ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ им. А.А. ТРОФИМУКА СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «БУРСЕРВИС»

На правах рукописи

АСТАФЬЕВ ВЛАДИМИР НИКОЛАЕВИЧ

ИНТЕГРИРОВАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ МНОГОЗОННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

1.6.9 – геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель Митрофанов Георгий Михайлович доктор физико-математических наук

Новосибирск 2024

оглавление

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1. ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ, ПРОВЕДЕНИЯ И	
КОНТРОЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В	
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ СЛОИСТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ	13
1.1. Модели и технологии гидроразрыва пласта	14
1.2. Геофизические методы получения данных для моделирования	
гидроразрыва пласта	18
1.3. Геохимические методы получения данных для построения модели	
гидроразрыва пласта и гидродинамической модели коллектора	22
1.4. Методы контроля и мониторинга гидроразрыва пласта	24
1.5. Выводы по главе 1	27
Глава 2. ПОЛУЧЕНИЕ ДАННЫХ И МОДЕЛИРОВАНИЕ МГРП	30
2.1. Данные и модели для проектирования МГРП туронского яруса	34
2.2. Данные и модели для проектирования МГРП тюменской свиты	50
2.3. Выводы по главе 2	58
Глава 3. ОПТИМИЗАЦИЯ МОДЕЛЕЙ МГРП ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМІ	ЫΧ
КОЛЛЕКТОРОВ	60
3.1. Построение модели МГРП туронской залежи	62
3.2. Построение модели МГРП тюменской свиты	66
3.3. Построение модели высокоскоростного МГРП тюменской свиты	70
3.4. Выводы по главе 3	71
Глава 4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА МОДЕЛЕИ ГРП И	
МНОГОЗОННОГО ГРП	73
4.1. ГРП пилотной скважины туронского яруса и корректировка	
параметров моделей	73
4.2. Проведение МГРП горизонтальной скважины туронского яруса и	
калибровка параметров модели	79
4.3. МГРП пилотной горизонтальной скважины тюменской свиты и	
корректировка параметров модели	85
4.4. Высокоскоростной МГРП горизонтальной скважины тюменской сви	ΙТЫ
и корректировка параметров модели	91
4.5. Выводы по главе 4	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК СОКРАЩЕНИИ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИИ	101
СПИСОК ТЕРМИНОВ	102
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	103
СНИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	118

ВВЕДЕНИЕ

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одной из наиболее эффективных технологий повышения продуктивности скважин. В современных условиях, когда около 70% запасов углеводородов в России относятся к трудноизвлекаемым, а из них большая часть имеет ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства, гидроразрыв становится важнейшим методом разработки таких объектов. Для терригенных низкопроницаемых коллекторов с проницаемостью ниже 1 мД характерны слоистая структура, неоднородности ФЕС, высокая вертикальная и горизонтальная анизотропия проницаемости, сложный минералогический состав, аномально высокие/низкие пластовые температуры и давления. Разработка таких залежей зачастую нерентабельна даже наклонно-направленными скважинами с ГРП и требуется строительство горизонтальных скважин с многозонной стимуляцией пласта. Хотя метод многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) получил достаточное развитие за последние годы, его применение для таких месторождений требует более корректного подхода К моделированию, производству и оценке гидроразрыва. Для этого требуются более точные геологические и геомеханические данные об объектах разработки и современные технологии стимуляции.

Актуальность избранной темы и степень ее разработанности

Большинство новых месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами и месторождений на поздней стадии разработки таковы, что их эффективная эксплуатация возможна только с помощью экономически горизонтальных скважин с многозонными ГРП [27, 29, 54], а разработка низкопроницаемых залежей в настоящее время рассматривается, в основном, в 90]. Эффективность контексте многозонного ГРП [62, 75, разработки месторождений многозонными ГРП во многом определяется оптимальностью моделирования трещин гидроразрыва и оптимальностью конструкции скважин [6, 14, 16, 109, 80]. С момента появления первых экспериментальных работ моделирование ГРП развивалось на протяжении последних 70 лет многими российскими и зарубежными авторами от простейших моделей (Христианович,

Желтов, Geertsma, de Klerk, Perkins, Kern, Nordgren) [77, 66, 96, 95] до псевдотрехмерных (McLennan, Meyer, Cleary, Settari и др.) [85, 86, 47, 103] и современных трехмерных моделей (Barree, Abu-Sayed и др.) [31]. Стимуляция низкопроницаемых коллекторов предполагает максимизацию зоны дренирования путем создания нескольких трещин с большой геометрией и высокими фильтрационными параметрами. Азимуты и геометрия трещин МГРП, их пространственное расположение и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) во многом определяют эффективность дренирования коллектора, и оптимизация этих параметров является важнейшей задачей при моделировании МГРП. Воздействие гидроразрыва на низкопроницаемый коллектор может создавать водные экраны, вызывать набухание глин, кольматировать притрещинную зону пласта, образовывать эмульсии и гидраты, что оказывает значительное ухудшение ФЕС пластов [8, 11, 68, 69, 70]. Поэтому эти процессы являются важным фактором и должны учитываться при проектировании и производстве ГРП. Для корректного моделирования МГРП необходимо комплексное использование более точных геологических и геомеханических данных об объектах разработки и современные программные средства, учитывающие все нюансы МГРП. В настоящий момент в современной российской нефтяной индустрии особый акцент делается на совершенствование методов строительства и заканчивания горизонтальных скважин, модернизации технологий изоляции интервалов и многозонных обработок [27, 29, 54, 62, 75, 81, 89, 92, 111], а процессам моделирования и оптимизации МГРП уделяется меньше внимания. Поскольку, в отличии от одиночного ГРП, многозонный гидроразрыв является конечной стадией строительства скважины, то все операции – бурение, ГИС, заканчивание и эксплуатация должны быть нацелены на создание условий для максимальной эффективности проведения многозонного гидроразрыва, как фактора обеспечения оптимальной добычи углеводородов [29]. Моделирование МГРП в данном случае определяет процессы проектирования и строительства скважин, технологии контроля интенсификации и добычи углеводородов, системы разработки месторождений.

Введение санкций накладывает ограничения не только на импорт оборудования и технологий, но и на доступность программного обеспечения для моделирования МГРП. На сегодняшний день в России нет полных трехмерных коммерческих симуляторов ГРП и в ближайшей перспективе нужно рассматривать проектирование ГРП с использованием Planar3D или Pseudo3D моделей.

Развитие интегрированного проектирования МГРП на основе трехмерных моделей, построенных на комплексировании геофизических, геологических, геомеханических и литолого-геохимических моделей является актуальной задачей на всех стадиях разработки низкопроницаемых коллекторов, что и определило цель данной работы.

Объект исследования – многозонный гидравлический разрыв пласта.

Цель исследования – повышение эффективности извлечения углеводородов из низкопроницаемых коллекторов с использованием многозонного гидравлического разрыва пласта.

Научная задача – разработать интегрированный подход к проектированию многозонного гидроразрыва пласта на основе интеграции трехмерных геомеханических, геологических, гидродинамических моделей пласта и псевдотрехмерных и планарных трехмерных моделей трещин ГРП.

