания давления в скважине был использован фильтр-пресс компании OFITE, а точнее, верхняя крышка с нагнетательной линией и системой клапанов и задвижек. Между блоком и крышкой была расположена резиновая прокладка, а прижимное усилие, достаточное для герметичности модели и проведения эксперимента, обеспечивалось двумя шпильками с гайками, как показано на рисунке 2.4. Отметим, что основное усилие прижатия регулировалось с помощью динамометрического ключа и составляло 40 Н·м на каждую гайку. Для прижатия верхней крышки фильтр-пресса к блоку были использованы струбины, которые не влияли на основное прижимное усилие, создаваемое шпильками с гайками (рисунок 2.5). Максимальное давление, создаваемое в нагнетательном трубопроводе равнялось 7 атм и обеспечивалось компрессором. В качестве бурового раствора использовался полимерный безглинистый раствор с характеристиками, указанными в таблице 2.2, и добавлением карбоната кальция в качестве кольматанта, причем, фракционный состав и концентрация для композиций была выбрана на основании результатов экспериментальных исследований, представленных в подразделе 2.1.

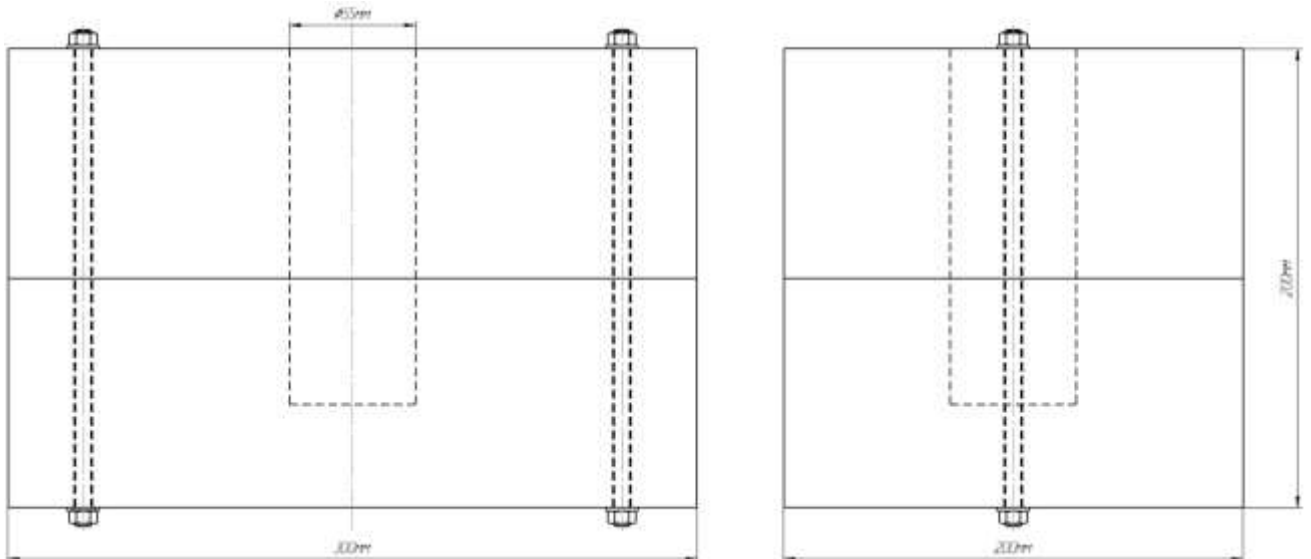


Рисунок 2.4 – Схема модели вертикальной скважины

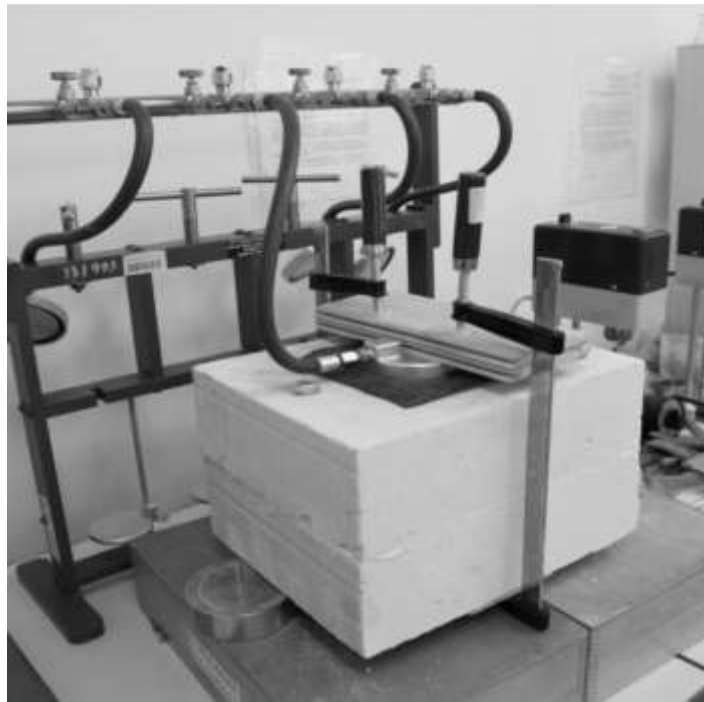


Рисунок 2.5 – Фотография модели скважины в газобетонном блоке

В процессе проведения эксперимента была произведена закачка бурового раствора с CaCO_3 . В первом случае это давление выдерживалось постоянным и было равно $P=7$ атм, во втором – переменным $P=3-7$ атм. Регулирование перепада давления производилось приоткрытием и закрытием клапана, предназначенного для стравливания давления с периодичностью 3 сек. Время эксперимента и в первом и во втором случае было фиксированным и составило 5

мин. После истечения заданного времени блок вскрывался и с помощью линейки измерялся максимальный размер проникновения кольматанта в искусственно созданную трещину. Режимы закачки в первом и во втором случае представлены на рисунках 2.6 и 2.7 соответственно.

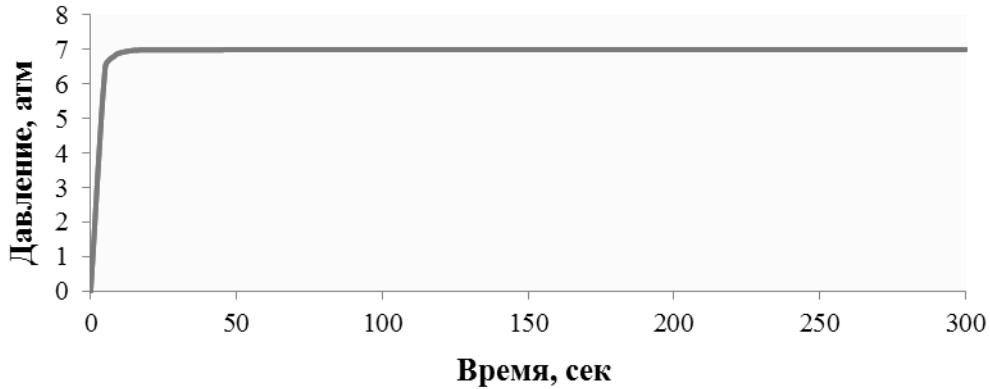


Рисунок 2.6 – График режима статической закачки, $P=7$ атм

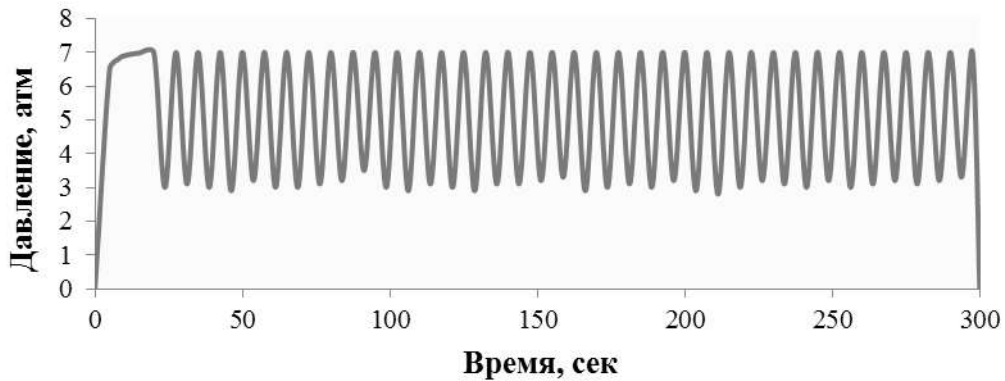


Рисунок 2.7 – График режима закачки с перепадом давления, $P=3-7$ атм

В результате проведения данного эксперимента радиус максимального проникновения кольматанта в искусственно созданную трещину в первом случае составил 46 мм, а во втором – 53 мм (рисунки 2.8 и 2.9).

Таким образом, при динамической закачке карбонат кальция глубже проникает в трещину и за счёт формирования более плотной пробки качество кольматации повышается.

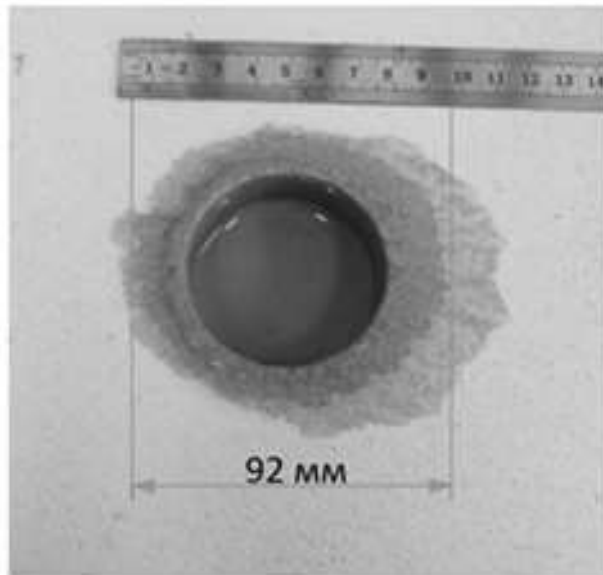


Рисунок 2.8 – Фотография вскрытого блока после закачки CaCO_3 при постоянном давлении

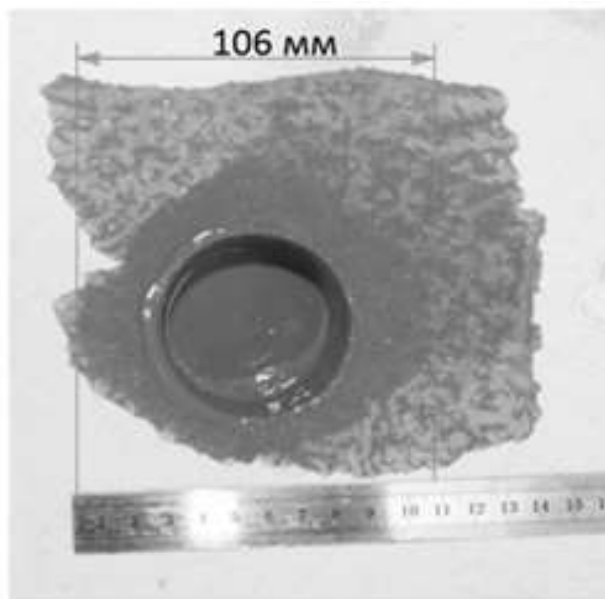


Рисунок 2.9 – Фотография вскрытого блока после закачки CaCO_3 при переменном давлении

Динамическую закачку можно обеспечить методом поршневания бурильной колонны, предварительно рассчитав необходимое давление, или при помощи цементировочного агрегата с регулированием давления на блоке дросселирования или установкой специальной задвижки с пневмоприводом на нагнетательной линии.

2.3 Разработка эффективных вязкоупругих составов с изменяемым временем отверждения

Для доставки кольматанта в зону поглощения, как правило, заготавливают кольматационную пачку на основе вязкоупругого состава с материалами для борьбы с поглощениями и производят ее закачку в зону поглощения. Однако, зачастую, происходит вымывание кольматанта из поглощающего интервала при циркуляции бурового раствора и проведения СПО. Таким образом, не весь рассчитанный объем наполнителя используется при намывании его в трещины и это может привести к выпадению кольматанта в ствол скважины и прихвату бурильной колонны, а также к увеличению сроков ликвидации поглощения, т.к. требуется дополнительное время на приготовление новой кольматационной пачки и ее повторную закачку в пласт.

Для повышения качества кольматирования трещин пласта были отработаны рецептуры вязкоупругих составов на основе полимерных реагентов, обладающие высокой вязкостью и быстрым схватыванием при поступлении в заколонное пространство.

Для получения ВУСов были опробованы различные марки полиакриламида. Для их отверждения был использован ацетат хрома. Кроме того, для расширения рецептурных возможностей показано действие отвердителя формалина технического.

ВУС на основе полиакриламида интересен тем, что имеет широкий диапазон сроков отверждения состава. Для приготовления ВУСа в качестве составных частей его используются 1 -0,5 -0,4 -0,3 -0,25%-ные водные растворы полиакриламида марок SYATROL OFXC 1187, ACCOTROL S -622, RDA -1020 B, DK -DRILLA -1, DKS -ORT -F40 NT. Роль отвердителя выполняет технический раствор ацетата хрома и технический формалин.

С целью стабилизации смеси и возможности регулирования сроков отверждения в ВУС вводится 5%-ный раствор карбоксиметицеллюлозы. В частности, в эксперименте использована КМЦ марки TYLOSE.

Для кольматации зоны поглощения возможно применение вязкоупругих составов, приготовленных на поверхности, а процесс отверждения в этом случае должен происходить непосредственно в трещинах. С целью соблюдения условий прокачиваемости смеси в скважину, выполнения необходимых работ при предотвращении поглощения, нужно иметь достаточный диапазон времени до отверждения. Второй стороной вопроса является время существования ВУСа в твердом состоянии, так как под действием временного фактора, температуры и давления пласта происходит саморазрушение (синерезис) структуры вязкоупругой структуры.

Синерезис - это выделение дисперсионной среды из геля. Синерезис приводит к разделению дисперсной системы на две части: концентрированный хрупкий гель и чистую жидкую дисперсионную среду. Причем объем твердого геля в десятки раз меньше объема дисперсионной среды (что объясняется концентрацией входящих в него реагентов).

Время отверждения и саморазрушения вязкоупругих составов, а также их пластичные и прочностные свойства регулируются концентрацией собственно полиакриламида, количеством отвердителя и стабилизатора.

В основу получения вязкоупругих составов положена реакция взаимодействия полиакриламида с формалином, в результате которой образуются метиольные производные:

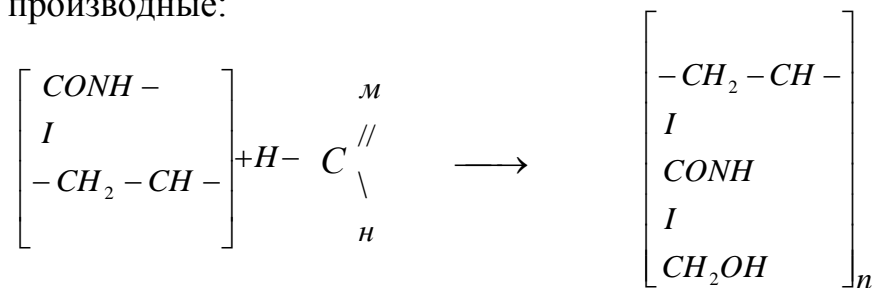


Рисунок 2.10 – Реакция взаимодействия ПАА с формалином

Процесс отверждения в результате взаимодействия с ацетатом хрома $\text{Cr}(\text{CH}_3\text{COO})_3$ аналогичен, с той лишь разницей, что вместо одной цепи $-\text{CH}_2-$ в конечном продукте будет две и, соответственно, сшивка молекул будет более прочная.

Время отверждения раствора характеризуется резким увеличением вязкости, которое фиксируется максимальным углом закручивания на ротационном вискозиметре фирмы OFITE (Рисунок 2.11). При полном отверждении образуется прочный упругий гель, который с течением времени мутнеет, становится хрупким, постепенно происходит процесс синерезиса - саморазрушения. Момент синерезиса характеризуется полным разрушением структуры, угол закручивания на вискозиметре становится прежним (как до резкого увеличения).



Рисунок 2.11 – Фотография Ротационного вискозиметра фирмы OFITE

Сроки отверждения и время существования вязкоупругих составов на основе полиакриламида марок CYATROL OFXC 1187, ACCOTROL S -622, RDA - 1020 B, DK -DRILLA -1, DKS -ORT -F40 NT с добавлением отвердителя ацетата хрома и стабилизатора 5-% раствора КМЦ приведены в таблице 2.5 и на рисунках 2.12-2.16 .

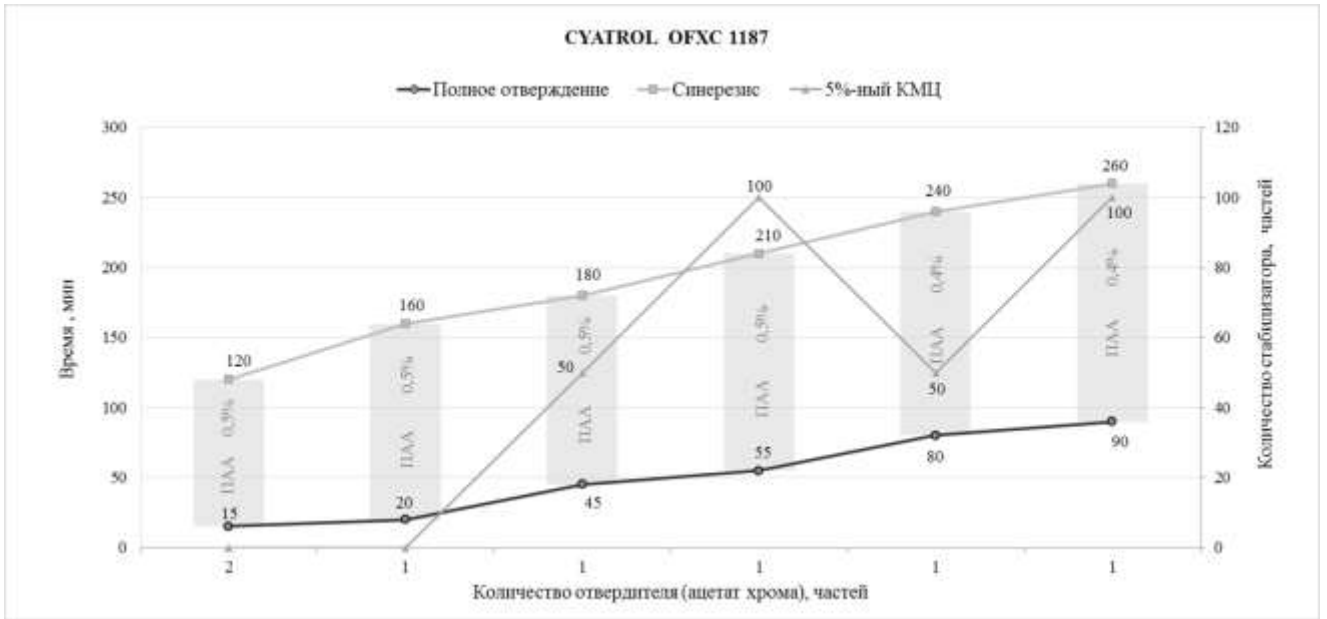


Рисунок 2.12 – График времени полного отверждения и синерезиса ВУС на основе ПАА марки CYATROL OFXC 1187

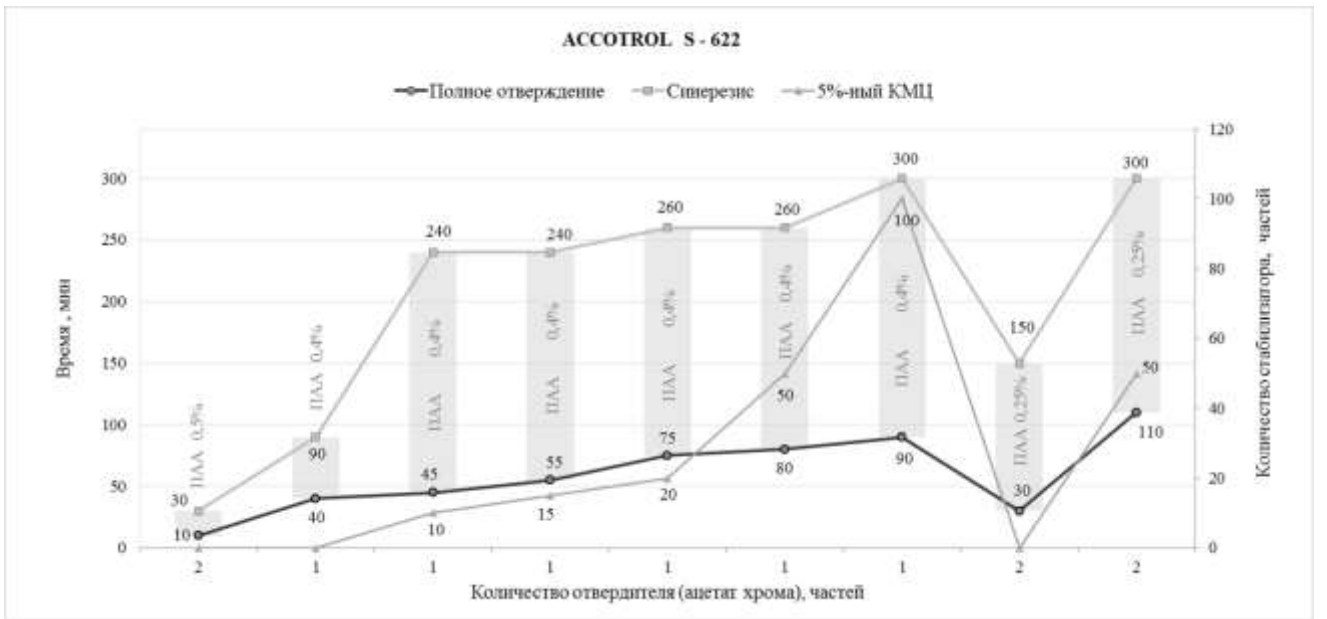


Рисунок 2.13 – График времени полного отверждения и синерезиса ВУС на основе ПАА марки ACCOTROL S - 622