Этапы решения задачи

- Развитие методики моделирования многозонного гидроразрыва пласта на основании петрофизической, геохимической и трехмерных геологической, геомеханической, гидродинамической моделей пластов.
- 2. Создание методики автоматизированной оптимизации многозонного гидроразрыва пласта с учетом ФЕС и структурных особенностей пласта.
- 3. Разработка подхода к проектированию многозонного гидроразрыва пласта.
- 4. Экспериментальная проверка подхода и методик проектирования многозонного гидроразрыва пласта.

Защищаемые научные результаты

- На основе интеграции трехмерных геомеханических, геологических и гидродинамических моделей и одномерных петрофизических и литологогеохимических моделей усовершенствована методика моделирования многозонного гидроразрыва низкопроницаемых пластов.
- Создана методика автоматизированной оптимизации многозонного гидроразрыва на основе анализа продуктивности скважины с использованием многовариантных расчетов в гидродинамической модели пласта.

Научная новизна

Предложен и реализован новый подход к проектированию многозонного гидроразрыва низкопроницаемых пластов на основе разработанных методик трехмерного моделирования и автоматизированной оптимизации МГРП:

- 1. Показано, что основой для моделирования многозонного гидроразрыва низкопроницаемых пластов должны быть взаимосвязанные трехмерные геомеханические, геологические и гидродинамические модели пластов и одномерные петрофизические и литолого-геохимические модели пластов.
- 2. Показано, что применение в методике моделирования гидроразрыва обратной связи параметров МГРП, полученных по данным геофизических исследований в скважинах и по сопоставлению модельных и фактических данных обработок МГРП, с параметрами входных трехмерных моделей пласта позволяет скорректировать не только модели гидроразрыва, но и параметры исходных геологических, гидродинамических и геомеханических моделей пластов.
- Разработаны методические основы автоматизированной оптимизации многозонного гидроразрыва при помощи интеграции данных геофизических исследований скважин, моделирования ГРП и гидродинамического моделирования для низкопроницаемых пластов.

Теоретическая и практическая значимость работы

Предложенный подход к проектированию многозонного гидроразрыва пласта низкопроницаемых коллекторов позволяет оптимизировать процесс проектирования МГРП используя интеграцию трехмерных и четырехмерных

моделей пласта и псевдотрехмерных или планарных трехмерных моделей трещин гидроразрыва, что существенно повышает корректность проектирования.

методические ΜΓΡΠ Переработаны приемы моделирования для низкопроницаемых коллекторов с учетом данных трехмерных геологических, геомеханических, гидродинамических и одномерных геофизических и литологомоделей, геохимических что позволяет существенно уточнять модели гидроразрыва на стадии построения. Создание, в методике моделирования, обратных связей между моделью МГРП, откалиброванной по данным геофизических исследований в скважинах, с входными трехмерными моделями позволяют скорректировать не только модели гидроразрыва, но и параметры исходных геологических, гидродинамических и геомеханических моделей.

Показана возможность моделирования многозонного ГРП и его совершенствования с использованием стандартной и усовершенствованной методик оптимизации МГРП. Определены их отличия и применимость при проектировании МГРП.

На основе разработанного подхода построены модели и проведены первые в России МГРП с жидкостью на углеводородной основе на низкотемпературных газовых пластах туронского яруса.

С использованием разработанного подхода проведены исследования скважин, спроектированы и проведены многозонные обработки высокотемпературных нефтяных пластов, на основе которых построены модели и проведены первые в России высокоскоростные МГРП тюменской свиты, ставшие основой для технологии разработки нетрадиционных запасов баженовской свиты.

Методология и методы диссертационного исследования

Для решения задач диссертационной работы использовались методы моделирования процесса ГРП, трехмерного гидродинамического и геомеханического моделирования пласта, методы ГИС. Проводился анализ геолого-геофизических свойств низкопроницаемых пластов и построение петрофизических моделей. По данным ГИС и исследованиям геомеханических свойств керна создавались 1-D и 3-D геомеханические модели пластов с

использованием современных геомеханических симуляторов. Выполнялось экспериментальное исследование взаимодействия жидкости ГРП с породами и пластовыми флюидами, создавались рецептуры жидкостей ГРП, определялись параметры изменения ФЕС пластов при воздействии жидкости гидроразрыва. Выполнялось построение 3D гидродинамических моделей, учитывающие влияние процесса гидроразрыва на изменение ФЕС пласта, с трещинами МГРП для оптимизации дизайнов гидроразрыва.

Достоверность полученных результатов и выводов

Достоверность результатов работы обеспечена использованием широко апробированных методик экспериментальных исследований и современного программного обеспечения. Построение моделей ГРП, их перенос и апробация в трехмерные модели МГРП и трехмерные гидродинамические модели выполнены на современных программных симуляторах с использованием современных методик моделирования.

Достоверность подтверждается использованием предложенного подхода и разработанных методик при планировании и проведении многозонного ГРП на двух месторождениях. С использованием предложенного подхода разработаны технологии МГРП на основе углеводородных гелей и технологии МГРП на основе водных систем. Выполненные работы продемонстрировали высокую степень соответствия результатов моделирования с экспериментальными данными, что подтверждается скважинными геофизическими И гидродинамическими При этом в результате была существенно исследованиями. повышена эффективность добычи углеводородов из целевых пластов, что подтверждается результатами добычи и гидродинамическими исследованиями скважин.

Прикладные возможности подхода и методик были представлены и защищены на НТС в компаниях Севернефтегазпром, Роснефть, Газпромнефть.

Материалы работы представлены на крупнейших международных и российских научно-технических конференциях, семинарах и форумах. К ним относятся: «SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control», Lafayette, Louisiana, USA, 15-17 February 2012; «Offshore Technology

Conference-Asia», Kuala Lumpur, Malaysia, 25–28 March, 2014; «SPE workshop «Running Horizontal Wells with MSS Completion», Samara, Russia, 17-19 September 2014; III Международная научно-техническая конференция «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений». Санкт-Петербург, 3 Октября 2014; «Hydraulic Fracturing in Russia: Experience and Future Perspectives», Moscow, Russia, 19-21 September 2016; II специализированная конференция «Технологии в области разведки и добычи нефти 2016». Москва, 4-5 октября 2016; III ежегодная конференция «Технологии в области разведки и добычи нефти». Москва, 3-4 октября 2017; IV Конференция «Технологии в области разведки и добычи ПАО «НК «Роснефть» 2018». Москва. 23-24 октября 2018; V ежегодная конференция «Технологии в области разведки и добычи ПАО «НК «РОСНЕФТЬ 2019». Москва, 15–17 октября 2019; SPE Workshop «Hydraulic Fracturing in Russia: Experience and Perspectives». Kaliningrad, Russia, 25–27 September 2018: Форум «Разработка низкопроницаемых коллекторов С применением скважин с многостадийным ГРП и оптимизация гелевых систем ГРП». Новый Уренгой, 3-5 апреля 2019; SPE Symposium «Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects». Online, 22-24 September 2020; SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, 12-15 October 2021, 22-24 October 2019, 15–17 October 2018, 24–26 October 2016, 26-28 October 2015; 21-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». Техническая сессия SPE. «ГРП – многостадийный путь в будущее». Москва, 18-21 апреля 2022; І технологический форум «Технологии ГРП в условиях геологических и технологических ограничений». Новосибирск, 28 ноября 2022; Всероссийский саммит по ГРП: Вызовы и перспективы. Тюмень, 17-18 мая 2023; II технологический форум «Технологии ГРП», Новосибирск, 20 - 21 ноября 2023; Π Ежегодная конференция «Изучение перспектив нефтегазоносности севера Западной Сибири». Трудноизвлекаемые запасы. Тюмень, 4-5 июня 2024.