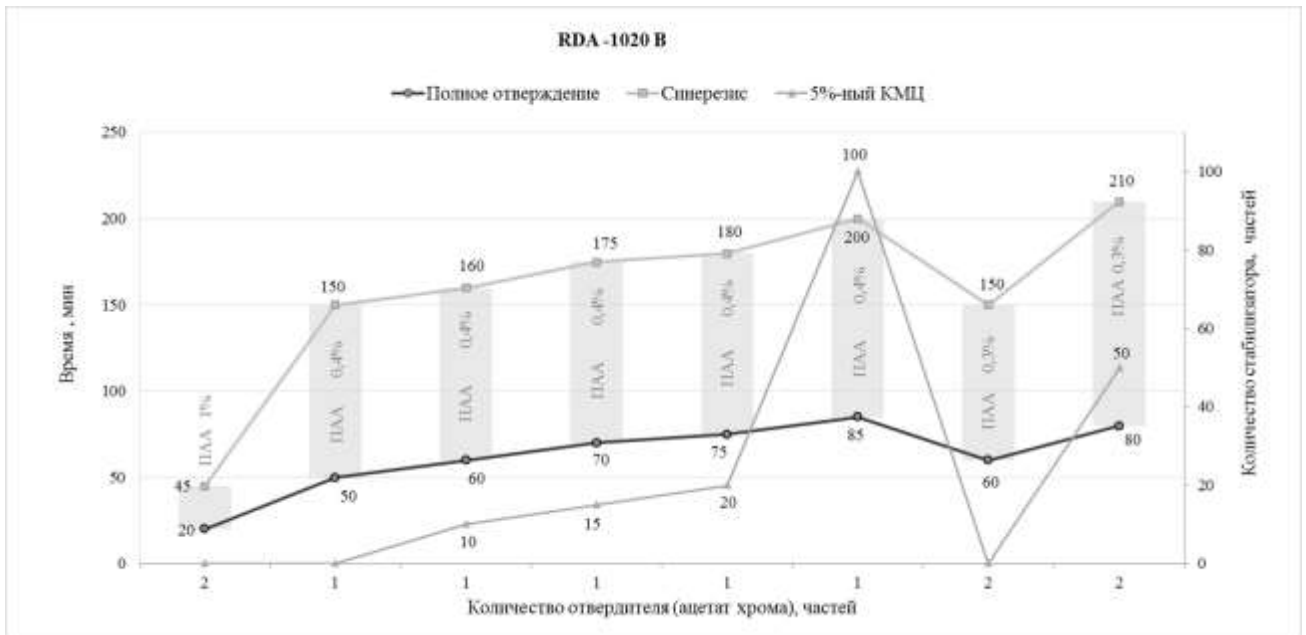


Рисунок 2.14 – График времени полного отверждения и синерезиса ВУС на основе ПАА марки RDA -1020 B

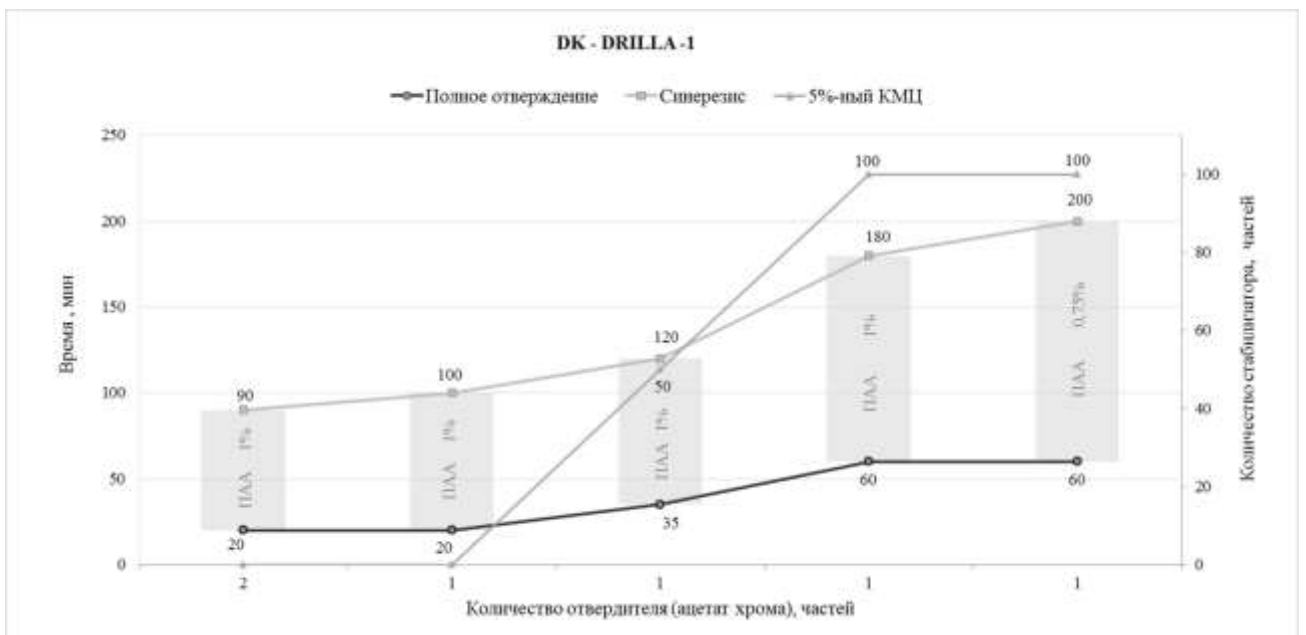


Рисунок 2.15 – График времени полного отверждения и синерезиса ВУС на основе ПАА марки DK -DRILLA -1

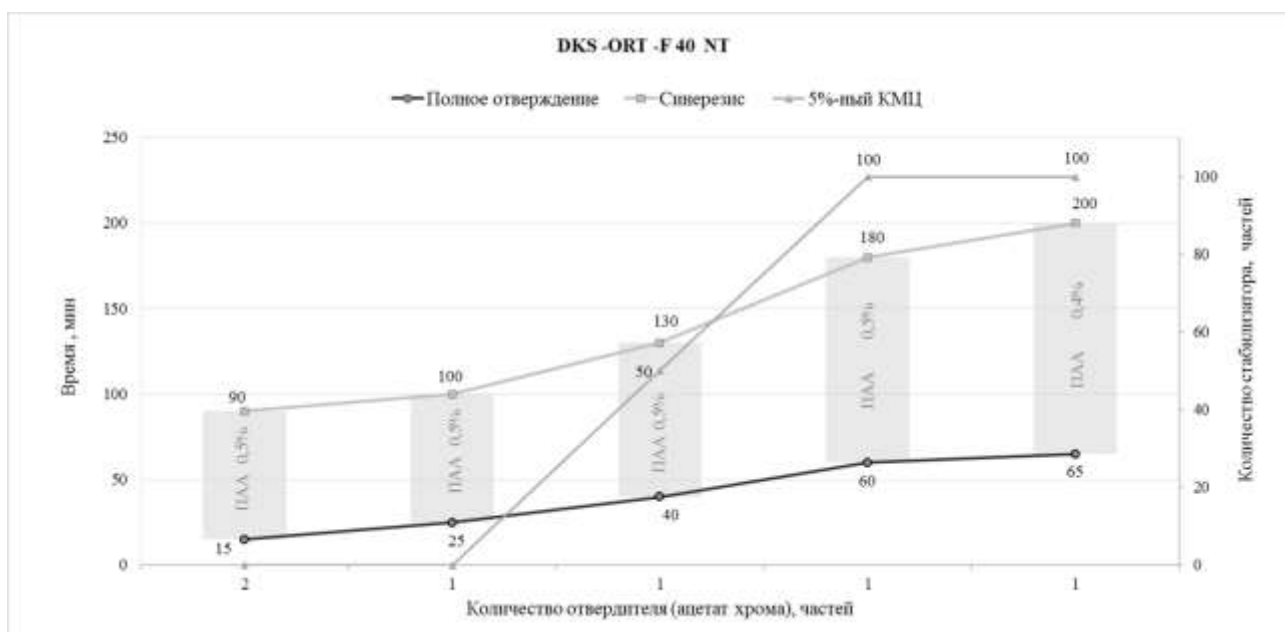


Рисунок 2.16 – График времени полного отверждения и синерезиса ВУС на основе ПАА марки DKS -ORT -F 40 NT

Анализируя результаты исследований, можно сделать выводы о том, что за счет повышения концентрации ацетата хрома и ПАА в 2 раза возможно ускорить процесс сшивания структуры в 3 раза, однако это снижает время существования ВУС также в 3 раза.

При добавлении 5%-го раствора КМЦ в количестве 100 частей при постоянном значении ПАА и ацетата хрома, время отверждения и синерезиса ВУС увеличивалось в среднем в 2 раза. Таким образом, было установлено, что во всех случаях введение стабилизатора позволяет увеличить сроки отверждения и жизни ВУС.

При снижении количества ацетата хрома от 2 до 1 частей в составе вязкоупругих композиций, при постоянном количестве остальных реагентов, время отверждения увеличивается в 2 раза, а срок синерезиса повышается на 20%.

В результате лабораторных исследований, были определены марки ПАА, которые представляют практический интерес, а именно: составы на основе ПАА марки SYATROL OFXC 1187 и ACCOTROL S -622, т.к. они наиболее стабильны и показали наибольшее время синерезиса.

Другие марки ПАА меньше подходят к применению в качестве ВУСов, т.к.

имеют небольшой диапазон времени разрушения и отверждения. Кроме того, они в отвержденном состоянии хрупки и время синерезиса у них зависит от механического воздействия (т.е. при встряхивании и колебании время саморазрушения укорачивается). Хотя при острой необходимости их можно использовать, варьируя содержание стабилизатора при достаточно большой концентрации ПАА.

Таблица 2.5 – Время отверждения и саморазрушения ВУСов на основе полиакриламида при T=60 °C

Концентрация ПАА, %	Количество ПАА, частей	Количество отвердителя (ацетат хрома), частей	Количество стабилизатора (5%-ный КМЦ), частей	Время начала отверждения, мин.	Время полного отверждения, мин.	Синерезис, мин.
1. CYATROL OFXC 1187						
0,5	100	2	-	10	15	120
0,5	100	1	-	13	20	160
0,5	100	1	50	20	45	180
0,5	100	1	100	20	55	210
0,4	100	1	50	35	80	240
0,4	100	1	100	40	90	260
2. ACCOTROL S - 622						
0,5	100	2	-	5	10	30
0,4	100	1	-	25	40	90
0,4	100	1	10	35	45	240
0,4	100	1	15	45	55	240
0,4	100	1	20	60	75	260
0,4	100	1	50	70	80	260
0,4	100	1	100	80	90	300
0,25	100	2	-	15	30	150
0,25	100	2	50	90	110	300
3. RDA -1020 B						
1,0	100	2	-	15	20	45
0,4	100	1	-	30	50	150
0,4	100	1	10	35	60	160

Продолжение таблицы 2.5

Концентрация ПАА, %	Количество ПАА, частей	Количество отвердителя (ацетат хрома), частей	Количество стабилизатора (5%-ный КМЦ), частей	Время начала отверждения, мин.	Время полного отверждения, мин.	Синерезис, мин.
0,4	100	1	15	40	70	175
0,4	100	1	20	45	75	180
0,4	100	1	100	60	85	200
0,3	100	2	-	45	60	150
0,3	100	2	50	60	80	210
4. DK - DRILLA -1						
1,0	100	2		5	20	90
1,0	100	1	-	5	20	100
1,0	100	1	50	25	35	120
1,0	100	1	100	35	60	180
0,75	100	1	100	45	60	200
5. DKS -ORT -F 40 NT						
0,5	100	2	-	5	15	90
0,5	100	1	-	5	25	100
0,5	100	1	50	30	40	130
0,5	100	1	100	40	60	180
0,4	100	1	100	45	65	200

Для сравнения и возможного применения отверждаемых ВУС был проведен эксперимент по определению времени отверждения 0,5% ПАА марки CYATROL OFXC 1187 с отвердителем формалином техническим. Основные результаты лабораторных исследований представлены в таблице 2.6 и на рисунках 2.17-2.18.

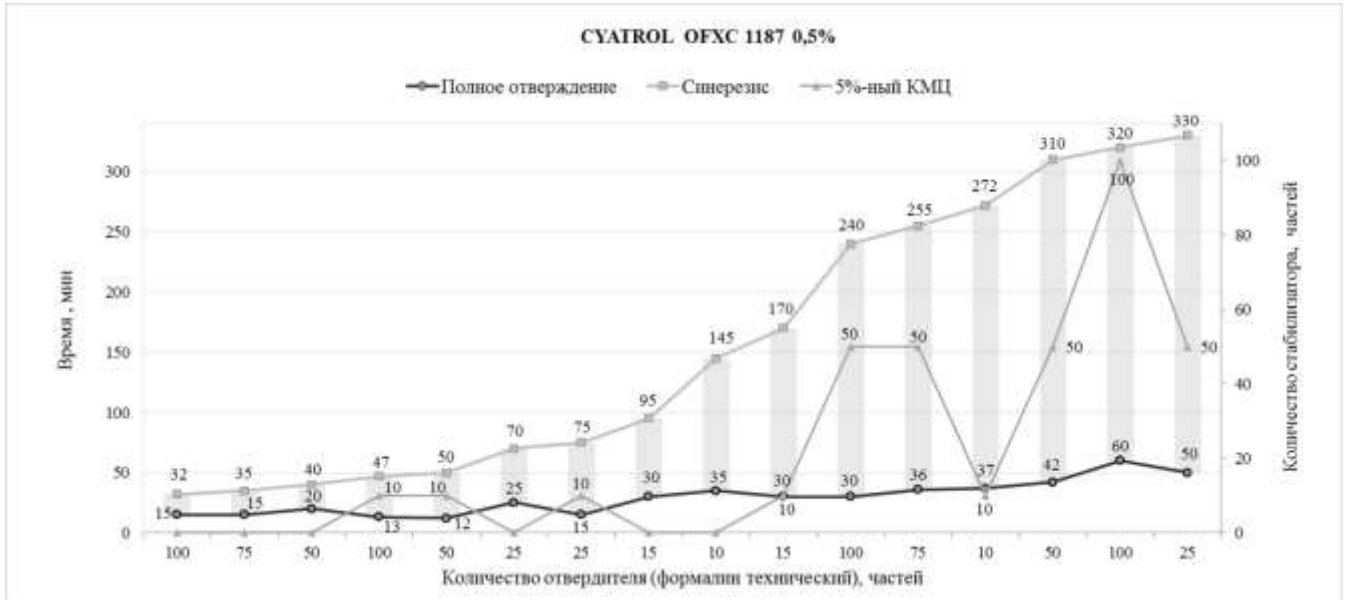


Рисунок 2.17 – График времени полного отверждения и синерезиса ВУС на основе 0,5% ПАА марки CYATROL OFXC 1187

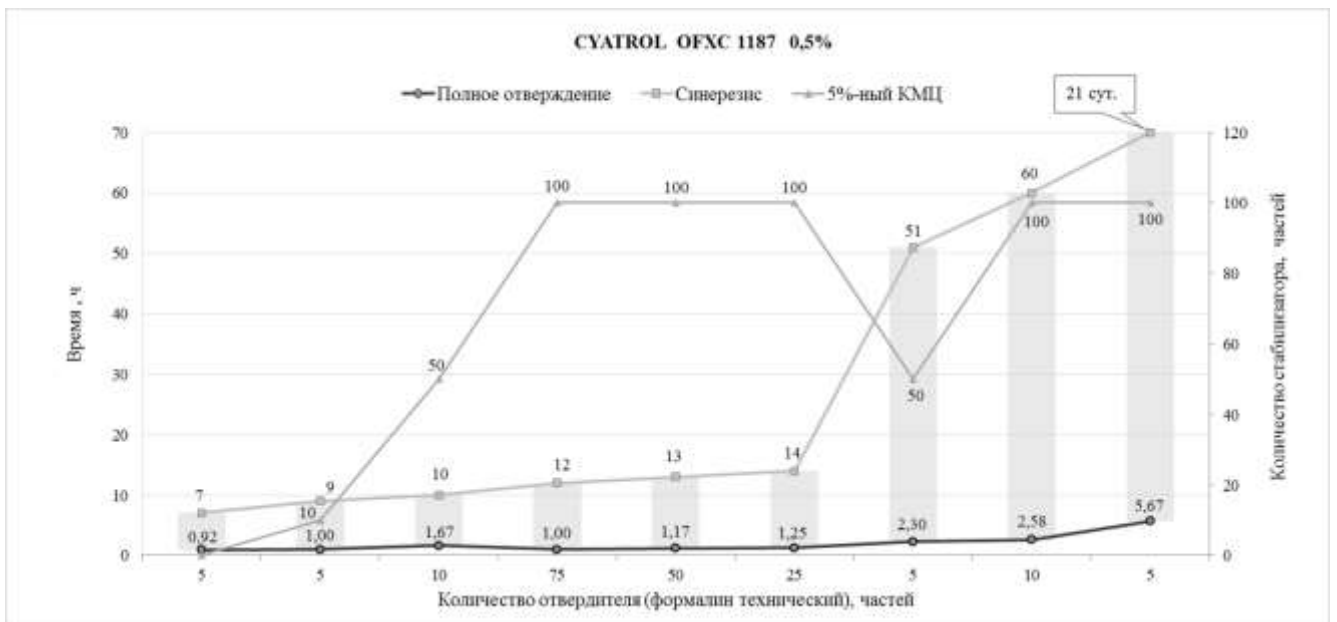


Рисунок 2.18 – График времени полного отверждения и синерезиса ВУС на основе 0,5% ПАА марки CYATROL OFXC 1187

При постоянных значениях содержания КМЦ и ПАА марки СУАТРОL OFХС 1187 и снижении количества формалина технического от 100 до 5 частей время полного отверждения увеличивается в 5 раз, а время саморазрушения структуры в 33 раза. Это объясняется тем, что формалин менее активный отвердитель и в случае его применения исключается опасность преждевременного отверждения состава, однако при этом достигается наибольшее значение времени существования.

При повышении количества 5%-го КМЦ до 100 частей, при постоянном количестве ПАА и отвердителя формалина технического, время сшивания вязкоупругого состава увеличивается в 4 раза, а время синерезиса в 23 раза.

В качестве отвердителя также можно использовать уротропин технический. Его преимущество в том, что он твердый продукт, удобен в транспортировке и можно приготовить любую концентрацию по мере необходимости.

Для повышения стабильных и упругих свойств ВУСов в смесь ПАА, отвердителя и КМЦ можно добавлять гипан. Имея большую молекулярную массу и вязкость, он дает возможность удлинить сроки затвердевания и синерезиса, а отвердителем для него являются эти же продукты.

Таким образом, варьируя концентрацией ПАА, его маркой, количеством отвердителя и стабилизатора, можно подобрать необходимую для данных условий композицию. Широкий диапазон составов не привязывает производство к одному реагенту и позволяет выбрать состав из имеющихся в наличии.

Таблица 2.6 – Время отверждения и саморазрушения ВУС на основе полиакриламида с отвердителем формалином техническим при T=60 °C

Концентрация ПАА, %	Количество ПАА, частей	Количество отвердителя (формалин технический), частей	Количество стабилизатора (5%-ный КМЦ), частей	Время начала отверждения, мин.	Время полного отверждения, мин.	Синерезис, мин.
СУАТРОЛ ОФХС 1187						
0,5	100	5	-	40	55	7 час
0,5	100	5	10	38	60	9 час
0,5	100	5	50	80	138	51 час.
0,5	100	5	100	45	340	21 сут.
0,5	100	10	-	30	35	145
0,5	100	10	10	27	37	272
0,5	100	10	50	60	100	10 час
0,5	100	10	100	32	155	60 час.
0,5	100	15	-	25	30	95
0,5	100	15	10	20	30	170
0,5	100	25	-	20	25	70
0,5	100	25	10	10	15	75
0,5	100	25	50	25	50	330
0,5	100	25	100	100	75	14 час.
0,5	100	50	-	15	20	40
0,5	100	50	10	10	12	50
0,5	100	50	50	22	42	310
0,5	100	50	100	50	70	13 час
0,5	100	75	-	10	15	35
0,5	100	75	50	20	36	255

Продолжение таблицы 2.6

Концентрация ПАА, %	Количество ПАА, частей	Количество отвердителя (формалин технический), частей	Количество стабилизатора (5%-ный КМЦ), частей	Время начала отверждения, мин.	Время полного отверждения, мин.	Синерезис, мин.
0,5	100	75	100	42	60	12 час
0,5	100	100	-	7	15	32
0,5	100	100	10	10	13	47
0,5	100	100	50	18	30	240
0,5	100	100	100	25	60	320

2.4 Разработка эффективных вязкоупругих составов с кольматантом на основе бурового раствора

Как правило, ВУСы с кольматантом приготавливают на основе рабочего бурового раствора, которым производится промывка скважины путем добавления кольматанта в определенный объем промывочной жидкости и увеличения концентрации реагентов-структурообразователей для повышения вязкости. Как было отмечено в подразделе 2.3, при введении отвердителей, таких как соли трехвалентного металла, ацетата хрома, формалина или уротропина можно добиться регулируемых по времени сроков загустевания и существования вязкоупругого состава. Одним из преимуществ данной технологии является возможность лучшей доставки кольматанта в трещины и более плотной его упаковки за счет принятия формы заполняемого пространства между частицами кольматанта и его сшивания гелем. Однако данный состав должен быть стабилен во времени независимо от пластовых условий и не должен требовать дополнительной техники для доставки в требуемый интервал из-за быстрого загустевания или высокой вязкости.