Выносимые на защиту результаты изложены в 17 публикациях, в том числе: в 4 статьях, опубликованных в научных журналах, рекомендованных

Минобрнауки России для публикации результатов диссертаций («Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов», «Территория «НЕФТЕГАЗ», «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири», «Георесурсы»; одна статья в журнале К1 и две статьи в журналах К2); в 10 статьях в зарубежных изданиях, включенных в международную реферативную базу данных Scopus и в российскую национальную библиографическую базу данных научного цитирования (РИНЦ); в 3 статьях в российских нефтегазовых журналах.

Личный вклад

Автором усовершенствована методика моделирования ГРП на основе трехмерных геологических, гидродинамических интеграции моделей И одномерных петрофизической и литолого-геохимической моделей. В соавторстве с А.А. Андреевым разработана методика автоматизированной оптимизации МГРП. При разработке данных методик автором было показано, что для корректного проектирования ΜΓΡΠ В низкопроницаемых коллекторах необходимо проведение дополнительных исследований скважин, кернового материала, пластовых флюидов и жидкостей гидроразрыва. На основании этих методик автором разработан интегрированный подход к проектированию МГРП в Данный низкопроницаемых коллекторах. подход позволил разработать технологии многозонного высокоскоростного гидроразрыва низкопроницаемых высокотемпературных нефтяных пластов И многозонного гидроразрыва низкопроницаемых низкотемпературных газовых пластов. В процессе подготовки опытных работ, автор предложил и разработал модели ГРП и МГРП, системы жидкостей ГРП для обработок высокотемпературных и низкотемпературных коллекторов. Большинство результатов по построению моделей МГРП, изложенных во второй главе, получены автором самостоятельно. Трехмерные геомеханические и гидродинамические модели построены профильными специалистами и скорректированы на основании рекомендаций автора, полученных в процессе построения моделей ГРП, проведения лабораторных исследований и пилотных обработок скважин. Результаты, представленные в третьей главе, получены автором в процессе подготовки и проведении пилотных

работ, анализе результатов экспериментов корректировке моделей. И Автоматизированная оптимизация МГРП тюменской свиты выполнена в соавторстве с А.А. Андреевым. Опытно-промышленные многозонные обработки скважин, спроектированные на основе интегрированного подхода И представленные в четвертой главе, проведены при непосредственном участии автора в проектировании, корректировке моделей и проведении экспериментов. Микросейсмический мониторинг МГРП, гидродинамические испытания скважин и трассерные исследования получены специализированными компаниями в силу их специфики, сложности и уникальности, но их проведение планировалось при непосредственном участии автора, а результаты использовались автором для уточнения и корректировки результатов экспериментов.

Благодарности

Данная работа выполнена в ООО «БУРСЕРВИС», а также в ИНГГ СО РАН под руководством главного научного сотрудника д.ф-м.н. Г.М. Митрофанова, которому автор выражает благодарность за помощь и поддержку во время подготовки работы.

Особую признательность хочется выразить заместителю генерального директора – главному геологу ООО «Севернефтегазпром» В.В. Воробьеву и старшему эксперту экспертно-аналитическое управление ООО «Тюменский нефтяной научный центр» М.И. Самойлову за совместную работу при планировании и проведении экспериментов, обсуждении результатов и подготовке публикаций.

Автор выражает огромную благодарность коллегам из компаний Halliburton и БурСервис за плодотворную совместную работу на проектах, ценные советы и помощь в подготовке материалов.

Хочется выразить благодарность д.т.н. А.К. Манштейну, д.т.н. В.М. Грузнову, д.ф.-м.н. М.И. Протасову, д.ф.-м.н. В.Ю. Тимофееву, к.ф-м.н. С.В. Яскевичу за экспертную оценку, ценные замечания и рекомендации, сделанные во время обсуждения результатов работы.

Особую благодарность хочется выразить своим родителям, жене и детям, чья всесторонняя помощь и поддержка сделала возможным написание данной работы.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Объём диссертации составляет 120 страниц и содержит 55 рисунков, 15 таблиц, список терминов, список литературы из 119 наименований, список условных обозначений и сокращений.

Глава 1.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ, ПРОВЕДЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ СЛОИСТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Изучение «требует гидроразрыва пласта интеграции физических, химических, математических дисциплин, а также геологических наук геомеханики, геохимии, минералогии, седиментологии и геофизики. Геофизика, а точнее, геофизические методы исследования в скважинах являются очень важными в развитии ГРП. Появившись на несколько десятилетий раньше ГРП, геофизические методы были основным источником информации для построения моделей гидроразрыва и гидродинамичеких моделей пласта с трещиной [66, 77, 95, 96], но по мере совершенствования теоретической и инструментальной базы они стали еще и методом, позволяющим оценить результаты натурных экспериментов [64, 67]. В XXI в. геофизические исследования скважин при проведении ГРП стали еще более актуальны, поскольку разрабатываются трудноизвлекаемые нетрадиционные запасы углеводородов, И а ДЛЯ моделирования и контроля ГРП требуются новые знания и методы контроля обработок. Кроме того, методологическая специфика ГРП заключается в невозможности непосредственного изучения процесса, происходящего на большой глубине, и невозможности корректного воспроизведения всех условий в лабораторном эксперименте с сохранением принципа подобия. Поэтому для целостного понимания метода используется разностороннее изучение объекта ГРП различными научными дисциплинами, исследуются отдельные компоненты ГРП и их взаимосвязи с последующим формированием общей концепции метода. В этом комплексе геофизические методы являются связующим звеном, поскольку являются источником данных для физического и численного моделирования ГРП, методом контроля [67, 94, 117] обработки и методом оценки [29, 89, 92] результатов» [5]. В данной главе рассмотрены технологии и модели гидроразрыва, методы получения данных для моделирования, современные геофизические методы контроля процесса гидроразрыва пласта и мониторинга развития трещин.

1.1. Модели и технологии гидроразрыва пласта

Появление ГРП относится ко времени начала промышленного бурения нефтяных скважин и в современной науке это понятие связано, в основном, с методом интенсификации работы скважин. Первые экспериментальные ГРП проведены компанией Stanolind Oil в 1947 г. [46, 57, 87]. В 1949 г. компания Halliburton провела первые коммерческие ГРП на месторождениях США. Эффективность технологии оказалась настолько высокой, что за последующие пять лет проведено несколько тысяч обработок ГРП. Совершенствование технологий, оборудования и накопление опыта происходило параллельно с проведением обработок и полевых испытаний. Первые расчеты проводились с использованием вычислений, основанных на накопленном опыте. Многие исследователи, в т.ч. Н.К. van Poollen, анализируя теоретические, лабораторные и натурные работы в области гидроразрыва пласта в период его становления, показали, что «различие в теоретических подходах относится к основам метода, таким как оценка напряженного состояния пластов и базовых характеристик закачиваемого флюида и породы. Также он указывает, что скудность информации является серьезной проблемой [114]. Для разработки теорий и их подтверждения необходимо большое количество качественных экспериментальных данных. Такие данные получали в ходе лабораторных экспериментов и геофизических исследований скважин до, после и во время проведения гидроразрыва» [5]. Первая математическая модель [77] развития трещины гидроразрыва в нефтяном пласте разработана советскими учеными С.А. Христиановичем и Ю.П. Желтовым в 1955 г. Успешность ее применения определила моделирование как основной метод для расчета гидроразрыва пласта. Т.К. Perkins и L.R. Kern разработали новую модель развития трещины ГРП в 1961 году [96], которую позже доработал R.P. Nordgren [95]. В литературе данная модель известна как модель РКМ (Рисунок 1б). Модель Христиановича-Желтова усовершенствовали J. Geertsma и F. de Klerk [66] в 1969 г. В нвстоящее время она известна как модель KGD (Рисунок 1a). Радиальная модель трещины гидроразрыва (Рисунок 1в) [13], которую описал в 1945 г. I.N. Sneddon для пластичных материалов [105], доработана применительно к





Рисунок 1 – Модели трещин ГРП: KGD (а), PKN (б), радиальная (в)

По мере развития технологий модели гидроразрыва адаптировались в зависимости от их применения. Отдельно доработаны модели ГРП для карбонатных терригенных, И угольных пластов. Гидроразрыв требовали высокопроницаемых И низкопроницаемых пластов также корректировки моделей. Отдельно можно выделить технологические ГРП, применяемые для очистки призабойной зоны пласта (skin frac), стимуляции и предотвращение миграции твердой фазы (frac pack), утилизации промышленных отходов и продуктов бурения, стимуляции нагнетательных скважин, дегазации горных выработок, предотвращения перетока пластовых вод в горные выработки. Каждое направление имеет свои особенности, которые должны учитываться в моделях. Понимание особенностей моделирования для каждого направления, развитие вычислительных технологий и компьютерной техники привело к существующих моделей, пересмотру двумерных созданию новых псевдотрехмерных моделей ГРП [85] и разработке новых симуляторов гидроразрыва, что позволило вывести стимуляцию скважин на более высокий уровень. В настоящее время на мировом рынке представлен ряд основных симуляторов гидроразрыва – MFrac, FracPro, FracCade, StimPlan, GOHFER, в том числе и российским – РН-ГРИД, Кибер ГРП. Каждый симулятор гидроразрыва имеет свои особенности [73]. Современные псевдотрехмерные симуляторы используют сшивку различных аналитических моделей с сосредоточенными параметрами (Lumped), с разбиением трещины на ячейки (Cell-based) и другие полуаналитические модели (Semi-analytical) (Рисунок 2) [1].



Рисунок 2 – Псевдорехмерные модели трещин и их представление в симуляторах ГРП. Модель со сосредоточенными параметрами (а), модель с разбиением трещины на ячейки (б)

Полные трехмерные модели ГРП (Full 3D) получили развитие с появлением достаточных вычислительных мощностей [31] и применяются в основном для научных исследований и моделирования гидроразрыва в сложных геологических условиях. Использование таких моделей ограничивается производительностью компьютеров и наличием необходимых данных для моделирования. Современные 3D симуляторы ГРП используют некоторые упрощения полных трехмерных моделей. Например, применяется специальная методика для инкорпорирования в трехмерную ΓΡΠ, модель параметров фильтрации флюида образования фильтрационной корки внедрение неньютоновского фильтрата И с использованием эмпирических зависимостей [82]. Эти и другие упрощения позволяют ускорить вычисления и значительно сократить машинное время.

Наибольшее распространение в современной индустрии гидроразрыва получили симуляторы с планарными (Planar3D) моделями трещины ГРП (Рисунок 3) [31], в том числе адаптированные для проектирования многозонных обработок (PH-ГРИД, GOHFER, StimPlan).



Рисунок 3 – Планарные 3D модели трещин и их представление в симуляторах ГРП. Структурированная сетка разбиения (а), неструктурированная сетка разбиения (б), представление Planar3D трещины в симуляторе PH-ГРИД (в)

Для проектирования многозонного ГРП необходимо не только создать наиболее точную модель нескольких трещин, но и оптимизировать их количество и направление на горизонтальном участке скважины, учесть влияние жидкости разрыва на ФЕС коллектора и оценить продуктивность скважины. В работе [14] показано применение аналитических моделей для оценки дебита скважины в зависимости от количества трещин ГРП, что очень важно для оптимизации конструкции скважины. Аналитическую формулу для дебита горизонтальной скважины с М трещинами, с учетом многих допущений можно записать как [14]:

$$Q = \frac{2khL}{\mu r_e} \left(P_f - \frac{P_0}{2} - \frac{P_{dh}}{2} \right) + q_D, \qquad (1)$$

где P_f – пластовое давление, k – проницаемость, L – длина горизонтального участка скважины, μ - вязкость флюида, P_{dh} – забойное давление, h – высота трещины, r_e – «радиус» дренирования скважины

$$q_D = \frac{2k(P_f - P_{dh})}{\mu r_e} 2h x_f , \qquad (2)$$

отвечает за дренирование крайних трещин.

Давление на границе межтрещинного пространства:

$$P_{0} = \frac{P_{f} - \left(\frac{1}{2} - \left(M - 1\right)^{2} \frac{2hx_{f}r_{e}}{L^{2}}\right)P_{dh}}{\frac{1}{2} + \left(M - 1\right)^{2} \frac{2hx_{f}r_{e}}{L^{2}}},$$
(3)

где М – число трещин ГРП, х_f – полудлина трещины.

Современные программные продукты позволяют проводить оценку дебитов скважин для различных параметров трещин и оптимизировать процесс ГРП [38]. В целом оптимизация МГРП проводится для получения максимального чистого дисконтированного дохода (4) или оптимального соотношения накопленной добычи и затрат на строительство скважины (5) за определенный период [6, 16, 56], что требует точного прогнозирования параметров добычи.

$$NPV = \sum_{t=1}^{T} \left(\frac{CF_t}{\left(1+i\right)^t} \right) - Capex, \qquad (4)$$

где NPV – чистый дисконтированный доход, Capex – капитальные затраты, CF_t – денежный поток через t лет, i – ставка дисконтирования, T – расчетный период (лет)

$$E_{ms} = \frac{Q_{total}}{Capex},$$
(5)

где E_{ms} – эффективность скважины с МГРП, Q_{total} – накопленная добыча УВ. Оценка по формуле (5) чаще всего проводится на предварительных стадиях проектирования МГРП при неопределенных параметрах конструкции скважины. Для более корректной оценки эффективности работы скважины нужно учитывать и операционные расходы, связанные с эксплуатацией скважины, но они малы в сравнении с капитальными затратами и могут не учитываться на первоначальном этапе.

Качество проектирования МГРП как совокупности моделирования и оптимизации обуславливается точностью определения структуры геологического разреза, геолого-геофизических свойств пластов, литологии, фильтрационноемкостных параметров коллекторов, ФЕС и геометрических параметров трещин ГРП.