Для достижения поставленных задач были рассмотрены различные композиции биополимерного бурового раствора на основе ксантановой смолы и ПАА марки PRAESTOL 2540. Рецептuru данных буровых растворов представлена в таблице 2.7. Вязкоупругий состав был приготовлен путем увеличения концентрации ПАА и повышения вязкости рассматриваемого бурового раствора. В роли отвердителя применялся раствор хлорида хрома (рисунок 2.19), который не вызывает коагуляционного разрушения системы, в отличие от ацетата хрома. В качестве кольматанта рассматривался карбонат кальция, а его концентрация и фракционный состав был определен исходя из результатов экспериментов, представленных в подразделе 2.1.



Рисунок 2.19 – Фотография раствора хлорида хрома

Таблица 2.7 – Рецепттура биополимерного бурового раствора

Название и краткое описание реагента	Концентрация, г/л	
	Раствор №1	Раствор №2
MEX GUM-S (Биополимер-ксантановая смола)	1,424	1,424
MEX PAC HV (полианионная целлюлоза повышение реологических параметров)	1,248	1,248
MEX PAC LV (полианионная целлюлоза понизитель водоотдачи)	6,14	6,14
MEX CARB – F (CaCO ₃ Fine)	46,67	46,67
MEX CARB – M (CaCO ₃ Medium)	46,67	46,67
MEX CARB – C (CaCO ₃ Coarse)	46,67	46,67
KCl	60	60
PRAESTOL 2540 (ПАА)	2,062	4,124

Для определения зависимости времени отверждения ВУС от концентрации ПАА и отвердителя были приготовлены 2 композиции на основе бурового раствора с содержанием ПАА 0,2 и 0,4% и добавлением CrCl₃ в пределах 20-100 частей от концентрации ПАА.

Перед добавлением отвердителя были сделаны замеры основных параметров бурового раствора, которые представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 –Параметры буровых растворов №1 и №2

Параметр	Раствор №1	Раствор №2
Плотность, кг/м ³	1120	1120
pH	10	10
PV, сП	26	28
ДНС, Па	8,6	12
СНС (10 сек), Па	2,4	2,9
СНС (10 мин), Па	3,4	4,3
Фильтрация, мл/30 мин	6,6	6,4
Корка, мм	1	1

После добавления раствора хлорида хрома замерялся угол закручивания нити на ротационном вискозиметре при 300 об/мин. Затем, после резкого увеличения вязкости пробы, фиксировалось время отверждения, определяемое максимальным углом закручивания нити.

В результате смешивания соли трехвалентного металла с вязкоупругим составом образуется прочный гель с единым поведением фазы, а кольматант, распространенный по его объему, переходит в сшитое состояние. Общий вид отвержденного вязкоупругого состава на основе бурового раствора с кольматантом приведен на рисунке 2.20.

Результаты исследования показали, что изменением концентрации ПАА и отвердителя можно регулировать скорость сшивания приготовленных ВУСов. Подробные данные приведены в таблице 2.9 и на рисунке 2.21.

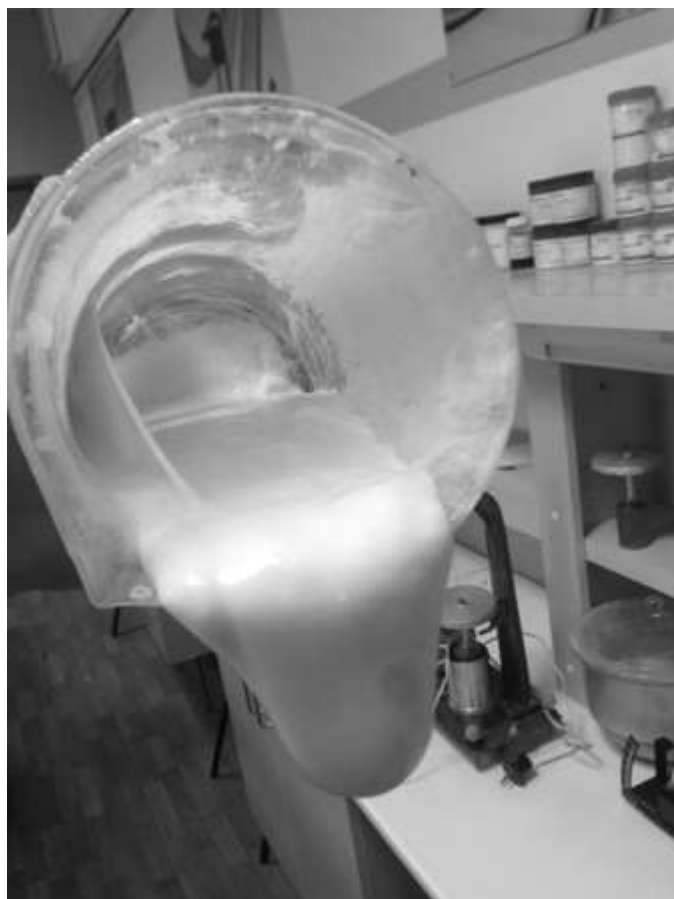


Рисунок 2.20 – Фотография отвержденного ВУС хлоридом хрома

Таблица 2.9 –Результаты отверждения 0,2 и 0,4 % ПАА в составе ВУС и CrCl_3

Концентрация ПАА, %	Количество ПАА, частей	Количество отвердителя (хлорид хрома), частей	Время отверждения, ч
0,2	100	100	0,3
0,2	100	70	3,5
0,2	100	60	8
0,2	100	50	16
0,4	100	70	0,01
0,4	100	50	0,1
0,4	100	30	3
0,4	100	20	8

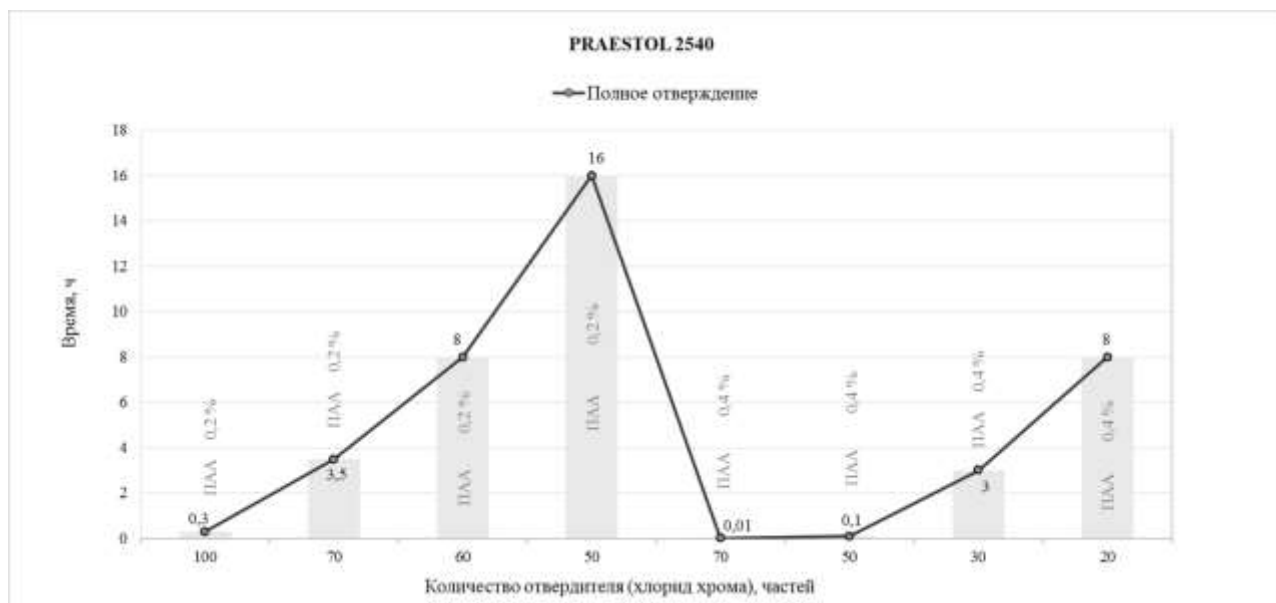


Рисунок 2.21 – График зависимости времени отверждения ВУС на основе ПАА марки PRAESTOL 2540 от количества CrCl_3

В результате эксперимента было определено, что при 0,4% концентрации ПАА и количестве хлорида хрома превышающего 50 частей от концентрации ПАА реакция отверждения наступает в течение 6 мин. В композиции с 0,2% содержанием ПАА минимальное время сшивания составило 18 мин при добавлении 100 частей CrCl_3 . Уменьшая концентрацию отвердителя, мы добились большого запаса по времени до полного отверждения состава. Таким образом, варьируя содержанием ПАА и CrCl_3 , возможно подобрать оптимальное время отверждения, которое бы превышало время прокачки кольматационной пачки в составе твердеющего ВУС в поглощающий интервал скважины.

2.5 Расчёт уравнения для подбора компонентов ВУС и его проверка на адекватность

Расчёт уравнения для подбора компонентов ВУС является актуальной задачей, т.к. позволит сэкономить время и средства на проведение лабораторных испытаний по определению концентраций основных реагентов для приготовления отверждаемого вязкоупругого состава. Однако для получения исходных данных и проведения контрольных испытаний потребуется как минимум два комплекса

экспериментов с различными концентрациями основных составляющих тестируемых составов.

Для вывода данного уравнения использовался программный продукт Wolfram Mathematica [75], одной из возможностей которого является проведение полиномиальной интерполяции через точки, построенные по известным значениям.

В подразделе 2.4 были получены данные о времени сшивания ВУС, зависящего от концентрации двух компонентов ПАА PRAESTOL 2540 и отвердителя CrCl_3 (таблица 2.9). Именно эта информация была занесена в программу для построения точек в пространстве, через которые требовалось построить поверхность и описать ее с помощью полиномиального уравнения. На рисунке 2.22 показано рабочее окно программы во время задания исходных значений. Далее производится задание функции полиномиальной интерполяции через занесенные точки. Затем выводится искомая функция и строится 3D график для наглядности (рисунок 2.23). Таким образом, было рассчитано следующее уравнение, базирующееся на результатах наших исследований:

$$t = 287,164 + x(-770,357 + 321,429x + (14.9433 - 0.0996667y)y) + y(-7,62183 + (0,0695333 - 0,000178333y)y) \quad (2.1)$$

где x – концентрация ПАА PRAESTOL 2540, %;

y – содержание хлорида хрома CrCl_3 , частей;

t – вычисляемое время полного отверждения, с.

```

In[8]:= func = .
newdata2 = {{{0.2, 100}, 0.3}, {{0.2, 70}, 3.5},
            {{0.2, 60}, 8}, {{0.2, 50}, 16},
            {{0.41, 70}, 0.01}, {{0.4, 50}, 0.1},
            {{0.4, 30}, 3}, {{0.4, 20}, 8}};
func[x_, y_] = InterpolatingPolynomial[newdata2,
            интерполяционный многочлен
            {x, y}]
Chop[(func @@@ newdata2[[All, 1]]) -
            отсечь малые числа | всё
            newdata2[[All, 2]]];
            всё
Plot3D[func[x, y], {x, .2, .41}, {y, 1, 150}]
            график функции 2-х переменных

```

Рисунок 2.22 – Рабочее окно с исходными параметрами для расчёта

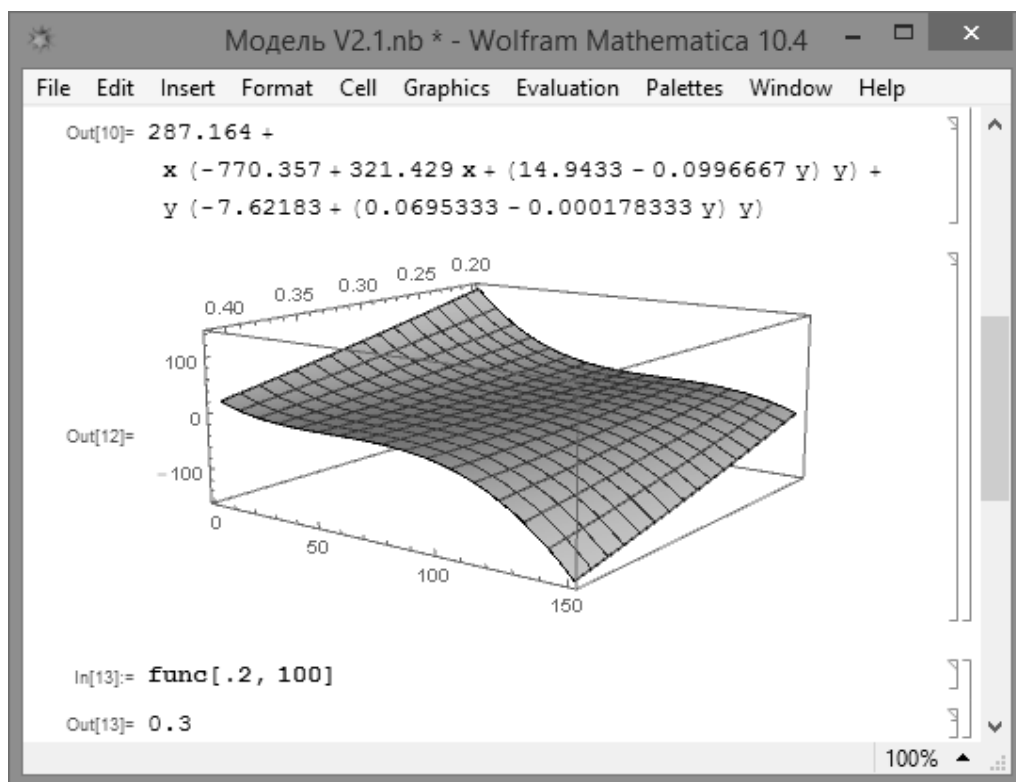


Рисунок 2.23 – Рабочее окно с результатами моделирования

Полученное полиномиальное уравнение позволяет вычислить время отверждения вязкоупругих составов при заданных значениях вносимых реагентов. Проверка погрешности данной модели в базисных точках показала

достаточно высокое значение достоверности аппроксимации (94%). Пример вычислений тестируемых ВУС представлен в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Время отверждения ВУС на основе ПАА марки PRAESTOL 2540 и CrCl_3 , ч

Концентрация ПАА, %	Количество отвердителя (хлорид хрома), частей									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0,4	16,8	8,0	3,0	0,7	0,1	0,1	-0,5	-2,5	-7,3	-15,7
0,3	57,4	36,6	21,7	11,4	4,8	0,8	-1,7	-3,8	-6,5	-10,9
0,2	104,4	71,7	46,8	28,6	16,0	8,0	3,5	1,4	0,7	0,3
0,1	157,8	113,2	78,3	52,1	33,6	21,6	15,1	13,1	14,4	17,9

Отрицательные значения, полученные по данной модели, указывают на мгновенное сшивание ВУС, что не пригодно для промышленных условий, т.к. нет возможности для доставки приготовленной пачки в поглощающую зону. Кроме того, преждевременное отверждение состава может привести к выводу из строя оборудования для приготовления бурового раствора, насосов, а также закупориванию нагнетательной линии, участка колонны бурильных труб, элементов КНБК и т.д.

Для проверки на адекватность полученного уравнения были проведены проверочные лабораторные испытания в аналогичных условиях с концентрациями ПАА 0,1 и 0,3% и CrCl_3 в диапазоне 10-100 частей от концентрации ПАА. При сравнении значений, полученных экспериментальным путем в промежуточных точках, оказалось некоторое расхождение от данных, полученных с помощью модели (до 15%). Однако данный факт имел место при концентрации ПАА 0,1%, которая практически не применима на производстве, т.к. время отверждения составляет более 10 часов. Поэтому сравнение рассчитанных свойств раствора с экспериментальными данными показывает, что модель достаточно хорошо описывает эксперимент.

Выводы по главе 2

1. Наименьшее значение фильтрации достигается путем подбора кольматанта с широким диапазоном распределения частиц, а максимальное проникновение кольматанта в трещину достигается при его динамической закачке.

2. С помощью изменения концентрации ПАА марки CYATROL OFXS 1187, ACCOTROL S -622, RDA -1020 B, DK -DRILLA -1, DKS -ORT -F40 NT, PRAESTOL 2540 при концентрации от 0,2 до 1% и количества отвердителя: ацетата хрома, хлорида хрома или формалина в количестве от 1 до 100 частей в вязкоупругих составах, возможно подобрать оптимальное время отверждения, которое бы превышало время прокачки кольматационной пачки в составе твердеющего ВУС в поглощающий интервал скважины.

3. Выполнен расчёт полиномиального уравнения для подбора компонентов ВУС на основе ПАА марки PRAESTOL 2540, позволяющее определять время отверждения в зависимости от концентраций ПАА и отвердителя CrCl_3 .

ГЛАВА 3 ПОВЫШЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИН УВЕЛИЧЕНИЕМ КОЛЬЦЕВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Максимальные давления в скважине в процессе промывки и цементирования обусловлены наличием пород с слишком слабым градиентом давления поглощения, т.к. именно в этих зонах возможно возникновение поглощений при превышении значения минимального горизонтального напряжения. В данной главе рассмотрен вопрос борьбы с поглощениями бурового раствора за счёт повышения давления раскрытия трещин путем увеличения кольцевых напряжений на стенках скважины. Для этого были смоделированы скважинные условия в программном обеспечении ABAQUS [60] и с помощью метода конечных элементов поставлен численный эксперимент по определению распределения напряжений в околоскважинной зоне. Также была разработана математическая модель, описывающая раскрытие трещины с учетом следующих факторов:

- Механические свойства горной породы: модуль Юнга, коэффициент Пуассона;
- Радиус ствола скважины;
- Минимальное горизонтальное напряжение;
- Горное и поровое давления
- Величина полного забойного давления, учитывающая эквивалентную циркуляционную плотность бурового раствора
- Объем потерянной промывочной жидкости через стенки трещины в процессе раскрытия трещины

3.1 Моделирование раскрытия трещин в скважине методом конечных элементов

Целью увеличения давления раскрытия трещин является увеличение допустимого давления в скважине во время бурения без возникновения поглощений бурового раствора. Для этого в нефтяной промышленности уже

используется технология увеличения градиента давления поглощения. Она заключается в следующем: при создании давления внутри скважины трещина раскрывается и кольцевые напряжения на стенках скважины увеличиваются. Для того чтобы зафиксировать эти напряжения, устанавливают пробку внутри трещины, состоящую из прочного материала для борьбы с поглощениями. Чтобы раскрыть трещину в следующий раз необходимо создавать большее давление, соответственно, увеличивается давление раскрытия трещины [26].

Для рассмотрения механизма раскрытия трещин в скважине с оценкой кольцевых напряжений во время раскрытия и закупорки трещины, был поставлен численный эксперимент с помощью программного продукта ABAQUS, использующего метод конечных элементов. Для этого была создана модель упругой деформации в скважине до и после установки пробки в трещину. Предполагалось, что скважина имеет идеальную форму и симметрию, поэтому для анализа использовалась только ее четверть (Рисунок 3.1).

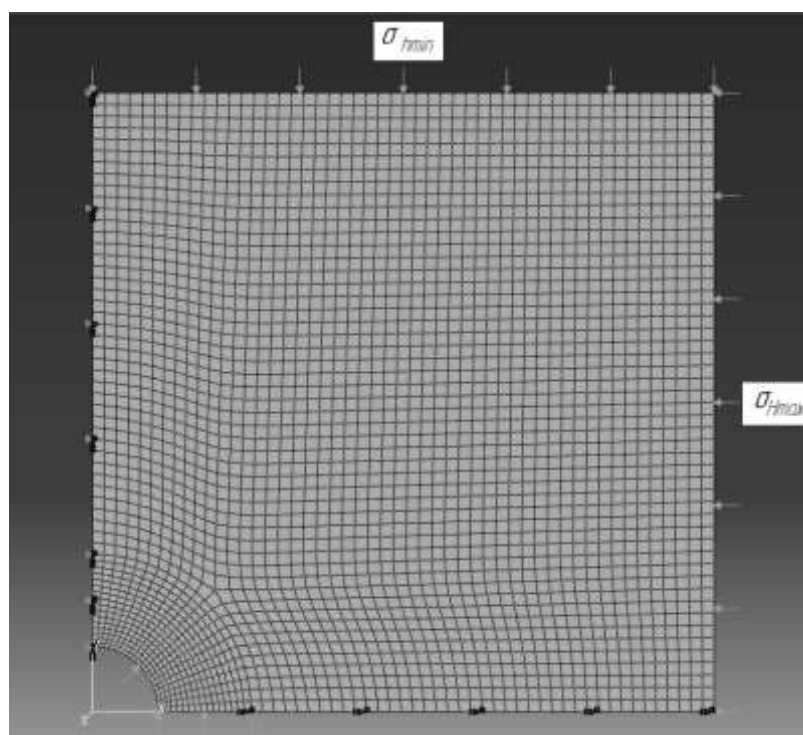


Рисунок 3.1 – Геометрия скважины, используемая при расчётах

К границам модели были приложены максимальные и минимальные горизонтальные напряжения, трещина была расположена по оси x с заданной

длиной, а тангенциальные напряжения измерялись по часовой стрелке от 0° до 90° . Давление в трещине до установленной пробки принималось эквивалентно давлению в скважине, а после пробки - равному поровому. Отметим, что в данной модели использовалась идеальная жесткая непроницаемая пробка в трещине. В таблице 3.1 представлены данные, принимаемые для моделирования.

Таблица 3.1 – Параметры, используемые в модели

Параметр	Единицы измерения	Значение
Длина модели	м	1,0
Ширина модели	м	1,0
Радиус скважины	м	0,11035
Модуль Юнга	Па	$7,515 \times 10^9$
Коэффициент Пуассона	-	0,225
Плотность породы	кг/м ³	2000
Минимальное горизонтальное напряжение	Па	$20,0 \times 10^6$
Максимальное горизонтальное напряжение	Па	$40,0 \times 10^6$
Давление в скважине	Па	$40,0 \times 10^6$
Длина трещины	м	0,150
Поровое давление	Па	$20,0 \times 10^6$

Длина и ширина модели выбраны таким образом, чтобы избежать влияния границ на околоскважинные напряжения и состояние деформации. В качестве породы был принят известняк, свойства которого были использованы для создания материала модели [93]. В результате взаимодействия приложенных нагрузок изменялось напряженное состояние, причем программный комплекс ABAQUS использует свою систему знаков, а именно: растяжение имеет положительные значения, а сжатие отрицательные. При формировании графиков было принято, что сжимающие нагрузки – положительные, а растягивающие – отрицательные. Для сравнения изменения напряжений были рассмотрены различные варианты расположения пробки в трещине от стенки скважины: 0,015 м, 0,03 м, 0,045 м, 0,06 м и 0,075 м.