1.2. Геофизические методы получения данных для моделирования гидроразрыва пласта

Первоначально первые модели ГРП строились с использованием данных ГИС, доступных на момент проведения обработок. Поскольку первые модели ГРП использовали простейшие модели пласта (глина-песчаник-глина) [66, 77, 95, 96], принимая во внимание, что трещина ГРП распространяется только в целевых пластах, то для моделирования использовались данные ГИС, определяющие в основном свойства коллектора [7]. Стандартные методы ГИС традиционно использовались для определения ФЕС и литологии разреза в пределах целевых пластов. Использование гамма-каротажа, плотностного каротажа, резистивиметрии, потенциала самопроизвольной поляризации позволяет оценить литологическую расчлененность разреза и получить базовые параметры пластов [35]. Пластовая температура и давление измеряются напрямую, а ФЕС пластов, мощность, глинистость и литология достаточно точно определяются из комплексной интерпретации данных каротажа. Но таких данных недостаточно для модели трещины ΓΡΠ, поскольку базовыми построения являются геомеханические параметры пластов и параметры фильтрации жидкости гидроразрыва. Параметры фильтрации жидкости гидроразрыва контролируются тремя механизмами фильтрации: замещением и сжимаемостью пластового флюида, проникновением фильтрата жидкости ГРП в породу, созданием внешней фильтрационной корки [57].

Коэффициенты утечек [115] определяются как:

$$C_{\nu} = \sqrt{\frac{k_{fil}\phi\Delta P_{\nu}}{2\mu_{fil}}}, \qquad (6)$$

$$C_c = \sqrt{\frac{k_r \phi c_t \Delta P_c}{2\mu_r}},\tag{7}$$

$$C_{w} = \sqrt{\frac{k_{cake} a \Delta P_{cake}}{2\mu_{fil}}}, \qquad (8)$$

где C_v – коэффициент, контролируемый пластовым флюидом; C_c – коэффициент, контролируемый сжимаемостью пластового флюида и C_w – коэффициент, контролируемый фильтрационной коркой; k_{fil} – проницаемость зоны фильтрации жидкости ГРП, ΔP_v – депрессии в зоне фильтрации, φ – пористость породы, μ_{fil} –

вязкость фильтрата, k_{cake} – проницаемость зоны коркообразования, а – коэффициент пропорциональности коркообразования, c_t – постоянная полная сжимаемость, ΔP_{cake} – депрессия в зоне коркообразования, μ_r – вязкость пластового флюида, ΔP_c – разница между пластовым давлением и давлением в зоне фильтрации. При условии, что мгновенные утечки минимальны и проницаемость фильтрационной корки не зависит от давления [115], общий коэффициент утечек (C_t) можно записать как:

$$C_{t} = C_{vcw} = \frac{2C_{v}C_{c}C_{w}}{C_{v}C_{w} + \sqrt{C_{w}^{2}C_{v}^{2} + 4C_{c}^{2}(C_{v}^{2} + C_{w}^{2})}},$$
(9)

Как видно из формул 6-8, данные коэффициенты могут быть получены на основании параметров пористости, проницаемости, перепада давлений, свойств пластового флюида и жидкости гидроразрыва. Для определения геомеханических свойств пластов на начальных этапах развития ГРП использовались лабораторные исследования керна и построение корреляционных зависимостей, позволяющих соотнести их с параметрами ГИС [35, 101, 106]. Недостатком такого метода является невысокая точность определения геомеханических параметров пород и необходимость отдельных лабораторных исследований для каждого региона. Тем не менее, такие корреляционные зависимости используются и сегодня [19, 22] изза сложностей получения геомеханических данных для скважин старого фонда, где присутствуют в основном данные электрометрии и гамма-каротажа. В 1960 г. Е. В. Карус и в 1979 г. М. Ј. Rosepiler применили акустический каротаж для определения геомеханических свойств пласта [12, 99]. Данная технология усовершенствована и совместно с лабораторными исследованиями керна позволила определять геомеханические параметры пород: Модуль Юнга, коэффициент Пуассона, вертикальные и горизонтальные напряжения и их [119]. Определение азимутов максимального азимуты и минимального горизонтальных напряжений проводится с применением методики интерпретации данных кросс-дипольного акустического каротажа, основанной на поляризации поперечной волны за счет комбинации зарегистрированных полей до получения быстрой и медленной волн. Также определение азимутов горизонтальных

напряжений возможно с помощью микросейсмического мониторинга в процессе проведения ГРП.

Величина вертикального напряжения σ'_v (литостатического давления) определяется как [99]:

$$\sigma_{v} = g \int_{0}^{Z} \rho(z) dz, \qquad (10)$$

где g – ускорение свободного падения, р – плотность породы, Z – глубина залегания.

Динамические модуль Юнга (Е) и коэффициент Пуассона (v) при наличии акустического каротажа рассчитываются как [99]:

$$E = \rho V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} , \qquad (11)$$

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2\left(V_p^2 - V_s^2\right)} , \qquad (12)$$

где V_S – скорость волны сдвига , V_P – скорость волны сжатия.

Горизонтальные напряжения определяется по формулам [57]:

$$\sigma_{H} = \frac{\nu}{1 - \nu} \left(\sigma_{\nu} - \alpha P_{f} \right) + \alpha P_{f} + \sigma_{T}, \qquad (13)$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} \left(\sigma_\nu - \alpha P_f \right) + \alpha P_f , \qquad (14)$$

где P_f – пластовое давление, ν – коэффициент Пуассона, α – коэффициент пороэластичности (Био), σ_v – вертикальное напряжение, σ_H – максимальное горизонтальное напряжение, σ_T – тектоническое напряжение.

Константа Био (Biot) определяется по формуле [23, 43]:

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s},\tag{15}$$

где К
 — объемный модуль сжатия породы, а К $_{\rm s}$ — объемный модуль сжатия
скелета породы. Или по формуле

$$\alpha = \frac{\Delta V_{rock}}{\Delta V_{total}} , \qquad (16)$$

где ΔV_{rock} - изменение порового объема породы, ΔV_{total} – общее изменение объема породы.

В процессе проведения ГРП величину минимального горизонтального напряжения σ_h можно оценить из анализа давления смыкания трещины [40]. Давление гидроразрыва P_{frac} пласта рассчитывается по формуле Итона [51] или по формуле Андерсона [38]:

$$P_{frac} = \alpha P_f \frac{1 - 3\nu}{1 - \nu} + \frac{2\nu}{1 - \nu} P_{ob}, \qquad (17)$$

где P_{ob} – литостатическое давление.

Полученные динамические значения должны сопоставляться со статическими данными, полученными из исследований керна, и корректироваться. Но статические и динамические данные отличаются от реальных из-за насыщенности коллектора различными флюидами, анизотропии свойств пород, изменении свойств кернового материала при бурении и подъеме керна на поверхность. Тем не менее, эти данные могут использоваться как первоначальные для построения геомеханической модели, а при проведении ГРП будут скорректированы при получении данных in-situ. Испытания керна позволяют также определить трещиностойкость породы, прочность породы при одноосном и трехосном сжатии и константу Био.