На рисунке 3.2 приведены результаты распределения кольцевых напряжений вдоль стенки скважины, зависящие от локации пробки в трещине.

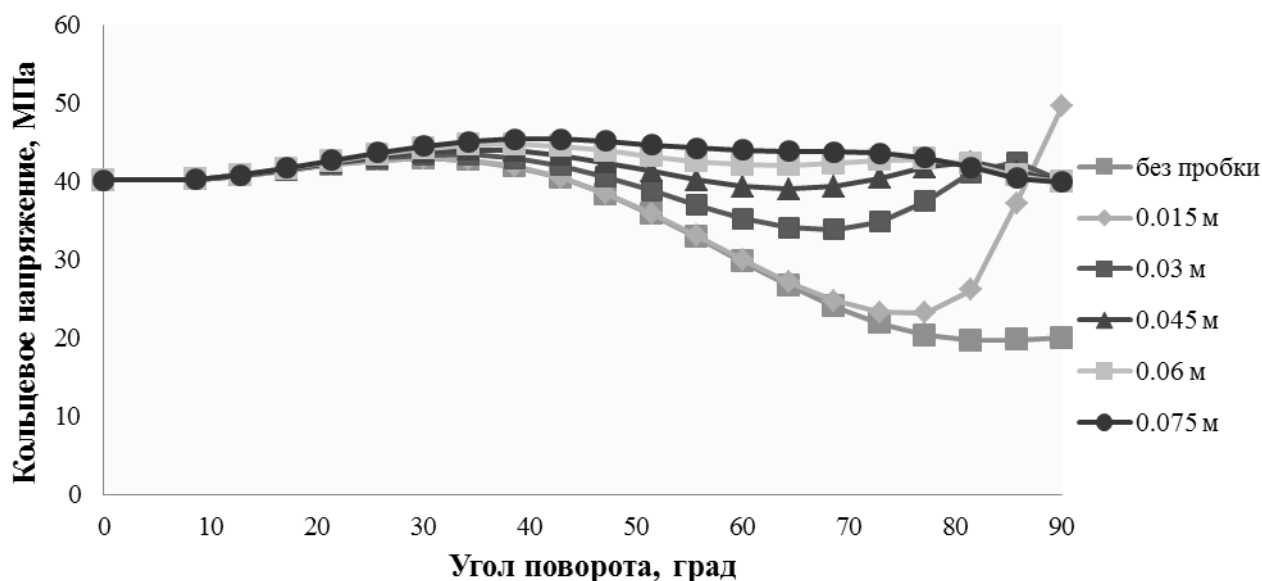


Рисунок 3.2 – Распределение кольцевого напряжения вдоль стенки скважины

Согласно расчётным данным наименьшее кольцевое напряжение наблюдается при раскрытии трещины без её кольматации. При расположении расклинивающего агента в трещине возникает повышение кольцевого напряжения, причем, чем дальше расположена пробка от стенки скважины, тем большее кольцевое напряжение образуется на стенке скважины. Отметим, что при образовании пробки у устья трещины (0,015 м) возникает резкое увеличение сжимающих напряжений в области от 80° до 90° , это связано с тем, что данная пробка является концентратором напряжений, но они имеют локальный характер, а на остальном интервале практически не отличаются от возникающих при простом раскрытии трещины.

На рисунке 3.3 представлено графическое отображение распределения напряжений в модели при различном расположении пробки в трещине. Синим цветом обозначается большее сжатие элементов, а красным – растяжение. Так, в конце трещины регистрируется максимальное растяжение, в то время как порода у устья трещины находится под сжимающей нагрузкой. Причем, после установки пробки в трещине, сжимающие напряжения возрастают, особенно возле зоны её установки, при том, что растягивающие напряжения у конца трещины уменьшаются.

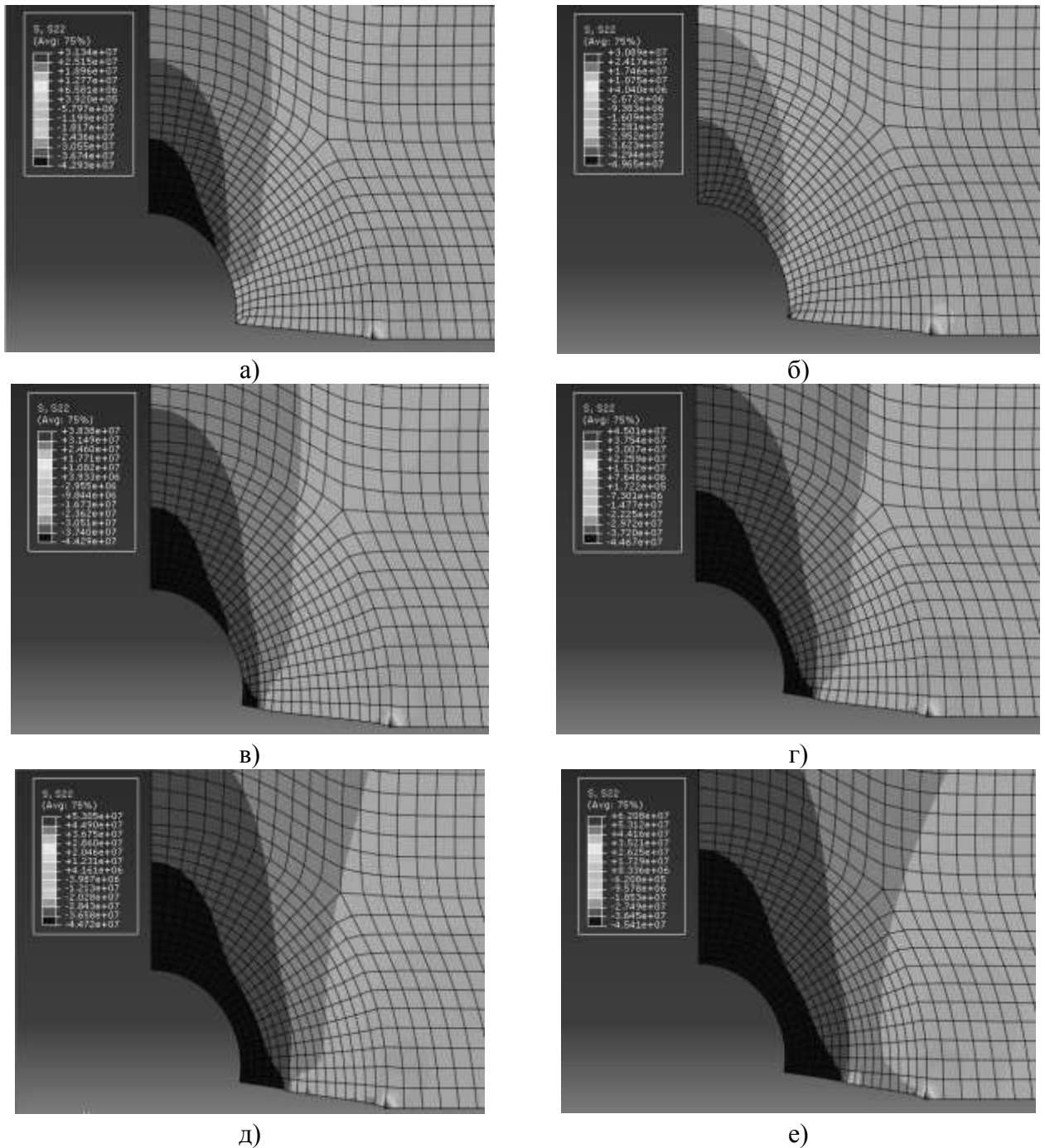


Рисунок 3.3 – Графическое отображение распределения напряжений при размещении пробки в трещине: б – 0,015 м, в – 0,03 м, г – 0,045 м, д – 0,06 м, е – 0,075 м от стенки скважины и без установки пробки: а – простое раскрытие трещины.

Для оценки растягивающих нагрузок у конца трещины были измерены напряжения от 60° до 90° в области закрытия трещины. Расчётные результаты представлены на Рисунке 3.4. Наибольшие значения были зафиксированы для случаев без кольматации и установки пробки непосредственно у устья трещины.

При дальнейшем увеличении расстояния от стенки скважины до установки расклинивающего агента фиксировалось уменьшение растягивающей нагрузки, которая достигала минимального значения при установке пробки в середине трещины (0,075 м) и равнялась 62 МПа.

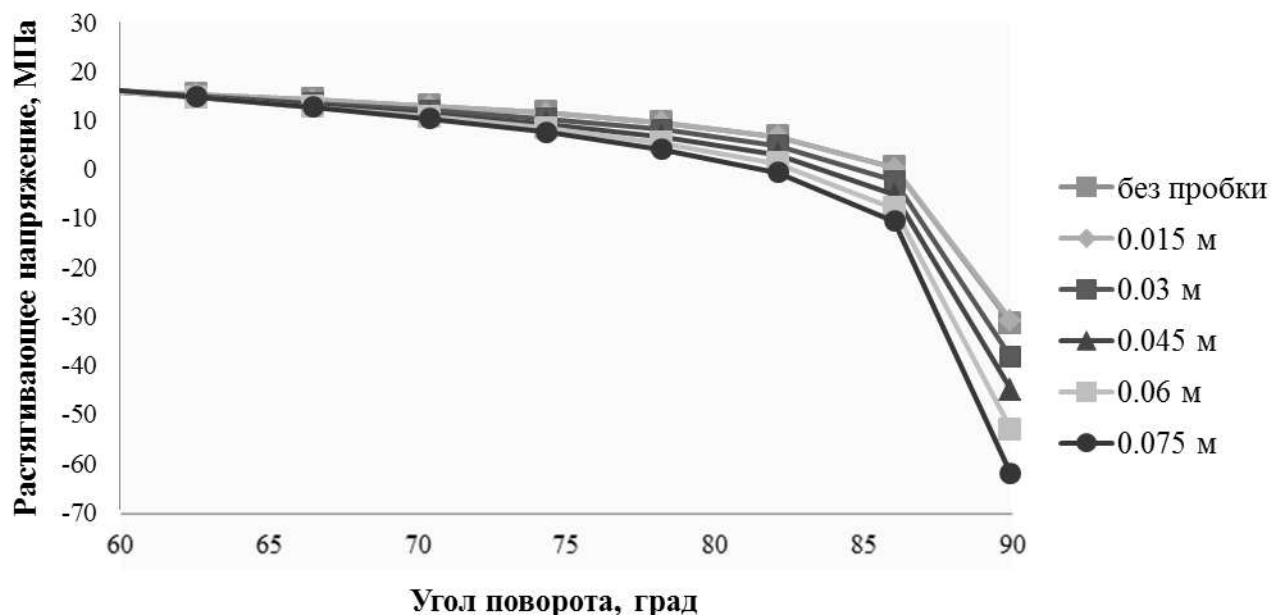


Рисунок 3.4 – Распределение растягивающих напряжений у конца трещины.

Как известно, трещина распространяется из-за перехода сжимающих нагрузок в растягивающие [40,44]. Причем, чем больше значение растягивающих нагрузок на конце трещины, тем она более склонна к развитию. Таким образом, более дальняя установка пробки будет приводить к уменьшению значений растягивающих нагрузок на конце трещины и способствовать ее более сложному распространению.

Для обеспечения качественного расклинивания и закупорки требуется подбирать фракционный состав наполнителя исходя из размера открытия трещины. Для этого замерялось расстояние от оси трещины до ее поверхности после деформации проектируемой модели, как показано на рисунке 3.5, затем строился график для анализа полученных данных (Рисунок 3.6).

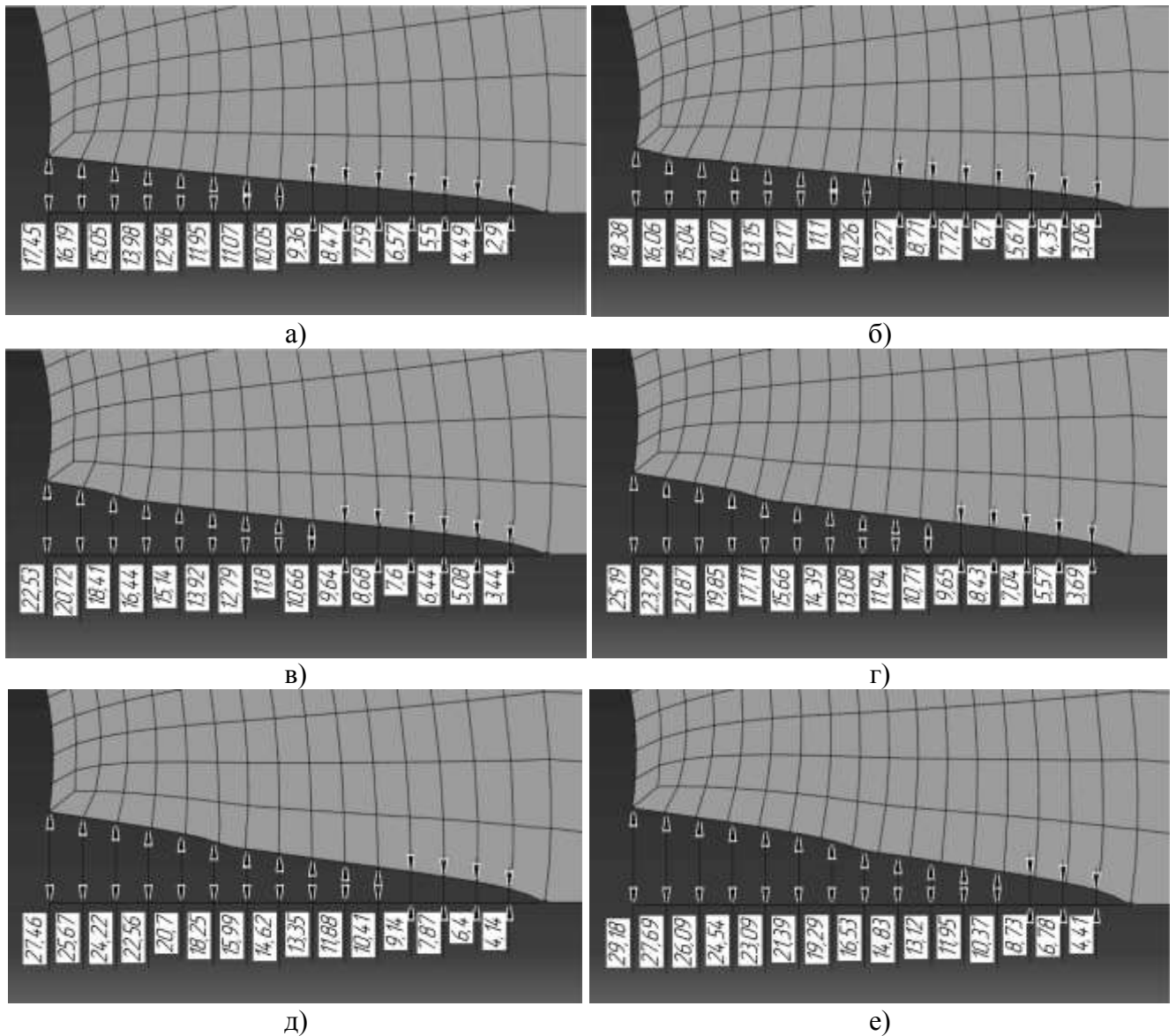


Рисунок 3.5 – Графическое отображение замеров уровней раскрытия ширины трещины при различном размещении пробки: б – 0,015 м, в – 0,03 м, г – 0,045 м, д – 0,06 м, е – 0,075 м от стенки скважины и без установки пробки: а – простое раскрытие трещины.

Как видно из рисунка 3.6 создание пробки у устья трещины не приводит к значительному изменению её ширины. При дальнейшем увеличении дальности установки увеличивается ширина раскрытия трещины и достигает максимального значения в 29,18 мм при установке пробки на удалении 0,075 м от стенки скважины. За счёт этого происходит увеличение сжимающих напряжений на стенки трещины, как показано на рисунке 3.3, и повышения кольцевых напряжений (Рисунок 3.2).

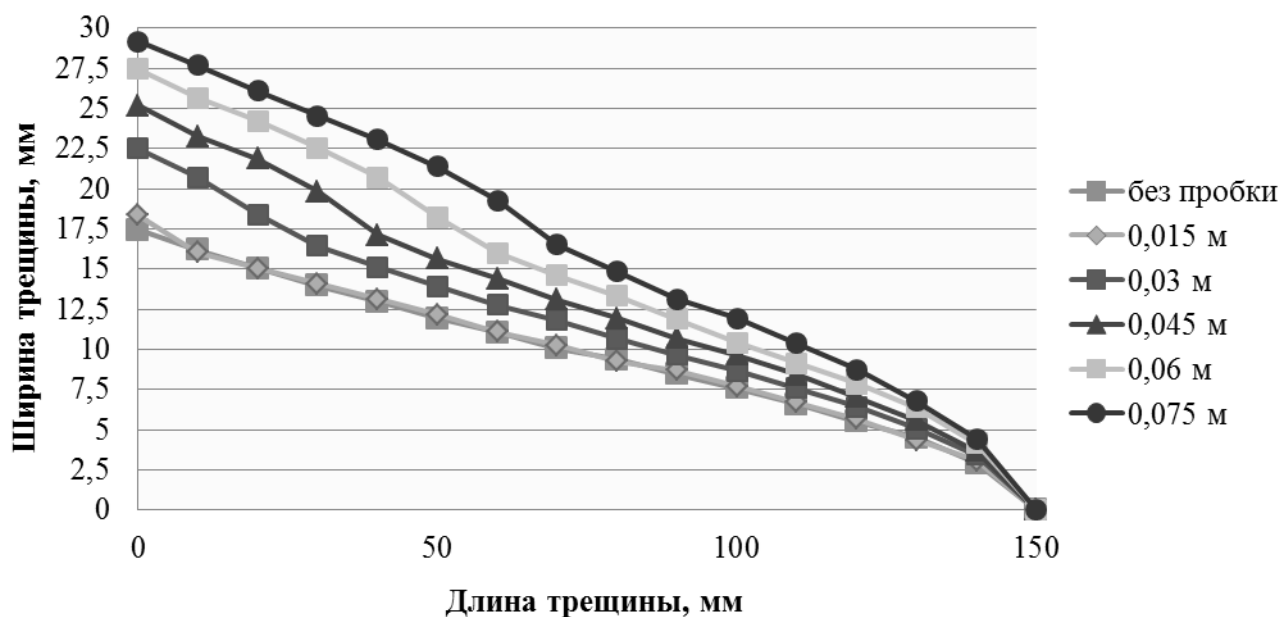


Рисунок 3.6 –Ширина трещины до и после установки пробки на различном удалении от стенки скважины.

Данный эксперимент показал, что кольцевые напряжения повышаются после создания трещины и при увеличении дальности установки пробки, также увеличение раскрытия трещины приводит к уменьшению растягивающих напряжений на конце трещины, что приводит к более сложному ее распространению. Отметим, что создание пробки у устья трещины оказывает наименьшее влияние на повышение кольцевых напряжений и уменьшение растягивающих.

Таким образом, при более удаленном расположении расклинивающего агента трещина обладает меньшей вероятностью раскрыться в ширину за счёт увеличенных напряжений, закрывающих трещину, и развиться в длину из-за уменьшенных растягивающих напряжений на конце трещины.

3.2 Математическая модель раскрытия трещины

Согласно результатам раздела 3.1 для повышения кольцевых напряжений на стенках скважины и уменьшении растягивающих напряжений на конце трещины необходимо устанавливать пробку в середине трещины, а не у ее устья. Для этого необходимо определить уровень раскрытия трещины на заданном расстоянии от стенки скважины, после чего рассчитать необходимый фракционный состав наполнителя, исходя из результатов раздела 2.1. Отметим, что для определения концентрации кольматирующих частиц необходимо рассчитать объем целевой трещины, в которой образовывается пробка. Кроме того, необходимо учитывать поровое давление и давление в скважине в процессе раскрытия трещины, а также прочностные характеристики рассматриваемого пласта, т.к. данные параметры также оказывают влияние на ширину раскрытия трещины.

В связи с поставленной задачей была разработана математическая модель, учитывающая данные факторы. За её основу было принято уравнение Снеддона для раскрытия трещин в условиях плоской деформации [95]:

$$w(x) = \frac{4p_0}{E'} \sqrt{x_f^2 - x^2} \quad (3.1)$$

где $w(x)$ – ширина раскрытия трещины, м; x – расстояние от условного центра трещины, м; x_f – полудлина трещины, м; E' – модуль плоской деформации, Па; p_0 – давление внутри трещины, Па.

Данное уравнение описывает возникновение единой трещины из условной точки в центре с внутренним давлением p_0 , которое требуется для ее раскрытия. Отметим, что описываемая трещина расходится в обе стороны от материальной точки, которую нельзя применить к процессу раскрытия трещин в скважине (Рисунок 3.7).