Трещиностойкость породы (K_{IC}) определяется экспериментально [15]:

$$K_{IC} = Y' \frac{P_{\text{max}} \sqrt{\pi l}}{2RB},$$
(18)

где R – радиус образца, В – ширина образца, І – длина пропила, Р_{max} – предельная прикладываемая нагрузка, Y'– функция формы образца.

Дополнительно к геомеханическим параметрам исследования керна позволяют определить параметры фильтрации жидкости ГРП, параметры коркообразования, степень кольматации пласта продуктами распада геля ГРП или продуктами его взаимодействия с породой и флюидом пласта. Эти параметры используются в гидродинамических моделях для расчета добычи.

1.3. Геохимические методы получения данных для построения модели гидроразрыва пласта и гидродинамической модели коллектора

Разрушение горных пород в процессе гидроразрыва пласта позволяет флюидам, которые химически отличаются от природных поровых флюидов, проникать в пласт. Эти внешние флюиды могут вызывать химические реакции, которые чрезвычайно сложно предвидеть или контролировать [35], поскольку они представляют собой сложную функцию как смешивания внешних и природных флюидов, так и реакций с минералогией вмещающей породы [78]. Основными представляющими интерес, являются растворение первичных реакциями, минералов и осаждение вторичных минералов, которые могут изменить ФЕС трещины гидроразрыва и притрещинной зоны пласта. Сам процесс разрушения гидроразрыва воздействием образованию породы может привести к высокореактивного измельченного материала, который может ускорить подобные геохимические реакции. Кроме того, воздействие ГРП на породу и пластовый флюид вызывает набухание глинистых минералов [70], изменение смачиваемости порового пространства [69], высвобождение воды или углеводородов из несвязанного порового пространства, что может значительно влиять на ФЕС пласта. Изменение физико-химических свойств пород при воздействии жидкостей обработки ΓΡΠ, достаточно сложно учесть В моделировании поэтому применяются специальные методики подбора рецептуры жидкости гидроразрыва для минимизации их воздействия на коллектор. Исследуется взаимодействие жидкости ГРП с керновым материалом и с пластовым флюидом. Изменения ФЕС измеренное лабораторных используется породы, В условиях, В для корректировки гидродинамических моделях параметров фильтрации пластового флюида в притрещинной зоне и в моделях ГРП для корректировки коэффициентов утечек жидкости гидроразрыва. В процессе гидроразрыва и эксплуатации скважины происходит изменение не только ФЕС пластов, но и ФЕС трещины ГРП. Миграция твердой фазы пластового флюида, диагенез пропанта, остатки неразрушенного геля ГРП могут значительно ухудшать фильтрационные параметры трещин гидроразрыва, что приводит к уменьшению продуктивности скважины [98]. Такие процессы сложно учесть в моделировании, поэтому применяются специальные технологии, позволяющие предотвратить или

значительно снизить их влияние на ухудшение фильтрационно-емкостных свойств трещин гидроразрыва.

1.4. Методы контроля и мониторинга гидроразрыва пласта

На этапе становления гидроразрыва пласта для определения параметров лабораторные исследования трещин «использовались керна, скважинные телевизоры, отпечатки трещины на специальных «печатях» [64], бурение нескольких скважин вокруг исследуемой с определением их пересечения с трещиной ГРП [72]. Такие исследования были очень сложными технически или не эффективными экономически. Тем не менее, ФЕС трещины настолько отличаются от свойств пласта, что при ее заполнении веществом с контрастными свойствами можно записать изменение поля. Такие эксперименты начались в 50-60-х гг. XX в. Закачка жидкости ГРП или пропанта с радиоактивными изотопами позволила оценить высоту трещины, подтвердить её горизонтальную или вертикальную направленность [72]» [5]. Разработка специальных приборов радиоактивного каротажа, способных проводить спектральные измерения гамма-излучения [50] и азимутальные замеры, позволило повысить точность картирования высоты трещины и оценивать её азимут [107]. Использование более безопасного [32] показало, ЧТО данный обладает температурного каротажа метод определенными ограничениями и может использоваться для картирования высоты трещины только в определенных геологических условиях. Современные исследования, направленные на сравнение различных методов картирования высоты и азимута трещин [1], показали низкую точность температурного каротажа в сравнении с другими методами определения геометрии трещины [76, 104]. R.M. Alford запатентовал метод определения азимутальной анизотропии в акустического прибора с множественными скважине с использованием источниками и приемниками в 1986 г. [34]. Этот метод, применяющийся для определения азимута и высоты трещины, известен в современной нефтегазовой индустрии как кросс-дипольный акустический каротаж [64, 88]. Если определение высоты и азимута трещины в прискважинной зоне можно было проводить

разными независимыми методами, то оценка параметров трещины в дальней зоне проводилась по моделям. Как показано в работе [5], «в 1970-1980-х гг. для определения азимута и длины трещины проводились эксперименты с заполнением трещины магнитными материалами и попытками картирования с помощью высокочувствительных поверхностных и скважинных магнитометров [63]. В этот же период проведены эксперименты с использованием электрических методов для картирования ГРП с поверхности [41], когда трещина заполнялась проводящей жидкостью, и пропускался ток с замером разницы потенциалов на поверхности в разных направлениях от скважины. Такие методики имели очень низкую точность измерений, ограниченную глубину исследования и не получили дальнейшего развития. В середине 1970-х гг. разработаны и испытаны два новых метода определения геометрии и азимута трещины на удалении от ствола скважины. Первый – использование поверхностных или скважинных наклономеров (tiltmeter) для картирования смещения земной поверхности или ствола наблюдательной скважины после проведения ГРП [108]. Наклономеры имеют очень высокую чувствительность и позволяют даже на поверхности фиксировать смещение почвы, вызванное образованием трещины ГРП на больших глубинах. Была разработана методика интерпретации таких данных И построения пространственных моделей трещины. Скважинный вариант наклонометрии позволяет более точно картировать трещину при близком расположении наблюдательной скважины к зоне разрыва. Другой метод картирования азимута и геометрии трещины в дальней зоне – микросейсмический мониторинг [116, 42]...Даже с учетом технических ограничений микросейсмический метод показал интересные результаты и получил широкое применение для определения параметров трещины в дальней зоне».

В 1961 г. М. Prats провел исследования по корреляции параметров добычи с параметрами трещины гидроразрыва [97]. Н. Cinco-Ley и F. Samaniego-V в 1981 г. предложили метод анализа и оценки различных режимов работы скважины после гидроразрыва [45], что позволило более точно оценивать параметры трещины ГРП и стало основой для интеграции метода ГРП с методами

гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Для оценки эффективности многозонных обработок или ГРП в сложных геологических условиях и прогнозирования параметров работы скважин применяется трехмерное гидродинамическое моделирование. Такое моделирование требует повышения количества и качества входных данных, вычислительных мощностей, но позволяет значительно ускорить процесс выбора оптимальных параметров скважин и трещин ГРП.