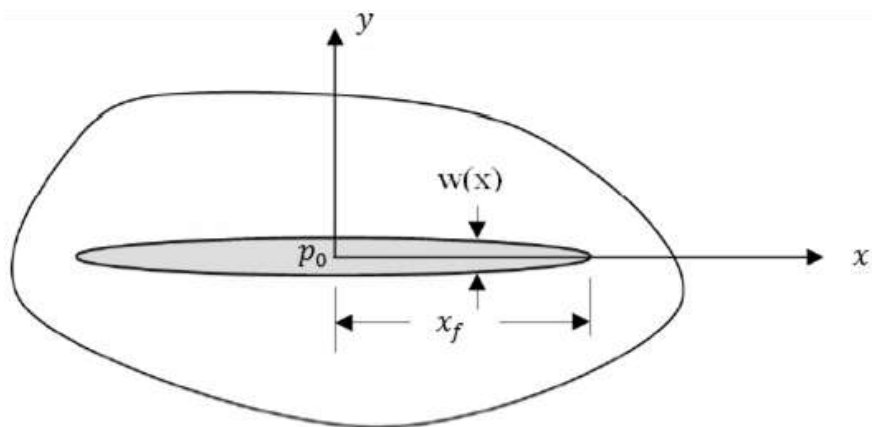


Рисунок 3.7 – Схематическое изображение двумерной трещины

Модуль плоской деформации равен:

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \quad (3.2)$$

где E - модуль Юнга, Па; ν - коэффициент Пуассона.

Для того чтобы описать процесс раскрытия трещин в скважине необходимо ввести в формулу (3.1) радиус скважины, т.к. физически трещина берет начало от стенки скважины. Кроме того, процесс поглощения бурового раствора происходит при превышении значения минимального горизонтального напряжения, поэтому при определении давления, требуемого для раскрытия трещины, будет учитываться данный параметр.

Применив формулу (3.1) к скважинным условиям, получим:

$$w(x) = \frac{4(1 - \nu^2)}{E} (P_w - S_h) \sqrt{(x_f + R)^2 - x^2} \quad (3.3)$$

где P_w – забойное давление в скважине; S_h - минимальное горизонтальное напряжение, стремящееся сомкнуть трещину; x_f - длина трещины от стенки скважины до конца трещины; R - радиус скважины; x – расстояние от центра скважины (Рисунок 3.8).

Полученное уравнение (3.3) справедливо при $R > 0$, $x_f > x > R$ и $P_w > S_h$.

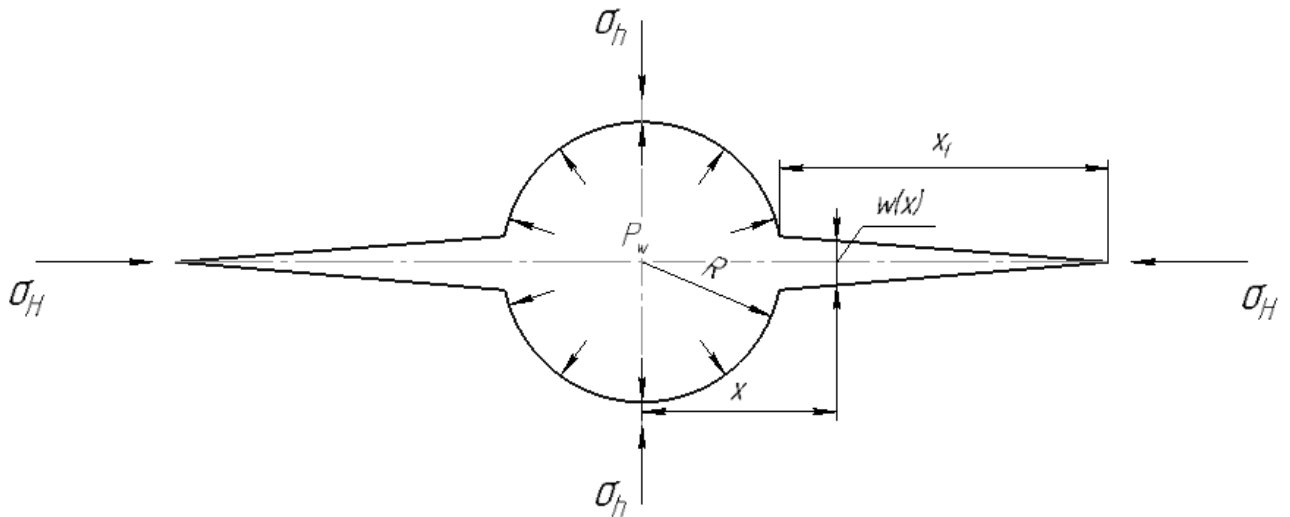


Рисунок 3.8 – Схематическое изображение двумерной трещины в скважине

Для определения значимости введенных параметров был проведен анализ уравнений 3.1 и 3.3. Входные данные, используемые при исследовании, были взяты из условий моделирования, рассмотренных в разделе 3.1, и принимались равными: $\nu = 0,225$; $E = 7,515 \times 10^9$ Па; $P_w = 40 \times 10^6$ Па; $S_h = 20 \times 10^6$ Па. Эффективное давление внутри трещины для уравнения 3.1 принималось как разница давлений в скважине и минимального горизонтального напряжения и равнялось 20 МПа. Длина трещины составляла 1,5 м. Таким образом, для оценки влияния параметра R , введенного в уравнение 3.3, изменялся только радиус скважины и проводились расчёты уровня раскрытия трещины на различном расстоянии от центра скважины с шагом 0,15 м. Результаты анализа представлены на рисунках 3.9-3.12.

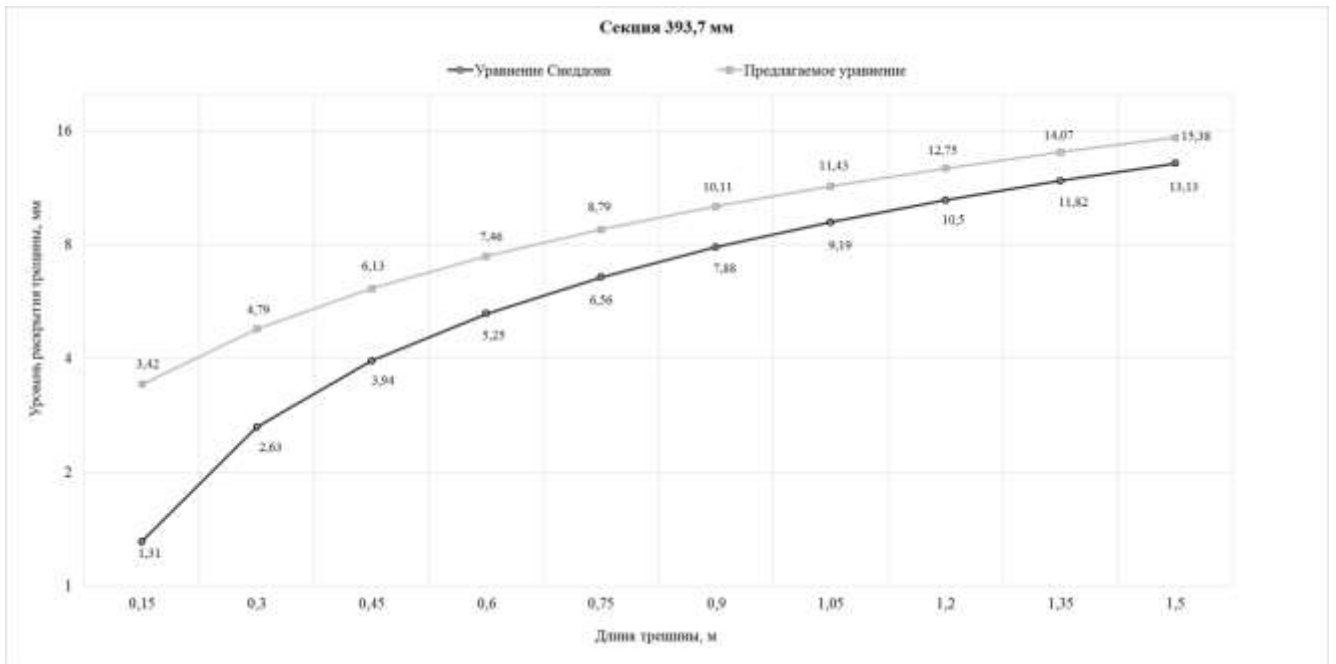


Рисунок 3.9 – Результаты расчёта уровня раскрытия трещины для секции 393,7 мм

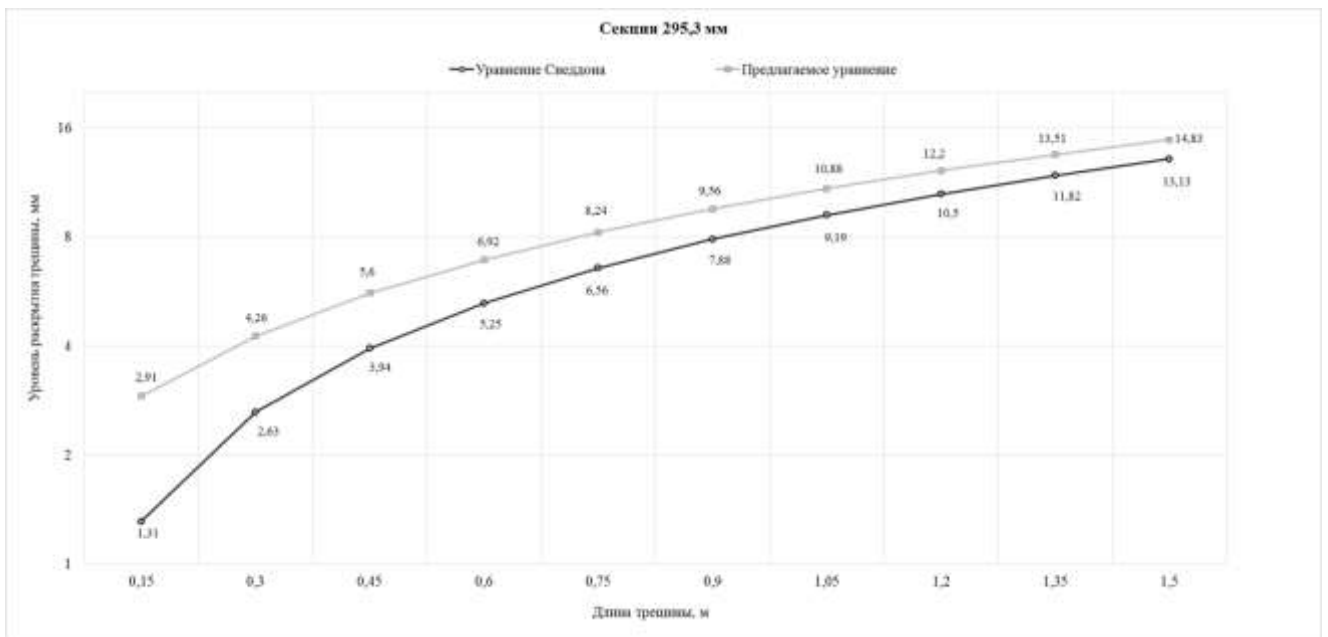


Рисунок 3.10 – Результаты расчёта уровня раскрытия трещины для секции 295,3 мм

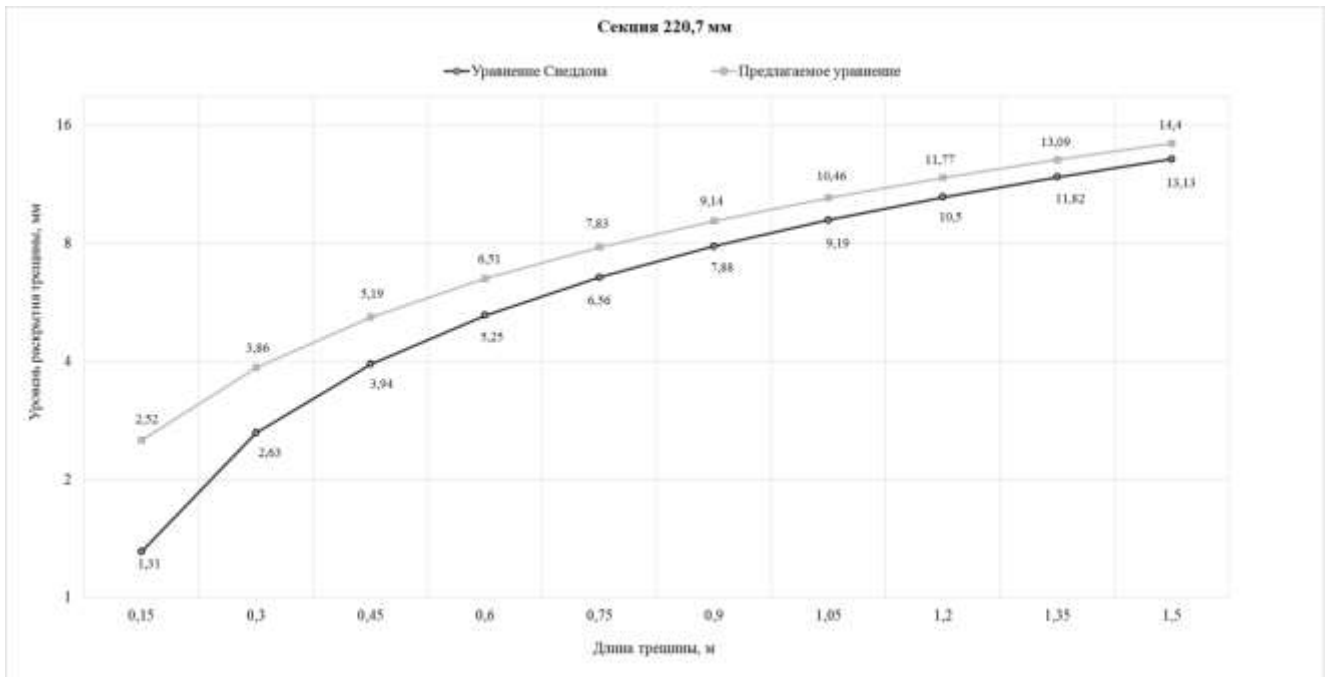


Рисунок 3.11 – Результаты расчёта уровня раскрытия трещины для секции 220,7 мм

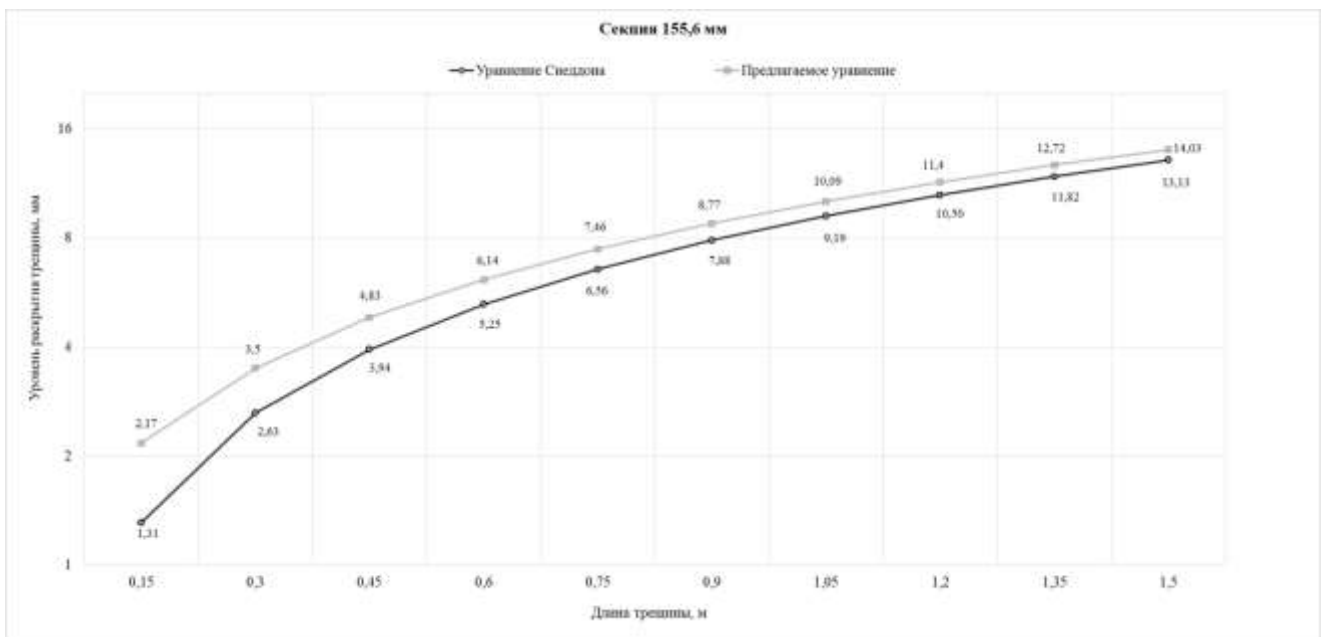


Рисунок 3.12 – Результаты расчёта уровня раскрытия трещины для секции 155,6 мм

В результате проведенного анализа было установлено, что при расчёте ширины раскрытия трещины для заданных условий по предложенному уравнению (3.3) результаты отличаются, в среднем, на 1,5 мм, по сравнению с уравнением Снеддона (3.1). Таким образом, полученная формула позволяет более точно определить ширину трещины на заданном расстоянии от центра

скважины, в результате чего более точно выполнять подбор фракционного состава кольматанта и сформировывать пробку в трещине на требуемом интервале.

Важным допущением, принятым в данной 2D модели является то, что высота трещины является фиксируемым параметром и определяется исходя из мощности пласта с низким давлением поглощения или небольшим пробуренным интервалом открытого ствола от башмака обсадной колонны (3-6 м). Также предполагается, что трещина является вертикальной при соблюдении одного из следующих условий [91]:

$$\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h \quad (3.4)$$

$$\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h \quad (3.5)$$

На практике, при отсутствии зон АВПД, АНПД, объектов стимуляции разломов, тектонических сдвигов и т.д. при глубине более 800-1000 м соблюдается условие 3.4 [34].

Кроме того, предполагается, что длина трещины меньше ее высоты [62, 86, 97], поэтому расчёт полудлины трещины производится по уравнению Геертсма и деКлерка [57, 82]:

$$x_f = 0,539 \cdot \left(\frac{q_i^3 E'}{\mu h_f^3} \right)^{1/6} \cdot t^{2/3} \quad (3.6)$$

где x_f – полудлина трещины, м; q_i – темп нагнетания жидкости в трещину, м³/с; μ – вязкость жидкости, сП; E' – модуль плоской деформации, Па; h_f – высота трещины, м; t – время закачки жидкости в трещину, с.

Минимальное горизонтальное напряжение, оказывающее противодействие давлению в трещине, находим по формуле Итона [57, 100]:

$$S_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (S_V - P_p) + P_p \quad (3.7)$$

где ν – коэффициент Пуассона; S_V – главное вертикальное напряжение, Па; P_p – поровое давление в пласте, Па.

В статическом режиме давление на стенки скважины создается за счёт гидростатического столба жидкости, однако при динамическом режиме буровой раствор может создавать избыточно-высокое давление на стенки скважины, что может спровоцировать образование трещин и поглощения. Поэтому для расчёта забойного давления P_w используется формула полного давления, учитывающая эквивалентную циркуляционную плотность бурового раствора:

$$P_w = \rho_{\text{экв}} g h \quad (3.8)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; h – глубина по вертикали, м; $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентная плотность бурового раствора, кг/м³, которая рассчитывается по формуле (3.9):

$$\rho_{\text{экв}} = \rho + \frac{\Delta P_{\text{ГД}}}{g h} \quad (3.9)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; $\Delta P_{\text{ГД}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве скважины на глубине h , МПа.

Согласно [33] $\Delta P_{\text{ГД}}$ можно найти следующим способом:

$$\Delta P = \frac{24}{Re} \frac{L}{D - d_{\text{н}}} \frac{\rho V^2}{2} \quad (3.10)$$

где L – длина интервала, м; D – диаметр скважины, м; d – наружный диаметр буровых труб, м; V – средняя скорость потока, м/мин; Re – число Рейнольдса для вязкопластичной жидкости, определяемое по формуле (3.11):

$$Re = \frac{V(D - d_{\text{н}})\rho}{\frac{\tau_0(D - d_{\text{н}})}{12V} + \eta_{\text{пл}}} \quad (3.11)$$

где τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига, Па; $\eta_{\text{пл}}$ – пластическая вязкость жидкости, сП.

Среднюю скорость потока V можно рассчитать следующим образом:

$$V = \frac{Q}{\frac{\pi(D^2 - d_n^2)}{4}} \quad (3.12)$$

где Q – подача бурового насоса, м³/мин.

После того, как ширина трещины известна, для определения требуемого объема кольматационной пачки находим объем трещины, представив ее в виде треугольной призмы:

$$V_F = \frac{1}{2} \cdot x_f \cdot w(x) \cdot h_f \quad (3.13)$$

где x_f – длина трещины от стенки скважины до конца трещины, м; $w(x)$ – ширина трещины на расстоянии x от центра скважины, м; h_f – высота трещины, м.

Отметим, что уравнение 3.6 справедливо для условий нулевой утечки, т.е. весь объем жидкости, закачанный в трещину, остается в ней. Однако можно описать фильтрацию промывочной жидкости в пласт с помощью уравнения Картера [88]:

$$q_l(\tau) = \frac{CA}{\sqrt{t - \tau}} \quad (3.14)$$

где $q_l(\tau)$ – скорость потери промывочной жидкости через стенки трещины, м³/мин; C – коэффициент утечки, м/мин^{1/2}; t – время закачки, мин; τ – время раскрытия трещины, мин; A – площадь вертикального поперечного сечения трещины, м², определяемая по формуле (3.15) [84]:

$$A = 2x_f h_f \quad (3.15)$$

В большинстве моделей, описывающих раскрытие трещин, существует проблема различных коэффициентов утечки, учитывающих потерю промывочной

жидкости. Для упрощения модели в уравнении 3.14 использовался коэффициент утечки C , описывающий ламинарный поток фильтрата в породе [88]:

$$C = 0,172 \sqrt{\frac{k(P_w - P_p)\phi}{\mu}} \quad (3.17)$$

где C – коэффициент утечки, м/мин^{1/2}; k – проницаемость горной породы, Д; P_w – давление внутри трещины, МПа; P_p – поровое давление, МПа; ϕ – пористость породы; μ – вязкость фильтруемой жидкости, сП.

Тогда уравнение (3.13) примет вид:

$$V_F = \frac{1}{2} \cdot x_f \cdot w(x) \cdot h_f + q_l \quad (3.19)$$

где q_l – объём потерянной промывочной жидкости через поверхность стенок трещины в процессе закачки, м³.