Известные исследователи К. Nolte и М. Smith в своих работах по гидроразрыву пласта показали «взаимосвязь эффективного давления и характера распространения трещины ГРП [93, 94]. Анализ давления и скорости закачки вместе с моделированием трещины в симуляторах ГРП, стали основными инструментами оперативного определения параметров трещин [93]. На основе многочисленных экспериментальных и теоретических работ предложены технологии тестовых закачек (Mini-Frac, Step-Down Test, Step-Up Test, DFIT). Такие тесты и анализ давления во время и после обработки позволили использовать гидроразрыв как инструментарий для определения некоторых геомеханических и фильтрационно-емкостных характеристик пластов [118]. ГРП стал «геофизическим» методом исследования в скважинах» [5]. В развитии данного метода разработаны специальные геофизические приборы, позволяющие оценивать фильтрационно-емкостные и геомеханические свойства пластов путем инициации и анализа микрогидроразрывов в заданных точках ствола скважины.

Совершенствование аппаратуры и методов ГИС привело к созданию в 2000-х годов высокочувствительных приборов начале расходометрии барометрии [101] для проведения высокоточных тестовых закачек и анализа моделей ГРП в режиме реального времени [110]. Для картирования высоты и азимута трещины гидроразрыва в ближней зоне с начала 2000-х годов используется В основном кросс-дипольный акустический каротаж, a радиоактивный и температурный каротажи постепенно утратили актуальность изнизкой точности определения за параметров трещины И опасности радиоактивного излучения. Как показано в обзорной работе, «В 2010 г. был

предложен метод картирования трещины, заполненной пропантом, содержащим стабильные изотопы, способные активироваться нейтронным излучением [83]. Но этот метод имел свои особенности и ограничения, поэтому не получил широкого CARBO Ceramics распространения. Компания анонсировала новый радиоактивный метод определения высоты трещины [60] с применением нейтронпоглащающего вещества, добавленного в пропант. Такое вещество назвали нерадиоактивным трассером (NRT). Существует несколько модификаций этого метода, основанных на облучении породы потоком быстрых нейтронов от нейтронного генератора и регистрации рассеянного и замедленного до тепловых энергий потока нейтронов, позволяющих определять наличие трассера и рассчитать параметры трещины [1]. Для картирования параметров трещины в дальней зоне чаще всего применяются микросейсмический мониторинг и наклонометрия, для которых значительно усовершенствованы технологии регистрации, аппаратура и программы интерпретации. Разработаны современные позволяющие одновременно регистрировать микросейсмические приборы, события и определять смещение земной поверхности или ствола скважины с помощью наклономеров [53]. Для более точного картирования трещин ГРП применяется одновременная регистрация микросейсмических событий ИЗ нескольких наблюдательных скважин [29]» [5]. Совершенно новые требования к контроля гидроразрыва предъявляет строительство методам многозонных горизонтальных скважин с МГРП, поскольку применение традиционных методов скважинных исследований зачастую невозможно или затруднено В горизонтальных скважинах, а доставка приборов в скважину на трубе или «трактором» очень затратно. В 1990-х годах разработаны [44] и широко для исследования многозонных горизонтальных применяются скважин современные оптоволоконные системы температурного (DTS) и акустического (DAS) профилирования, и системы псевдораспределённого профилирования давления (DPS) [71, 49, 61, 52].

1.5. Выводы по главе 1

К настоящему времени моделирование гидроразрыва пласта получило современную базу в виде псевдотрехмерных и трехмерных моделей ГРП, реализованных в различных программных продуктах. Разработаны специальные методики геофизических исследований скважин, кернового материала и пластовых флюидов для получения наиболее достоверных данных для моделирования. Кроме того, разработаны методики и инструменты для контроля параметров трещин ГРП и их использования для корректировки моделей.

Современная нефтегазовая отрасль России осваивает новые месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (ТРИЗ) и для их рентабельной разработки требуется применение различных методов интенсификации работы скважин. Низкопроницаемые слоистые коллекторы, как часть ТРИЗ, чаще всего разрабатываются наклонно-направленными скважинами с применением ГРП или горизонтальными скважинами с МГРП. Зачастую обработки ГРП планируются с учетом опыта работ на других месторождениях и не уделяется должного внимания получению корректных данных, моделированию и контролю гидроразрыва пласта. Это обусловлено объективными факторами: технической возможностью, финансовыми ресурсами, климатическими условиями. Кроме того, значительное влияние на принятие решений оказывает субъективный фактор, когда успешные решения для других объектов разработки просто копируются без учета изменившихся геологических условий.

Особенностью разработки низкопроницаемых коллекторов является то, что наибольшая эффективность достигается при максимизации зоны дренирования скважины путем строительства горизонтальных скважин с многозонными ГРП. Эффективность работы таких многозонных скважин определяется оптимальностью бурения и заканчивания горизонтального ствола и созданием оптимальной сети трещин ГРП. Кроме того, для моделирования МГРП в низкопроницаемых коллекторах необходимы дополнительные данные, что требует привлечения дополнительных лабораторных и полевых исследований. При проектировании МГРП важны не только параметры трещин, но и их взаимное влияние на формирование геометрии и ФЕС трещин на параметры добычи после

обработки, что приводит к необходимости включения процесса оптимизации в процесс проектирования многозонного гидроразрыва пласта. В данной работе рассмотрен проектированию ΜΓΡΠ, включающий подход К усовершенствованную методику моделирования и методику автоматизированной оптимизации многозонного гидроразрыва на основе трехмерного моделирования низкопроницаемых коллекторов от получения данных, создания модели до проведения и контроля обработок ГРП с корректировкой моделей на каждом этапе. Данный подход к проектированию ΜΓΡΠ опробован на двух месторождениях. Одно месторождение газовое, низкотемпературное с аномально высоким пластовым давлением и неглубоким залеганием продуктивных пластов, а второе – высокотемпературное, нефтяное с глубоким залеганием продуктивных Несмотря на различные геолого-геофизические характеристики интервалов. месторождений, технологии получения данных, моделирования и оптимизации МГРП, производства и контроля обработок, во многом схожи и могут быть унифицированы.

Глава 2.

ПОЛУЧЕНИЕ ДАННЫХ И МОДЕЛИРОВАНИЕ МГРП

Эффективность разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых коллекторах находится в прямой зависимости от созданной зоны дренирования скважины [109, 80]. Увеличение зоны дренирования достигается путем создания сети высокопроводящих трещин при проведении многозонного гидроразрыва пласта. И чем ниже проницаемость пласта, тем более протяжённые трещины ГРП необходимо создать для обеспечения эффективной зоны дренирования скважины. Стандартный процесс создания модели ГРП и его перенос на моделирование многозонного гидроразрыва можно представить как последовательность создания петрофизического базиса для одномерной геомеханической модели пластов с ΓΡΠ, добавлением реологических параметров жидкости параметров расклинивающего агента и программы закачки (Рисунок 4). Для оценки дебита скважины и оптимизации дизайна ГРП создается простейшая гидродинамическая модель в симуляторе ГРП или используются аналитические методы расчета дебита скважины до и после ГРП.