Таким образом, с помощью уравнения 3.3 можно определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и подобрать оптимальный фракционный состав кольматанта для создания плотной перемычки в трещине, а с помощью уравнения 3.19 необходимый объём кольматационной пачки для обеспечения оптимальной концентрации закупоривающего агента.

3.3 Определение входных параметров модели

3.3.1 Определение механических свойств горной породы

Для исследования упруго-деформационных характеристик горной породы возможно использование акустического метода определения скорости пробега упругих волн через образец керна, насыщенный моделью пластового флюида, в условиях обжима, моделирующего пластовое и горное давления. При исследовании горных пород особый интерес представляют два вида волн – продольные (частицы среды колеблются параллельно направлению распространения волны), и поперечные (частицы среды колеблются

перпендикулярно направлению распространения волны). Продольная волна представляет собой распространяющиеся в среде деформации растяжения-сжатия и связана со способностью различных сред сопротивляться изменению объёма. Поперечная волна представляет собой распространяющиеся в среде деформации сдвига и связана со способностью сред сопротивляться изменению формы.

Таким образом, зная соотношение скорости распространения упругих продольных и поперечных волн в образце исследуемого керна, можно определить упругие динамические характеристики горной породы, а именно: модуль Юнга или модуль продольной упругости и коэффициент Пуассона, выражающий отношение продольной и поперечной деформации, по следующим формулам [12,41,100]:

$$E = \frac{\delta V s^2 (3V p^2 - 4V s^2)}{(V p^2 - V s^2)} \quad (3.20)$$

$$\nu = \frac{V p^2 - 2V s^2}{2(V p^2 - V s^2)} \quad (3.21)$$

где E – модуль Юнга, Па; δ – плотность насыщенной породы, кг/м³; Vp – скорость продольных волн, м/с; Vs – скорость поперечных волн, м/с; ν – коэффициент Пуассона.

Отметим, что полученные значения являются динамическими и их нельзя использовать при моделировании трещинообразования, т.к. напряжения в залегающей породе находятся в статическом состоянии. Для перевода динамического значения модуля Юнга в статическое возможно использование следующей формулы [41]:

$$E_c = 0.6 + 0.16E_d + 0.01E_d^2 \quad (3.22)$$

где E_c – статический модуль Юнга; E_d – динамический модуль Юнга.

Для перевода динамического значения коэффициента Пуассона в статическое возможно применять прямую зависимость, т.к. отсутствует универсальная корреляция, выражающая данные величины:

$$\nu_c = \nu_d \quad (3.23)$$

где ν_c – статический коэффициент Пуассона; ν_d – динамический коэффициент Пуассона.

3.3.2 Определение горного давления

Для определения значения горного давления от вышележащей толщи горных пород возможно использование данных плотностного гамма-гамма каротажа (ГГКп). Данный каротаж основан на регистрации плотности потока гамма-излучения, рассеянного горной породой при ее облучении стационарным источником гамма-квантов. Регистрация рассеянных гамма-квантов происходит с помощью двух детекторов, отделенных свинцовой пластиной от источника и снабженных специальными коллиматорами, преобразовании их в потоки электрических импульсов, средние частоты следования которых связаны со значением плотности горных пород.

Таким образом, получив данные о плотности пород на различной глубине, можно рассчитать горное давление от вышележащей толщи горных пород по формуле:

$$S_z = \int_0^z \rho_{log}(z) g dz \quad (3.24)$$

где S_z – горное давление, Па; ρ_{log} – плотность горной породы по ГГКп, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; z – вертикальная глубина от устья до забоя, м.

Как правило, модуль ГГКп включается в стандартный набор оборудования для проведения каротажа во время бурения. Однако при его отсутствии

допускается использование данных для расчёта горного давления из геологической части проекта на строительство скважины.

3.3.3 Определение пористости горной породы

В данной работе рассмотрен вопрос измерения пористости горной породы непосредственно в скважине во время бурения с помощью данных гамма-гамма плотностного каротажа. Данный метод позволит получать актуальные данные т.к. все замеры происходят в скважинных условиях.

Объемную плотность горной породы можно выразить следующим уравнением [77, 94, 100]:

$$\rho = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_f \quad (3.25)$$

где ρ_{ma} – плотность скелета породы, г/см³; ρ_f – плотность пластового флюида, г/см³; ϕ – пористость.

Перегруппировав уравнение (3.25), получим выражение для пористости:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.26)$$

Плотность для скелета породы ρ_{ma} и пластового флюида ρ_f согласно данным [67, 76] приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Данные, используемые для расчёта пористости

	Плотность скелета породы, г/см ³	Плотность флюида, г/см ³
Песчаник	2,65	
Известняк	2,71	
Доломит	2,87	
Ангидрит	2,98	
Галит	2,04	
Уголь	~1,2	
Барит	4,09	
Газ		0,2
Нефть		~0,85
Вода		1,0-1,2

3.3.4 Определение порового давления

Для определения значения порового давления, применяемого в модели, будем использовать уравнение Ати [61, 100, 101], выражающее отношение между горным, поровым давлениями и пористостью:

$$\phi = \phi_0 e^{-\beta(S_v - P_p)} \quad (3.27)$$

где ϕ_0 – начальная пористость; β – постоянная величина (0,03), МПа⁻¹; S_v – горное давление, МПа; P_p – поровое давление, МПа.

Выразив из уравнения (3.27) поровое давление P_p , получим:

$$P_p = S_v - \left[\left(\ln \frac{\phi}{\phi_0} \right) / \beta \right] \quad (3.28)$$

Отметим, что уравнение (3.28) справедливо при наличии в разрезе зон повышенного порового давления, для нормальных условий залегания возможно использование формулы гидростатического давления:

$$P_p^{\text{гидр}} = \rho_v g h \quad (3.29)$$

где $P_p^{\text{гидр}}$ – гидростатическое поровое давление, МПа; ρ_v – плотность воды, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; h – вертикальная глубина от устья до забоя, м.

На рисунке 3.13 отображена принципиальная зависимость наличия зон АВПД на пористость и поровое давление.

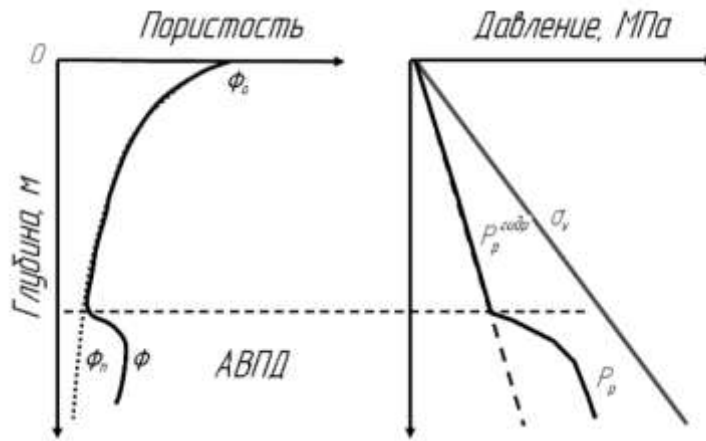


Рисунок 3.13 – Схематическое отображение зависимости пористости и порового давления

3.3.5 Определение минимального горизонтального напряжения

Минимальное горизонтальное напряжение является одним из важных параметров, влияющих на раскрытие и распространение трещины. Расчёт данного напряжения производится по формуле (3.7). Также возможно использование данных ГРП. Однако более точным методом определения S_h является прямой метод измерения в процессе проведения длительного теста на «разрыв» при бурении.

Данный метод заключается в следующем: после того как обсадная колонна спущена и зацементирована бурится короткий интервал (3-6 м) и при закрытом затрубном пространстве нагнетается буровой раствор с помощью цементировочных агрегатов с постоянным расходом жидкости. На устье фиксируется давление в линии манифольда через короткие промежутки времени и уровень закаченного раствора. По графику закачки (Рисунок 3.14) определяется давление в точке №1, где наблюдается явное отклонение от линейного повышения давления, которое эквивалентно минимальному горизонтальному напряжению (без учета гидростатического давления) [101].

Данный факт обусловлен тем, что заметное снижение давления в скважине не может происходить в системе при постоянной подаче без увеличения ее объема. Таким образом, трещина начинает образовываться после точки №1, когда преодолевается минимальное горизонтальное напряжение, смыкающее трещину.

Для определения S_h необходимо к давлению в точке №1 прибавить гидростатическое давление столба бурового раствора, участвующего в испытании. Далее регистрируется пиковое давление в точке №2, которое равняется давлению гидроразрыва пласта, т.к. трещина начинает распространяться и течение бурового раствора в трещину становится быстрее, чем подача насоса, следовательно, отмечается падение давления. Если продолжить закачку жидкости с постоянным расходом, то давление падает до постоянной величины в точке №3, которое называется давлением распространения трещины и, как правило, оно очень близко по значению с давлением раскрытия трещины (точка №1) [101].

В результате данного соответствия на практике, зачастую, производят этот метод только до регистрации давления в точке №1, а не полный тест на «разрыв» с достижением давления гидроразрыва пласта. После прекращения подачи жидкости в скважину регистрируется мгновенное давление остановки насосов в точке №4 и давление закрытия трещины в точке №5 (Рисунок 3.14).

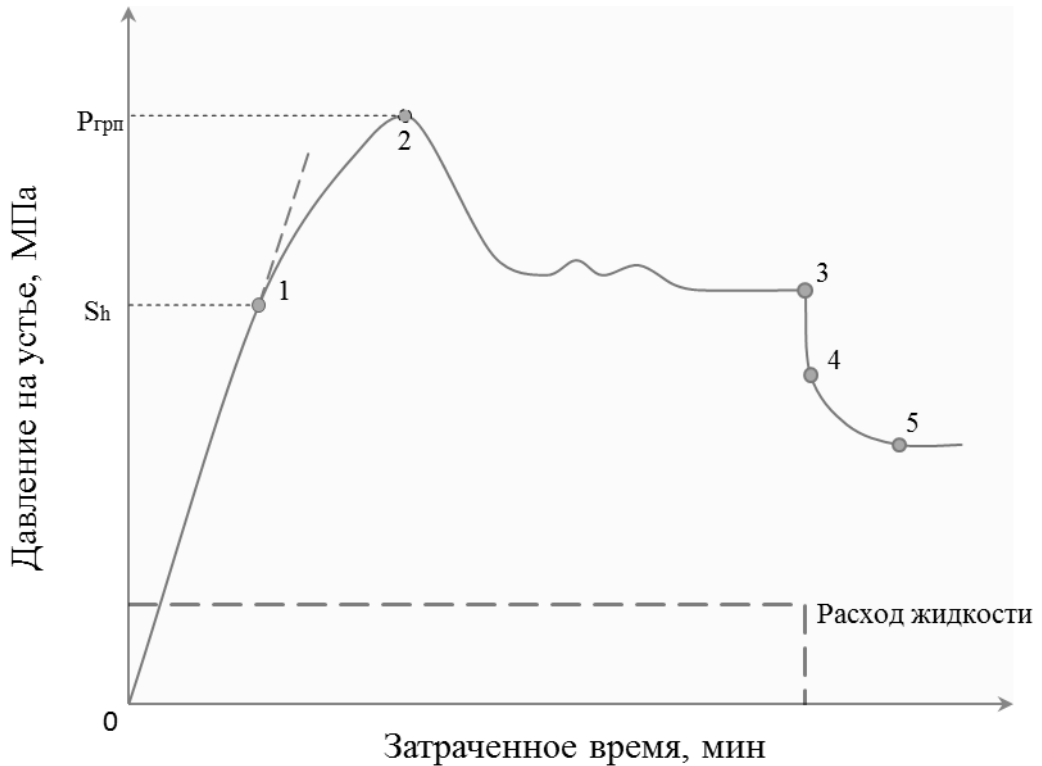


Рисунок 3.14 – Схематическое отображение метода определения минимального горизонтального напряжения и давления гидроразрыва пород

Отметим, что данная технология уже опробована на месторождениях Оренбургской области, причем на всем участке открытого ствола, а не только под башмаком обсадной колонны [9]. В результате проведенных испытаний были получены ценные данные о значениях минимального горизонтального напряжения по разрезу скважины, в том числе на участках поглощения бурового раствора.

Таким образом, данный способ определения S_h применим для пластов, склонных к поглощению бурового раствора и не требует привлечения специального оборудования, а получаемая уточненная информация по разрезу скважины позволяет подобрать оптимальные свойства бурового раствора и фракционный состав материалов для борьбы с поглощениями.

3.3.6 Определение проницаемости горной породы

Для определения проницаемости горной породы через ее пористость возможно использование уравнения (3.30) [70, 85, 101]:

$$k = \frac{d^2(\phi - \phi_p)^3}{72(1 - \phi + \phi_p)^2 \tau^2} \quad (3.30)$$

где d – размер зерен породы, м; ϕ – пористость; ϕ_p – фильтрационная пористость, учитывающая существование изолированных пор в породе не принимающих участие в фильтрации (от 0 до 0,05); τ – извилистость поровых каналов.

Данное уравнение служит для имитации экспериментальных результатов по определению проницаемости горной породы, но для его применения требуется наличие таких идеализированных параметров как размер зерен породы и извилистость поровых каналов, которые, как правило, не являются постоянными. Поэтому для получения информации о проницаемости породы лучше использовать результаты лабораторных испытаний на образцах керн.

Выводы по главе 3

1. При более удаленном расположении расклинивающего агента в трещине от стенки скважины кольцевые напряжения повышаются, а также уменьшаются растягивающие напряжения на конце трещины, что приводит к более сложному ее распространению.

2. Разработанная математическая модель, учитывающая механические свойства буримых горных пород, радиус скважины, эффективное давление и фильтрацию закачиваемой жидкости, позволяет определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и объем образованной трещины с учетом фильтрации промывочной жидкости в пласт.

3. Определен и описан необходимый набор входных параметров для применения в математической модели расчёта прогнозируемой трещины, включающий механические свойства горной породы, горное давление, пористость горной породы, поровое давление, минимальное горизонтальное напряжение и проницаемость горной породы.

ГЛАВА 4 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

4.1 Подготовка исходной информации

Определение механических и физико-емкостных свойств горных пород

Для определения механических свойств горных пород использовались керновые исследования ОАО «Газпромнефть». Изучение образцов керна длиной 30 мм и диаметром 30 мм проводилось статическим методом в гидравлической камере всестороннего обжима, где при циклическом нагружении линейное изменение длины образца фиксировалось индукционными датчиками (точность измерений 0,001 мм), а изменении объема порового пространства замерялось по объёму вытесненной жидкости (точность измерений 0,005 см³). Предел прочности образца при всестороннем сжатии определялся по показаниям манометров.

Статический модуль Юнга рассчитывался по следующей формуле:

$$E_{ст} = \frac{\Delta P}{\Delta e} \quad (4.1)$$

где Δe – изменение длины образца, определяемое по формуле (4.2); ΔP – изменение давления, определяемое по формуле (4.3).

$$e = \frac{\Delta l}{l} \quad (4.2)$$

$$\Delta P = P_{max} - P_{min} \quad (4.3)$$

Из скважины №5332 Вынгапуровского месторождения была отобрана коллекция из 5 образцов. Все образцы изучались следующим образом:

- первая часть эксперимента проходит в области эффективного напряжения $P_{эф}$, значение которого изменяется от $P_{эф} = P_{атм}$ до $P_{эф} = P_{гор} - 0,85 \cdot P_{пл}$ (соответствуя глубине залегания) с заходом в область понижения пластового давления на 5 МПа;

- вторая начинается с переходом в область с повышенным значением эффективного напряжения, которое соответствует понижению пластового давления на 5 – 20 МПа;
- третья часть эксперимента начинается после стабилизации процесса во второй области с нового этапа повышения эффективного напряжения до превышения предела прочности образца.

Такая трехэтапная постановка эксперимента позволяет исследовать в первой части - упругие и емкостные характеристики образца в условиях близких пластовым, во второй – пластические деформации и характер изменения упругих и емкостных параметров в заданной области, в третьей - прочностные характеристики. Длительность эксперимента для каждого образца составляет 7 суток.

В таблице 4.1 приведены результаты исследования, которые требуется для расчёта рассматриваемой модели. На рисунке 4.1 представлены фото образцов керна.

Таблица 4.1 – Свойства горной породы для Вынгапуровского месторождения

Номер образца	Глубина взятия, м	Литология	Плотность, кг/м ³	Проницаемость, мД	Пористость в пластовых условиях, %	Статический модуль Юнга (E), 10 ⁹ Па	Коэффициент Пуассона (ν)
46-06п	2802,32	Алевролит песчаный	2210	0,2	15,67	26,2	0,143
73-06п	2809,5	Песчаник	2140	21,0	18,25	39,2	0,151
26-06п	2794,7	Песчаник алевритистый	2190	2,8	16,30	27,2	0,140
70-06п	2809,11	Песчаник	2150	23,0	18,10	30,1	0,159
103-06п	2815,97	Песчаник	2110	125,0	19,17	28,2	0,147

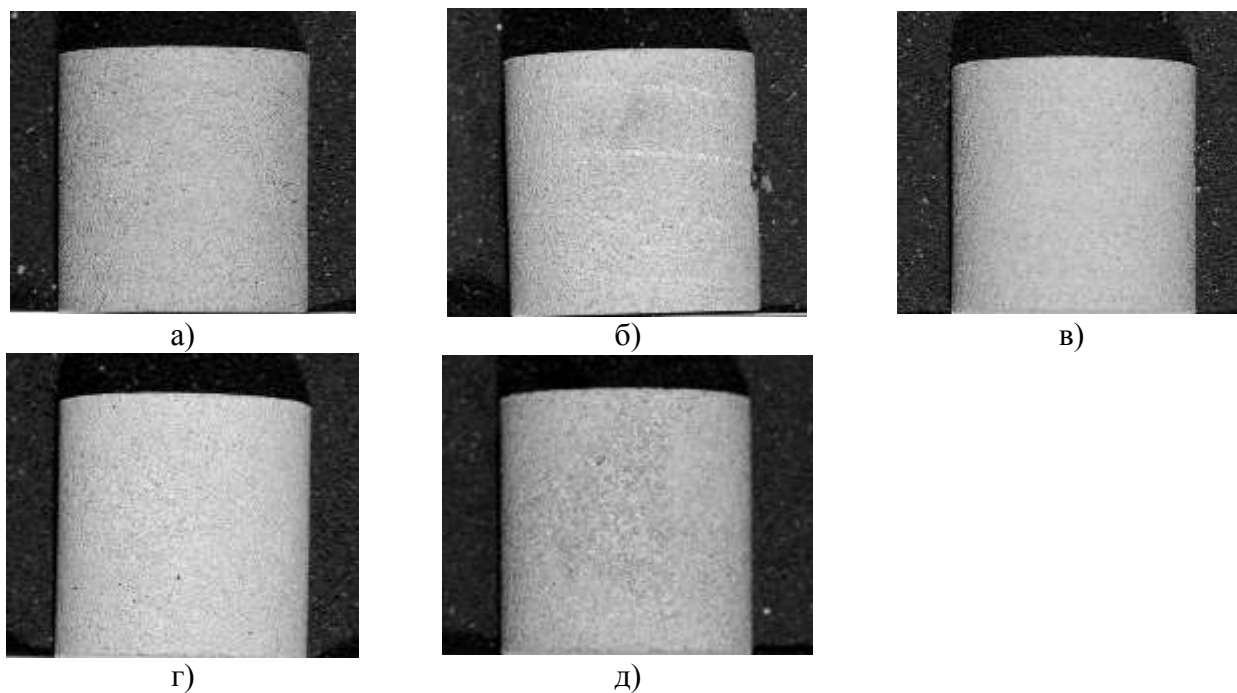


Рисунок 4.1 – Фотография образцов керна Вынгапуровского месторождения: а – 46-06п; б – 73-06п; в – 26-06п; г – 70-06п; д – 103-06п

Расчёт горного давления

В соответствии с рассмотренным вопросом в подразделе 3.3.2 для расчёта горного давления будет использоваться данные гамма-гамма плотностного каротажа Вынгапуровского месторождения (Рисунок 4.2).

Для проведения анализа были рассмотрены данные ГГКп по двум скважинам Вынгапуровского месторождения: №1737 и №2686 с использованием программы MS Excel. Для получения более точного значения горного давления определялась мощность каждого интервала, сложенного определенным видом пород, затем значение плотности на этом интервале усреднялось и по формуле (3.24) рассчитывалось горное давление на каждом интервале. Полученные данные суммировались и определялось уточненное значение горного давления для интересующей нас глубины (Рисунок 4.4). Для скважины №1737 горное давление на глубине 2779 м равнялось 62,7 МПа, а для скважины №2686 - 62,3 МПа. С учетом усредненного значения 62,5 МПа для глубины 2825 м горное давление составило 63,5 МПа.

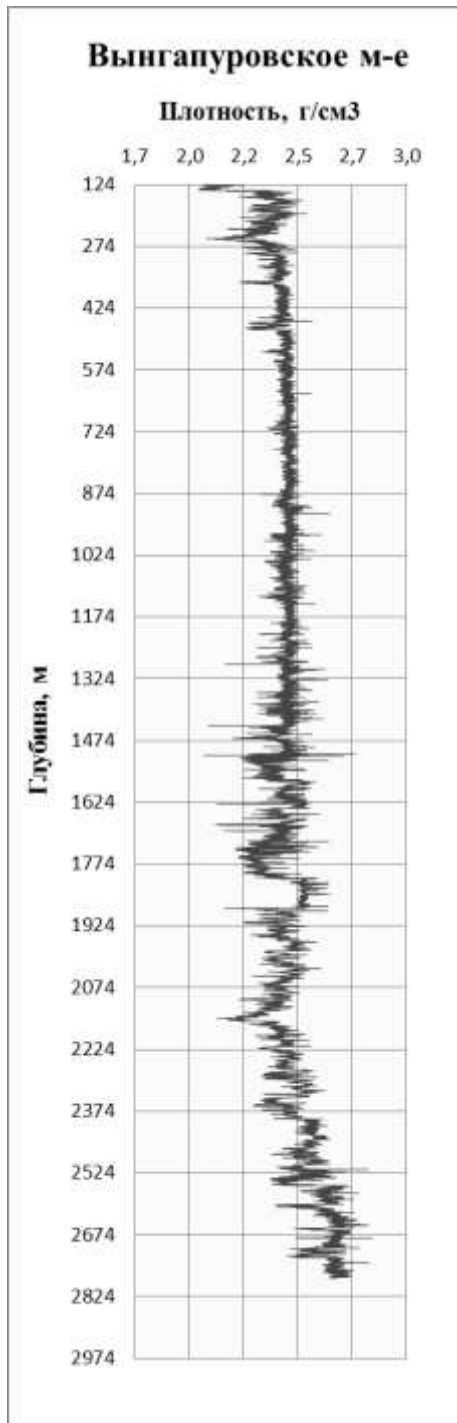


Рисунок 4.2 – Изменение плотности породы по литологическому разрезу скважины

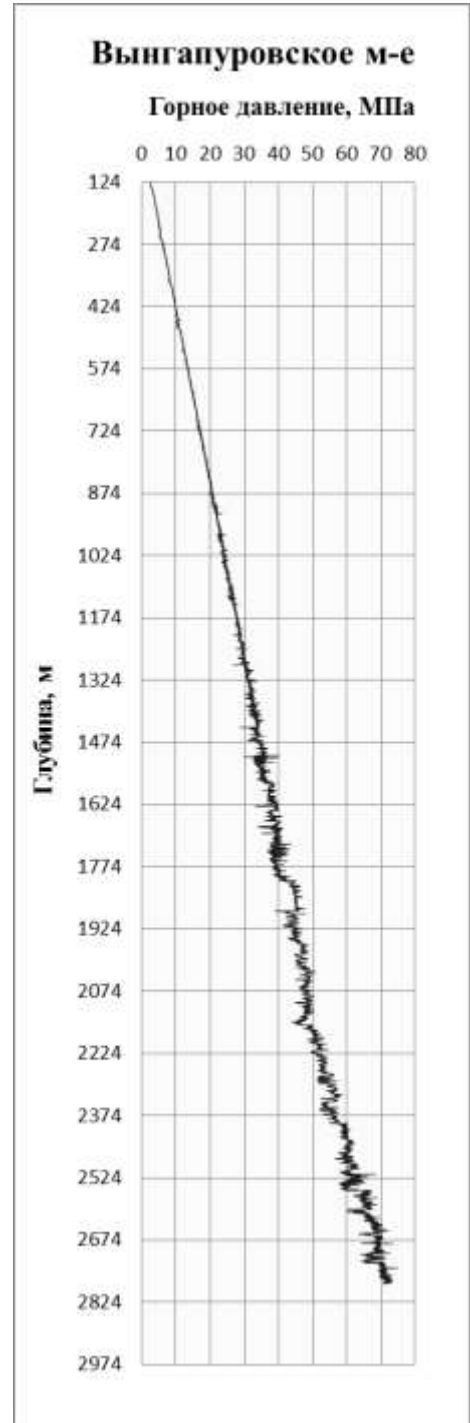


Рисунок 4.3 – Изменение горного давления в зависимости от глубины

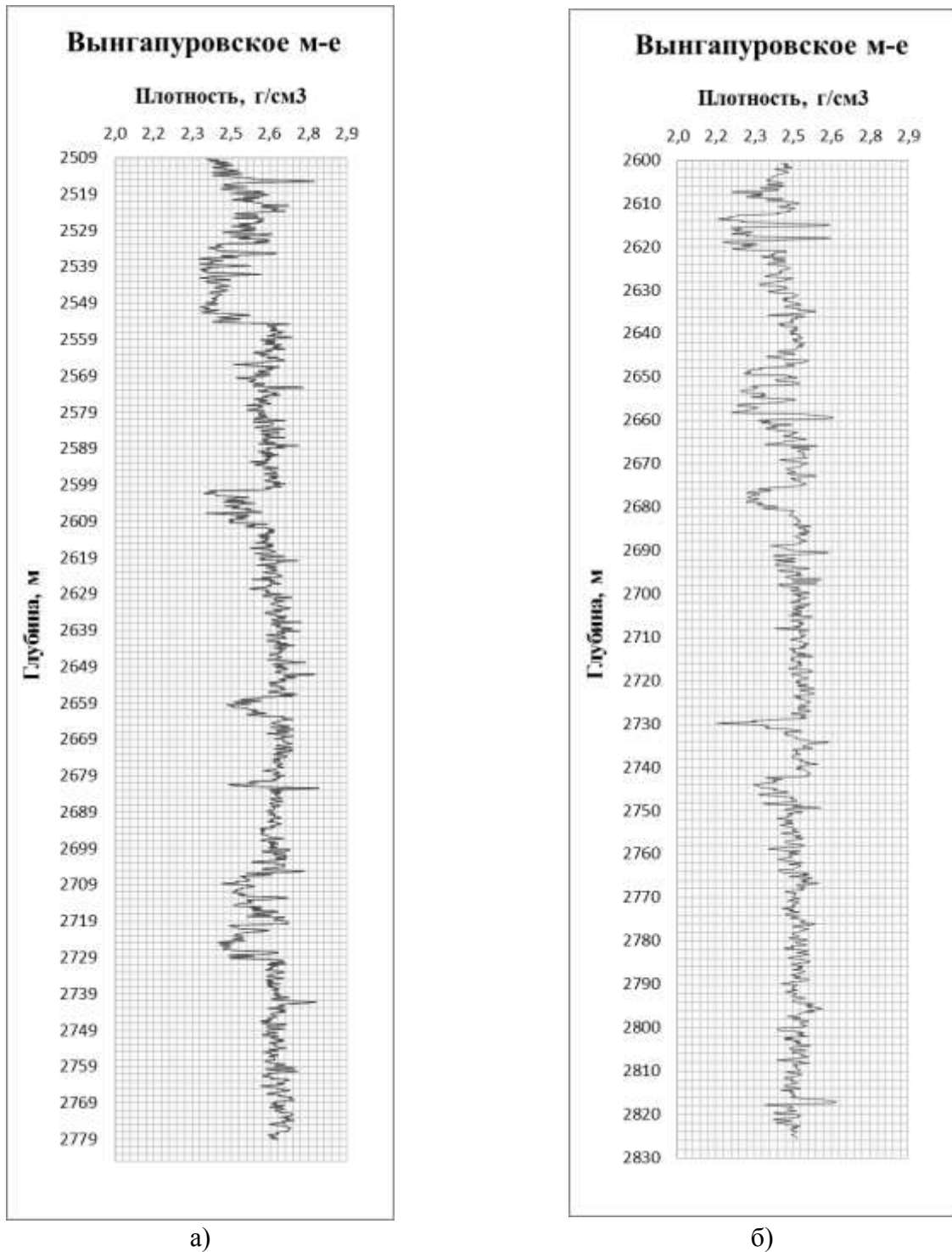


Рисунок 4.4 – Данные гамма-гамма плотностного каротажа по двум скважинам Вынгапуровского месторождения: а – №1737; б – №2686

Определение порового давления

С учетом опыта бурения скважин на Вынгапуровской площади и отсутствии зон АВПД поровое давление было рассчитано по формуле (3.29) для нормальных условий залегания горных пород:

$$P_p = \rho_v g h = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2779 = 27,3 \text{ МПа}$$

Определение минимального горизонтального напряжения

Расчёт значения минимального горизонтального напряжения производится с помощью уравнения Итона (3.7):

$$S_h = \frac{0,143}{1 - 0,143} (62,5 - 27,3) + 27,3 = 33,2 \text{ МПа}$$

Однако даже сам автор данного метода отмечал, что при наличии данных тестов на гидроразрыв пород, необходимо уточнять значения формулы (3.7) и принимать полученное значение минимального горизонтального напряжения для дальнейших расчётов [101]. Поэтому для определения минимального горизонтального напряжения был проведен анализ по данным ГРП четырех скважин Вынгапуровского месторождения: №4961, №4981, №2510, №2511.

В подразделе 3.3.5 был рассмотрен вопрос по определению минимального горизонтального напряжения из результатов проведения длительного теста на «разрыв» при бурении. Для получения уточненных данных перед проведением основного ГРП проводится аналогичный тест мини-ГРП. На рисунках 4.5-4.8 отображены графики изменения основных показателей при проведении мини-ГРП.



Рисунок 4.5 – График мини-ГРП на скважине №4961 Вынгапуровского месторождения

ГРАФИК ЗАКАЧКИ ИНФОРМАЦИОННОГО ГРП
Мини ГРП

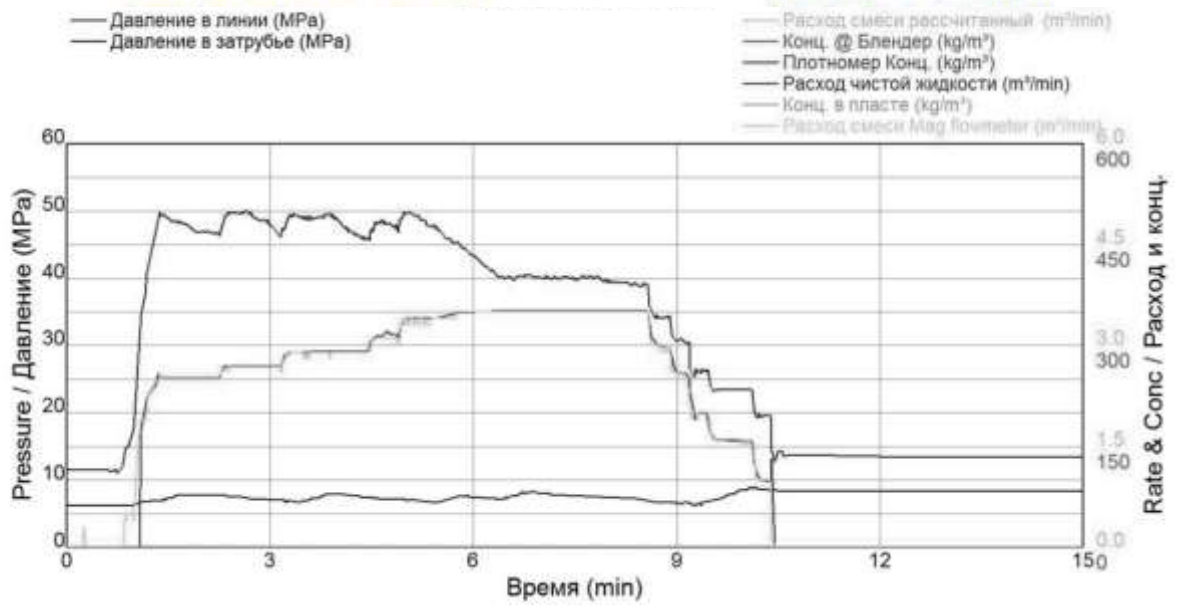


Рисунок 4.6 – График мини-ГРП на скважине №4981 Вынгапуровского месторождения

ГРАФИК ЗАКАЧКИ ИНФОРМАЦИОННОГО ГРП
Мини ГРП

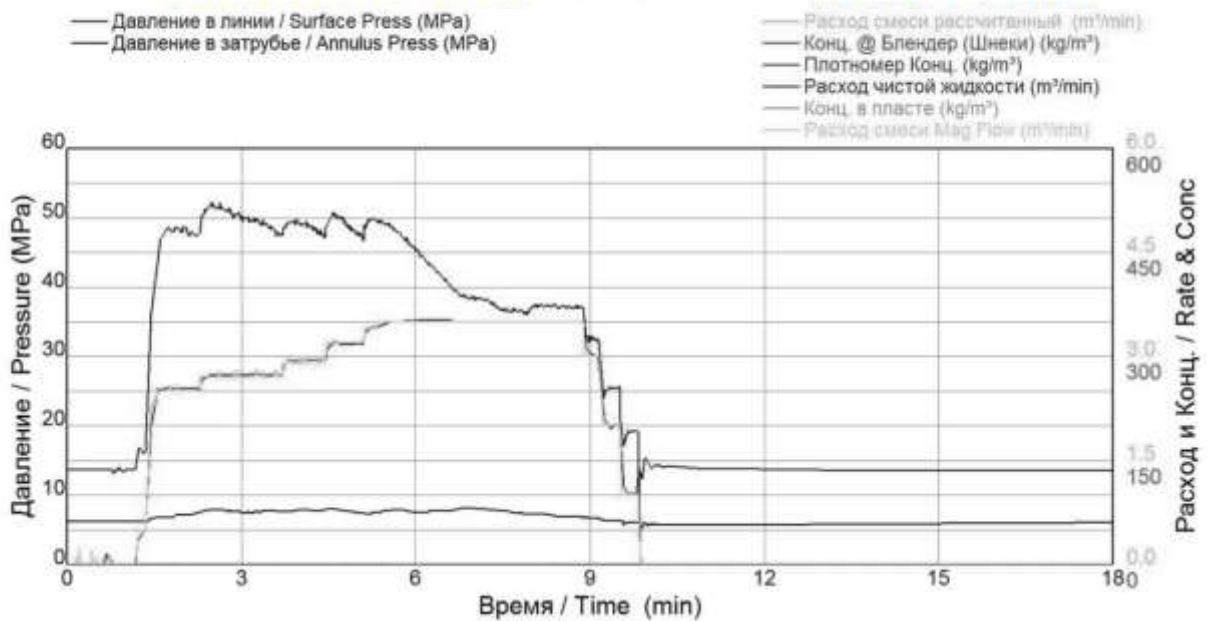


Рисунок 4.7 – График мини-ГРП на скважине №2510 Вынгапуровского месторождения



Рисунок 4.8 – График мини-ГРП на скважине №2511 Вынгапуровского месторождения

В результате анализа полученных данных было установлено, что минимальное горизонтальное напряжение с учетом гидростатического давления изменяется в пределах 38,8-39,8 МПа. Для дальнейших расчётов было принято усредненное значение, которое равнялось 39,4 МПа.

Таким образом, погрешность между расчётным и фактическим значением минимального горизонтального напряжения составила около 18,8%.

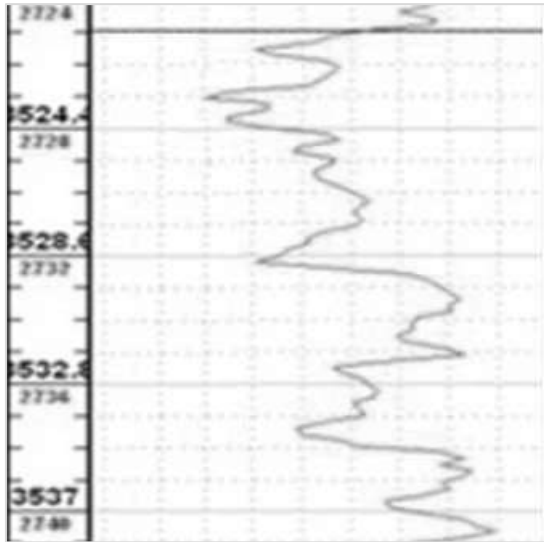
Сводные данные по результатам мини-ГРП скважин №4961, №4981, №2510, №2511 Вынгапуровского месторождения представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Сводные данные по результатам мини-ГРП Вынгапуровского месторождения

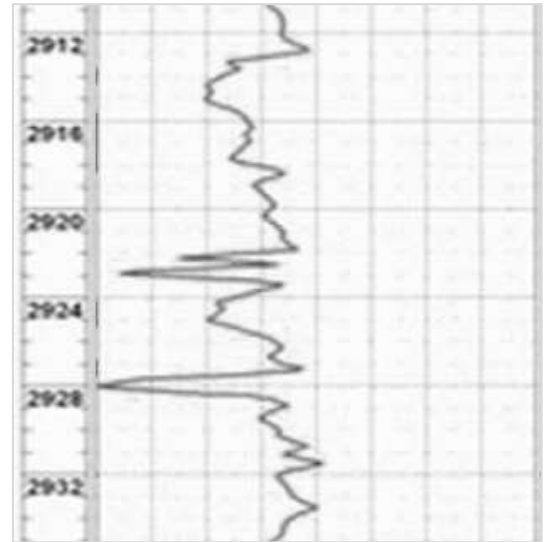
Параметры	Скважина			
	4961	4981	2510	2511
Давление смыкания (без учета гидростатического давления), МПа	11,51	13,5	10,5	12,6
Давление в момент остановки закачки (без учета гидростатического давления), МПа	15,9	13,6	14,0	13,3
Минимальное горизонтальное напряжение (с учетом гидростатического давления), МПа	39,8	39,7	39,1	38,8

Определение мощности пласта

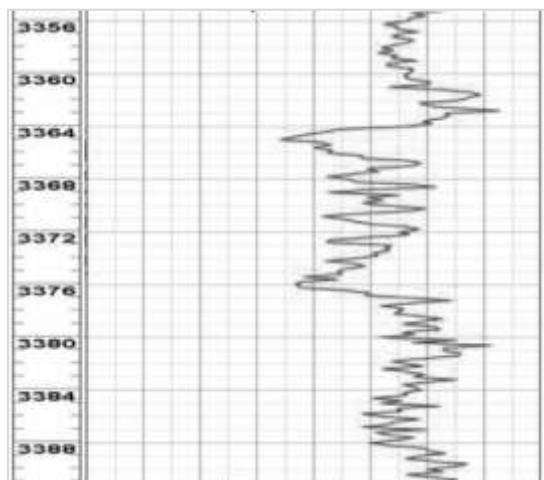
Для определения мощности испытываемого пласта были использованы данные гамма каротажа скважин №4961, №4981, №2510, №2511 Вынгапуровского месторождения, представленные на рисунке 4.9.



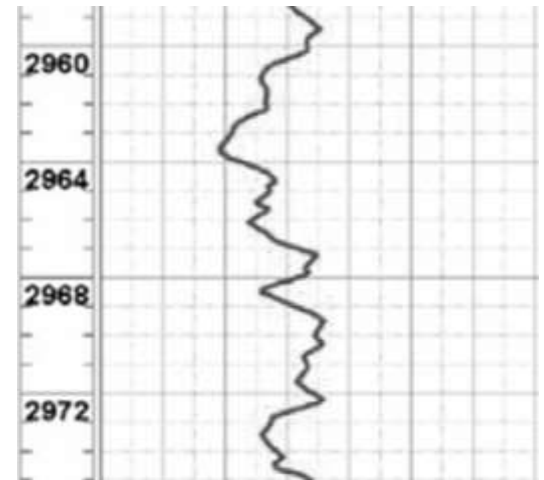
а) 3520-3537 м



б) 2913-2929 м



в) 3364-3377 м



г) 2960-2975 м

Рисунок 4.9 – Интервал залегания испытываемого пласта по данным гамма каротажа для скважин: а – №4981; б – №2510; в – №4961; г – №2511

В соответствии с полученными данными средняя высота пласта была принята равной 15,3 м.

4.2 Применение математической модели

Определение геометрии трещины и выбор оптимального вязкоупругого состава для её кольматации

С помощью разработанной математической модели возможно оценить уровень раскрытия созданной трещины, определить ее длину и рассчитать требуемый объем заполняющего вязкоупругого состава с учетом проникновения фильтра из трещины в горную породу. Выходные данные математической модели используются для подбора фракционного состава кольматанта, который обеспечит качественное закупоривание трещины. Основываясь на результатах моделирования методом конечных элементов, данная кольматация позволяет повысить кольцевые напряжения на стенке скважины, что приводит к укреплению горной породы.

Далее представлен пример численного расчёта данной модели на скважине Вынгапуровского месторождения с учетом различных свойств горной породы, указанных в таблице 4.1.

1) Рассчитаем полудлину трещины, используя формулу (3.6). Темп нагнетания жидкости в трещину, исходя из анализа данных мини-ГРП для скважин №4961, №4981, №2510, №2511 (Рисунки 4.5 – 4.8) составил $0,049 \text{ м}^3/\text{с}$, а время образование трещины – 50 с. Модуль плоской деформации рассчитан по формуле (3.2) с учетом механических свойств образца керна №46-06п. Вязкость закачиваемой жидкости задана на основе разработанных вязкоупругих составов и равняется 26 сП (таблица 2.8).

$$x_f = 0,539 \cdot \left(\frac{0,049^3 \cdot 27}{26 \cdot 15,3^3} \right)^{\frac{1}{6}} \cdot 50^{\frac{2}{3}} = 13,17 \text{ м}$$

2) С помощью формулы (3.8) определим полное забойное давление, предварительно рассчитав эквивалентную плотность бурового раствора по формуле (3.9). Предполагается, что бурение секции ведется долотом диаметром

220,7 мм, бурильных труб с наружным диаметром 127 мм и толщиной стенки 9,19 мм. Вертикальная глубина определена исходя из глубины взятия образца №46-06п (таблица 4.1). Реологические параметры раствора использованы на основе разработанных вязкоупругих составов (таблица 2.8).

$$V = \frac{3,5}{\frac{\pi(0,2207^2 - 0,127^2)}{4}} = 114,9 \text{ м}^3/\text{мин}$$

$$Re = \frac{114,9 \cdot (0,2207 - 0,127) \cdot 1020}{\frac{8,6 \cdot (0,2207 - 0,127)}{12 \cdot 114,9} + 0,026} = 413071,6$$

$$\Delta P = \frac{24}{413071,6} \cdot \frac{2802,32}{0,2207 - 0,127} \cdot \frac{1020 \cdot 114,9^2}{2} = 11699318,3 \text{ Па}$$

$$\rho_{\text{экв}} = 1020 + \frac{11699318,3}{9,81 \cdot 2802,32} = 1446 \text{ кг/м}^3$$

$$P_w = 1446 \cdot 9,81 \cdot 2802,32 = 39,7 \text{ МПа}$$

3) Используя уравнение (3.3), определим максимальный уровень раскрытия трещины у стенки скважины с учетом максимального горизонтального напряжения, полного забойного давления и расчётной длины трещины:

$$w(0,11035) = \frac{4 \cdot (1 - 0,143^2)}{26,2} (39,7 - 39,4) \sqrt{(13,17 + 0,11035)^2 - 0,11035^2} = 0,66 \text{ мм}$$

4) Для определения объема трещины по формуле (3.19) произведем расчёт отфильтрованной промывочной жидкости через поверхность стенок трещины в процессе закачки. Физико-емкостные свойства горной породы выбраны для образца керна 46-06п, время закачки задается равное 5 мин.

$$C = 0,172 \sqrt{\frac{0,0002 \cdot (39,7 - 27,3) \cdot 0,1567}{26}} = 0,0007 \text{ м/мин}^{1/2}$$

$$q_l(\tau) = \frac{0,0007 \cdot 401,8}{\sqrt{5 - 0,83}} = 0,13 \text{ м}^3/\text{мин}$$

$$q_l = 0,13 \cdot 0,83 = 0,11 \text{ м}^3$$

$$V_F = \frac{1}{2} \cdot 13,17 \cdot 0,66 \cdot 15,3 + 0,11 = 0,18 \text{ м}^3$$

Т.к. в процессе закачки образуется две трещины вдоль действия максимального горизонтального напряжения, то рассчитанный объем одной трещины удваивается [101]:

$$V_{\text{общий}} = 2 \cdot 0,18 = 0,35 \text{ м}^3$$

5) Исходя из результатов моделирования в подразделе 3.1, с помощью уравнения (3.3) определим уровень раскрытия трещины на расстоянии 6,6 м от стенки скважины с целью подбора фракционного состава кольматанта для создания пробки в середине трещины.

$$w(6,6) = \frac{4 \cdot (1 - 0,143^2)}{26,2} (39,7 - 39,4) \sqrt{(13,17 + 0,11035)^2 - 6,6^2} = 0,57 \text{ мм}$$

Далее производится подбор фракционного состава кольматанта таким образом, чтобы размер его частиц соответствовал размеру раскрытия трещины. В данном случае, он должен составлять не менее 570 мкм с 90% вероятностью распределения данных частиц во всем объеме кольматанта.

Аналогичным способом производится расчёт для остальных образцов керна Вынгапуровского месторождения, свойства которых указаны в таблице 4.1. Результаты данных расчётов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Сводные данные по результатам расчётов модели для разных образцов керна

Номер образца	x_f , м	$\rho_{\text{ЭКВ}}$, кг/м ³	P_w , МПа	C , м/мин ^{1/2}	q_l , м ³	V_F , м ³	$V_{\text{общий}}$, м ³	$w(x)$, м	Размер частиц кольматанта, мкм
46-06п	13,17	1446	39,7	0,0007	0,11	0,18	0,35	0,57	570
73-06п	14,07	1446	39,8	0,01	1,3	1,37	2,73	0,53	530
26-06п	13,23	1446	39,6	0,003	0,4	0,46	0,92	0,37	370
70-06п	13,47	1446	39,8	0,008	1,3	1,38	2,75	0,65	650
103-06п	13,32	1446	39,9	0,019	3,1	3,19	6,37	0,85	850

В качестве кольматанта возможно использование карбоната кальция, преимущества которого описаны в главе 2. Время прокачки отверждаемой вязкоупругой пачки рассчитывается по формуле (4.4):

$$t = \frac{V}{Q} \quad (4.4)$$

где Q – темп нагнетания жидкости, м³/мин; V – объем трубного пространства, м³, определяемого по формуле (4.5):

$$V = \frac{\pi d^2}{4} \cdot L \quad (4.5)$$

где d – внутренний диаметр труб, м; L – длина колонны труб, м.

Так, для пласта, залегающего на глубине 2802,3 м (образец керна 46-06п), закачка вязкоупругой пачки через бурильные трубы с наружным диаметром 127 мм и толщиной стенки 9,19 мм при расходе насоса в 2,9 м³/мин составит:

$$t = \frac{25,97}{2,9} = 8,8 \text{ мин}$$

Время приготовления ВУС объемом 0,35 м³ принимается равным 10 мин, а время нагнетания в трещину – 5 мин, в рассмотренном в подразделе 2.4 процессе закачки ВУС под давлением время нахождения скважины под избыточным давлением составляет 30 мин. Таким образом, общее время составит:

$$T = 8,8 + 10 + 5 + 30 = 53,8 \text{ мин}$$

Для подбора основных компонентов отверждаемого ВУС воспользуемся формулой (2.1), рассчитанной в подразделе 2.5. Для заданного времени отверждения вязкоупругого состава в 53,8 мин необходимо, чтобы концентрация ПАА PRAESTOL 2540 была равна 0,2%, а количество хлорид хрома – 0,95 частей от количества ПАА. Тогда расчётное время отверждения будет равно 54 мин, что удовлетворяет нашим требованиям.

Вывод. С помощью разработанной математической модели и фактических значений свойств горных пород для различных образцов керна Вынгапуровского месторождения возможно подобрать фракционный состав кольматанта, концентрацию ПАА и отвердителя для его лучшей фиксации в трещине и повышения давления поглощения рассматриваемого пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-исследовательскую работу, в которой содержится новое решение актуальной научно-производственной задачи по повышению устойчивости ствола скважины к обвалообразованию и поглощению бурового раствора в процессе бурения.

Основные научные и практические результаты диссертационной работы заключаются в следующем:

1. Проведенный анализ современных применяемых технологий и материалов в области предотвращения поглощений бурового раствора и обвалов стенок скважин показал, что повышение качества бурения скважин, за счёт предотвращения обвалов и поглощений бурового раствора возможно путем разработки эффективных вязкоупругих смесей с наполнителем-кольматантом и их отверждением в трещинах.

2. Исследование различных теорий по подбору фракционного состава кольматанта и его влияния на закупоривание трещин в скважине показали, что наименьшее значение фильтрации достигается путем подбора кольматанта с широким диапазоном распределения частиц, а максимальное проникновение кольматанта в трещину достигается при его динамической закачке.

3. Разработанные вязкоупругие составы на основе полиакриламида при концентрации от 0,2 до 1% и отвердителя в количестве 1-100 частей, позволяют подобрать оптимальное время отверждения, которое бы превышало время прокачки кольматационной пачки в составе твердеющего ВУС в поглощающий интервал скважины.

4. Расчётное полиномиальное уравнение позволяет подобрать концентрацию ПАА марки PRAESTOL 2540 и CrCl_3 в зависимости от требуемого времени отверждения в составе ВУС на основе бурового раствора.

5. Исследование процесса раскрытия трещины в скважине, с применением метода конечных элементов, показало, что при более удаленном расположении расклинивающего агента трещина обладает меньшей вероятностью

раскрыться в ширину за счёт увеличенных напряжений закрывающих трещину, и развиться в длину из-за уменьшенных растягивающих напряжений на конце трещины.

6. Определен необходимый набор исходной информации для расчёта прогнозируемой трещины, включающий механические свойства горной породы, горное давление, пористость горной породы, поровое давление, минимальное горизонтальное напряжение и проницаемость горной породы.

7. Разработанная математическая модель, учитывающая механические свойства буримых горных пород, радиус скважины, эффективное давление и фильтрацию закачиваемой жидкости, позволяет определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и объем образованной трещины с учетом фильтрации промывочной жидкости в пласт.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агабальянц Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения. – М.: Недра, 1982. –184 с.
2. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.: Недра, 1988. –135 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. –632 с.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. –424 с.: ил.
5. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. –1007 с.
6. Булатов А.И. Технология промывки скважин / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. –301 с.
7. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. –352 с.
8. Вадецкий Ю.В. Справочник бурильщика: Учеб. пособие для нач. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. –416 с.
9. Воронин А.А. Прогнозирование поглощений бурового раствора путем поинтервальной опрессовки ствола скважины // Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». №38. 2015. С.28-31.
10. Ганджумян Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калини, Б.А. Никитин. – М.: Недра, 2000. –429 с.
11. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г.С. Дарли. – М.: Недра, 1985. –509 с.
12. Гутенберг Б. Физика земных недр. – Москва: Издательство иностранной литературы, 1963. –263 с.

13. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении. – М.: Недра, 1976. –200 с.
14. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Милейко А.А. Теории подбора фракционного состава кольматанта // Бурение и нефть. 2011. №6. С.16-18.
15. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин (курс лекций): Учебник / Российский государственный геологоразведочный университет – М.: Изд. центр «ЛитНефтеГаз», 2008. –848 с.
16. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин / Под ред. проф. А.Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. –808 с.: ил.
17. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. –392 с.
18. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Анализ применяемых систем и рецептур буровых растворов для бурения интервала майкопских глин. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». 2015. С.74-81.
19. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Анализ промыслового материала с целью подбора промывочной жидкости для вскрытия неустойчивых пород. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». 2014. С.87-91.
20. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Анализ фактически пробуренных скважин и подбор оптимального бурового раствора для вскрытия нестабильных отложений. // Межотраслевой институт «Наука и образование» Выпуск 6. 2014. С.104-107.
21. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Выбор эффективного бурового раствора для бурения фаменского яруса. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «НАУКА СЕГОДНЯ» Часть 1. 2014. С.86-88.

22. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Исследование образцов горных пород с целью выбора бурового раствора для бурения неустойчивых отложений. // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Научные аспекты глобализационных процессов». 2014. С.92-96.

23. Липатов А.В., Живаева В.В., Ибятуллин И.М. Исследование пластичных майкопских глин с целью подбора эффективной промывочной жидкости для бурения осложненного интервала. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2015. №4. С.11-13.

24. Липатов А.В. Математическая модель раскрытия трещины в процессе упрочнения ствола скважины. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». 2016. С.258-264.

25. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. План исследования устойчивости глинистых отложений в различных дисперсионных средах. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «НАУКА СЕГОДНЯ» Часть 1. 2014. С.80-81.

26. Липатов А.В., Живаева В.В., Ибятуллин И.М. Подбор кольматанта и способа его закачки для упрочнения стенок скважины методом повышения кольцевых напряжений. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2016. №3. С.28-31.

27. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Постановка эксперимента для определения устойчивости глин в различных дисперсионных средах. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». 2014. С.95-97.

28. Липатов А.В., Живаева В.В. Разработка вязкоупругих отверждаемых составов на основе полимерных буровых растворов. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». 2016. С.265-269.

29. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Составление плана эксперимента с целью определения устойчивости глинистых отложений в различных

дисперсионных средах. // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Научные аспекты глобализационных процессов». 2014. С.91-92.

30. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Упрочнение стенок скважины методом повышения околоскважинных напряжений. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». 2015. С.93-99.

31. Логинов Б.Г., Блажевич В.А. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1966. –148 с.

32. Мавлютов М.Р. Технология бурения глубоких скважин. Учебное пособие для вузов / М.Р. Мавлютов и др.; Под общ. ред. проф. М.Р. Мавлютова – М.: Недра, 1982. –287 с.

33. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. / Пер. В.И. Балабана; Под ред. А.И. Литвинова. – М.: Недра, 1986. –536 с.

34. Малышев С.В. Разработка технологии гидроразрыва пласта в газовых скважинах // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / ООО «ВНИИГАЗ». Москва, 2009. –20с.

35. Митчелл М. Безаварийное бурение: курс лекций к тренингу // Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк., 2001. –334 с.: ил.

36. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979. –239 с.

37. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учеб. Пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.

38. Оловянный А.Г. Механика горных пород. Моделирование разрушений. – СПб.: ООО «Издательско-полиграфическая компания «Коста», 2012. –280 с.

39. Олфорд Д., Блайт М., Толлефсен Э. и др. Акустический каротаж в процессе бурения: получение данных методом поперечных волн // Нефтегазовое обозрение Schlumberger. 2012. Весна. С.4-19.

40. Подгорнов Ю.М. Эксплуатационное и разведочное бурение на нефть и газ. – М.: Недра, 1988. –325 с.
41. Подъячев А.А. Обоснование и разработка математической модели оценки устойчивости ствола наклонно направленных и горизонтальных скважин: дис. на соискание уч. степ. к.т.н. (25.00.15) / СПб, 2015. –101 с.
42. Попов А.Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов / А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. –509 с.: ил.
43. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении: Учебное пособие для профтехобразования. – М.: Недра, 1987. –237 с.
44. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин: Пер. с англ. / Пер. В.Г. Григулецкого, Ю. М. Кисельмана; Под ред. В.Г. Григулецкого. – М.: Недра, 1989. –413 с.: ил.
45. Руппенейт К.В., Либерман Ю.М. «Введение в механику горных пород» – М.:Госгортехиздат, 1960. –356 с.
46. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М.: Недра, 1990. –230 с.: ил
47. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. – М.: Недра, 1979. – 215 с.
48. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись», 2005. –664 с.
49. Серeda Н.Г., Бурение нефтяных и газовых скважин / Н.Г. Серeda, Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1974. –456 с.
50. Серeda Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика: Справочник. – М.: Недра, 1986. –325 с.
51. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебник для вузов. / 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. –208 с.

52. Уляшева Н.М. Технология буровых жидкостей: учеб. пособие; в 2 ч.; ч. 1 / Ухта: УГТУ, 2008. –164 с.
53. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1986. –165с.
54. Харитонов А.Б., Че Р., Куликов С., Ганеев И. Технология за круглым столом: Поглощения бурового раствора [Электронный ресурс] // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. 2016. № 44. С.54-70. – Режим доступа: https://issuu.com/rogtecmagazine/docs/issue_44_rogtec_low_res/53?e=1064463/35070350
55. Хусен Акбар Али А., Браун Т., Дельгадо Р. и др. Моделирование механических свойств геологической среды как средство расшифровки напряжений в горных породах // Нефтегазовое обозрение Schlumberger. 2005. Осень. С.4-23.
56. Шарова О.Ю., Галиев А.Ф., Самыскин А.В. и др. Методики подбора комплексных сухих смесей кольматантов для предупреждения и ликвидации зон осложнений // Территория Нефтегаз. №5. 2012. С.34-37.
57. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой / М. Экономидес, Р. Олайни, П. Валько; Перевод М.Углов. – М.: ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. –316с.
58. Юнин Е.К. Введение в механику глубокого бурения: Учебное пособие. / Ухта: УГТУ, 2003. –120 с.: ил
59. Ясов В.Г., Мысляк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. –334 с.: ил.
60. Abaqus: применение комплекса в инженерных задачах. – М.: ТЕСИС, 2008. –99 с.
61. Athy, L. F. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks // American Association of Petroleum Geologists. 1930. January. P.1-24.

62. Barree, R.D. A Practical Numerical Simulator for Three-Dimensional Hydraulic Fracture Propagation in Heterogeneous Media // SPE 12273 / SPE Reservoir Simulation Symposium, 15-18 November, San Francisco, California. 1983. –12 p.
63. Brady B., Elbel J., Mack M. et al. Cracking rock: progress in fracture treatment design // Oilfield Review Schlumberger. 1992. October. P.4-17.
64. Carter R.D. Appendix I. Derivation of the General Equation for Estimating the Extent of the Fractured Area // Drilling and Production Practice / Eds. G.C. Howard, C.R. Fast. N.Y., 1957. P. 261–270.
65. Cook J., Growcock F., Guo Q. et al. Stabilizing the wellbore to prevent lost circulation // Oilfield Review Schlumberger. 2012. Winter. P.26-35.
66. Daines S.R. Prediction of fracture pressures for wildcat wells. / SPE 9254 // Journal of Petroleum Technology. V.34. 1982. P.863-872.
67. Darwin E. Formation Porosity Estimation from Density Logs // Petrophysics, V.44, N.5. September-October 2003. P.306-316.
68. Diaz H., Miska S., Takach N., Yu M. Modeling of ECD in Casing Drilling Operations and Comparison with Experimental and Field / SPE 87149 // IADC/SPE Drilling Conference, 2-4 March, Dallas, Texas. 2004 –10 p.
69. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F., Aston M. Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids / SPE-58793 // SPE International Symposium on Formation Damage Control, 23-24 February, Lafayette, Louisiana 2000. –8 p.
70. Dvorkin J. Kozeny - Carman Equation Revisited [Электронный ресурс] // Stanford University. 2009. –16 p. – Режим доступа: https://pangea.stanford.edu/~jack/KC_2009_JD.pdf
71. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. / SPE 2163 // Journal of Petroleum Technology. V.21. 1969. P.1353-1360.
72. Eaton B.A. The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs. / SPE 3719 // Journal of Petroleum Technology. V.24. 1972. P.929-934.

73. Geertsma J., De Klerk F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures // Journal of Petroleum Technology. 1969. V.21. N.12. P.1571–1581.

74. Greenwood J.A., Dautel M.R., Russell R.B. The Use of LWD Data for the Prediction and Determination of Formation Pore Pressure / SPE 124012 // Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, 4-6 August, Jakarta, Indonesia. 2009 –11 p.

75. Hastings C. Hands-On Start to Wolfram Mathematica: and programming with the Wolfram language / C. Hastings, K. Mischo, M. Morrison // Wolfram Media, Inc., 2015. –469p.

76. Heeremans M. Basic Well Log Analysis – Porosity Logs: Lectures [Электронный ресурс] // University of Oslo. Faculty of mathematics and natural sciences. 2008. March. –38 p. – Режим доступа: <http://www.uio.no/studier/emner/matnat/geofag/GEO4250/v08/undervisningsmateriale/Lectures/BWLA%20-%20Porosity%20Logs.pdf>

77. Horsfall O.I., Uko E.D., Tamunobereton-ari I. Comparative analysis of sonic and neutron-density logs for porosity determination in the South-eastern Niger Delta Basin // American Journal of Scientific and Industrial Research, V.4, N.3. 2013. P.261-271.

78. Hubbert M.K., Willis D.G. Mechanics of hydraulic fracturing. / SPE 658 // Petroleum Transactions, AIME. V.210. 1957. P.153-168

79. Hudson J. A., Harrison J. P. Engineering Rock Mechanics. An Introduction to the Principles / Elsevier Ltd., 1997. – 444 p.

80. Khristianovic S.A., Zheltov Y.P. Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid // Proc. of the Fourth World Petroleum Congress. Section II. Rome, 1955. P.579–586.

81. Kunze K.R., Steiger R.P. Accurate In-Situ Stress Measurements During Drilling Operations / SPE-24593 // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October, Washington, D.C. 1992 –9 p.

82. Lee D. A new model for hydraulic fracture growth in unconsolidated sands

with plasticity and leak-off. / D. Lee, P. Cardiff, E.C. Bryant et al. // SPE 174818, 2015. –21 p.

83. Lee D., Bratton T., Birchwood R. Leak-Off Test Interpretation And Modeling With Application To Geomechanics / ARMA-04-547 // the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS), 5-9 June, Houston, Texas. 2004 –13 p.

84. Martins J.P. Mini-frac pressure decline analysis for fractures evolving from long perforated intervals and unaffected by confining strata. / J.P. Martins, T.R. Harper // SPE 13869, 1985. –11 p.

85. Mavko G., Nur A. The effect of percolation threshold in the Kozeny-Carman relation // Geophysics, V.62. 1997. P.1480–1482.

86. Nolte K.G., Economides M.J. Fracture Design and Validation With Uncertainty and Model Limitations / SPE 18979 // Journal of Petroleum Technology. V.43. 1991. P.1147-1155.

87. Nordgren R.P. Propagation of vertical hydraulic fractures. / SPE 3009 // Society of Petroleum Engineers Journal. V.12. 1972. P.306-314.

88. Okland D. The importance of leak-off test data for combatting lost circulation. / D. Okland, G.K. Gabrielsen, J. Gjerde et al. // SPE 78219, 2002. –9 p.

89. Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures / SPE 89 // Journal of Petroleum Technology. V.13. 1961. P.937-949.

90. Postler D.P. Pressure Integrity Test Interpretation / SPE 37589 // SPE/IADC Drilling Conference, 4-6 March, Amsterdam, Netherlands. 1997 –14 p.

91. Saeedi M., Settari A.T. SAGD operation in interbedded sands with application of horizontal multistage fracturing: geomechanics and fracturing aspects // SPE 180721 / SPE Heavy Oil Technical Conference, Calgary, Canada, June 7-9. 2016. –29 p.

92. Savari S., Whitfill L.D., Jamison E. D., Kumar A. A Method to Evaluate Lost Circulation Materials - Investigation of Effective Wellbore Strengthening

Applications / SPE-167977 // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 4-6 March, Fort Worth, Texas, USA. 2014 –7 p.

93. Smart K.J. Modeling of Hydraulic Fracture Initiation and Propagation in a Mechanically Stratified Geologic System / K.J. Smart, G.I. Ofoegbu, K. Das, D. Basu // ARMA 2012-275 / 46th US Rock Mechanics Symposium, held in Chicago, IL, June 24-27. -2012. –9 p.

94. Smithson T. How porosity is measured // Oilfield Review Schlumberger. 2012. Autumn. P.63-64.

95. Sneddon I. N. Integral Transform Methods, Chapter in Mechanics of Fracture I—Methods of Analysis and Solutions of Crack Problems / I. N Sneddon, G. C Sih // Norhoff International, Leyden. 1973. P.315-367.

96. Tang H., Luo J., Qiu K., Chen Y., Tan C.P. Worldwide Pore Pressure Prediction: Case Studies and Methods / SPE 140954 // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 20-22 September, Jakarta, Indonesia. 2011 –11 p.

97. Valko P., Economides M.J. A Continuum-Damage-Mechanics Model of Hydraulic Fracturing / SPE 25304 // Journal of Petroleum Technology. V.45. 1993. P.198-205.

98. Vickers S., Cowie M., Jones T., Twynam J.A. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations // WIERTNICTWO NAFTA GAZ. T.23/1. 2006. P.501-515.

99. Winkler K., Nur A., Gladwin M. Friction and seismic attenuation in rocks / Nature, V.277. 1979. P.528-531.

100. Zhang J. Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches // Earth-Science Reviews. V.108. 2011. P.50-63.

101. Zoback M. Reservoir Geomechanics / Cambridge University Press, 2010. -461p.