Рисунок 4 – Диаграмма стандартного процесса построения модели ГРП

Одномерная петрофизическая модель формируется на базе интерпретации данных ГИС целевой, пилотной или соседних скважин. Первоначальное распределения пористости, проницаемости, температуры, пластового давления и литологического состава определяется из интерпретации данных стандартного каротажа. Для построения простейшей плоскопараллельной геомеханической модели для моделирования ГРП требуется определение распределения по глубине динамических и статических значений коэффициента Пуассона, модуля Юнга, константы пороупругости, трещиностойкости, минимального горизонтального напряжения. Данные параметры определяются из данных ГИС и по испытаниям кернового материала или используются оценочные значения, рассчитанные для месторождений аналогов. Параметры гидродинамического моделирования – мощность коллектора, проницаемость, свойства пластового флюида также определяются из анализа данных ГИС и ГДИС. ΦΕС трещины ГРП рассчитывается (аналитически ИЛИ численно) после определения ee геометрических параметров и фильтрационных характеристик пропантной пачки.

Создание эффективных одиночных трещин ГРП не всегда технически реализуемо (близкие водонасыщенные пласты, подгазовые зоны, тектонические нарушения) или экономически не целесообразно (развитие большей части трещины в непродуктивных интервалах), поэтому строятся горизонтальные скважины с многозонным гидроразрывом пласта. При строительстве таких скважин «важно точно определить геолого-геофизические и геомеханические характеристики пластов для оптимального выбора азимута и траектории скважины, а также азимута, геометрии и фильтрационно-емкостных параметров трещин ГРП. Взаимодействие жидкости ГРП с породой и пластовым флюидом может значительно изменять ФЕС низкопроницаемого коллектора в целевом Необходимо исключить интервале. ИЛИ минимизировать взаимодействие жидкости разрыва с породами коллекторов и пластовым флюидом» [4]. Для требуется моделирования многозонного гидроразрыва пласта создание трехмерных геологических, геомеханических и гидродинамических моделей, позволяющих определить оптимальный азимут горизонтальной скважины, точки инициации трещин, азимута и геометрию трещин, количество трещин и их взаимное расположение, контур дренирования и дебит скважины. Корректное моделей определение параметров позволит максимизировать добычу углеводородов и минимизировать затраты на строительство скважин. Для оптимального проектирования трещин многозонного гидроразрыва предложен комплексный процесс моделирования (Рисунок 5) [21]. В отличии от стандартного

варианта, данный процесс предполагает использование для МГРП набор литолого-геохимических, петрофизических и 3D геологических, геомеханических и гидродинамических моделей с уточнением параметров всех моделей на каждом этапе проектирования и проведения многозонной обработки [3]. Важным отличием такого моделирования является то, что построение составных частей модели ГРП выполняется в специализированных симуляторах и профильными специалистами.



Рисунок 5 – Диаграмма усовершенствованного процесса построения модели ГРП

Трехмерная геологическая модель строится на основании данных сейсморазведки и одномерных петрофизических моделей, полученных ПО результатам ГИС, и анализа кернового материала. Базой для 3D геомеханической модели является геологическая модель, но распределение геомеханических параметров пласта, полученных из исследований скважин и анализа керна, может значительно отличаться от распределения геологических параметров. При проведении серии ГРП или повторных ГРП необходимо учитывать изменение геомеханических параметров во времени (4D геомеханическая модель), обусловленное изменением напряжений, пластового давления и целостности породы. Параметры литолого-геохимической модели описывают изменения ФЕС пород при их взаимодействии с жидкостями гидроразрыва. Учет таких факторов

набухание глин, как изменение смачиваемости порового пространства, образование эмульсий, кольматация порового пространства продуктами распада гелей ГРП используется для моделирования параметров трещин гидроразрыва и для корректного расчета параметров работы скважины в гидродинамической модели. Гидродинамическая модель, в свою очередь, является главным звеном в оценке экономической эффективности скважины, а её параметры (распределение РVT, ФЕС, типа флюида) непосредственно используются при моделировании ГРП. В процессе построения модели МГРП используются данные из всех моделей. Модели взаимосвязаны, что позволяет не только вносить корректировки при создании моделей, но и более качествено контролировать входные данные, получаемые из ГИС или анализа керна и пластового флюида. При использовании полных 3D симуляторов ГРП можно напрямую импортировать трехмерное распределение геологических и геомеханических свойств в модель ГРП, а при использовании Pseudo3D или Planar3D симуляторов эти свойства учитываются при расчете параметров моделируемых трещин. В отличии от стандартной моделирования, усовершенствованная методика методики направлена на корректировку основных моделей пласта и использование их параметров для моделирования ГРП. На этапе проведения тестовых закачек или основного ГРП уточненные данные модели гидроразрыва повлияют не только на корректировку тех моделей, данные которых уточнены, но и на все остальные модели пласта изза их прямых и обратных связей в общем процессе моделирования ГРП. Например, корректировка значений минимального горизонтального напряжения может изменить не только геомеханическую модель, но и геологическую, И петрофизическую модели. Процесс моделирования ГРП с использованием 3D моделирования геологической среды, вынесенного за периметр моделирования самой трещины, является более сложным и требует вовлечения больших ресурсов и вычислительных мощностей, но позволяет более точно моделировать трещины гидроразрыва, что особенно важно при проектировании многозонных обработок. Кроме того, нужно учитывать, что все модели, используемые В усовершенствованной методике, существуют в том или ином виде в процессе

разведки или разработки месторождений, но требуют доработки и адаптации под задачи гидроразрыва. В данном случае МГРП, как последний элемент строительства многозонных скважин, является связующим звеном последовательности: бурение – исследование – заканчивание – стимуляция – освоение.

Создание более точных моделей трещин многозонного гидроразрыва пласта, в свою очередь, требует проведение дополнительных исследований и экспериментов для получения более достоверных данных для моделирования. Необходимо изучение распределения напряжений, изменение характера насыщения пласта (в т.ч. остаточного и в закрытом поровом пространстве), влияния гидроразрыва на изменение ФЕС пласта и механические характеристики пород.

2.1. Данные и модели для проектирования МГРП туронского яруса

Петрофизическая модель

Для расчета модели трещины ГРП необходимо построить литологическую модель разреза. Тип породы, глубина залегания, мощность пропластков, проницаемость и пористость получены из анализа ГИС. При расчете параметров литологической модели туронской залежи использованы данные ГИС с опорной вертикальной скважины, где проведены наиболее полные каротажные исследования [90]. Газ туронской залежи Южно-Русского месторождения относится к категории трудноизвлекаемого [8] из-за низких ФЕС коллектора, неоднородности пласта, значительной фациальной изменчивости по площади и коллектору, низких пластовых температур и высоких пластовых давлений. Согласно интерпретации данных ГИС на пилотной скважине, общая мощность пласта составляет 45.5 м, эффективная мощность 23.4 м, проницаемость коллекторов низкая – от 0.5 до 2.5 мД. По результатам обработки комплекса данных ГИС в ПО «DecisionSpace[®]Petrophysics» получена оценка коллекторских свойств (ФЕС) интервалов Т1, Т2 (Рисунок 6, Таблица 1).

Рисунок 6



Рисунок 6 – Планшет пилотной скважины туронского яруса

Определение пористости (Кп) для туронских коллекторов проведено с использованием интерпретации данных ГИС и керновых исследований [3, 90]. Коэффициент остаточной водонасыщенности Ф определен как отношение объема пор, заполненных капиллярно-связанной водой и водой глин, к общему поровому объему:

$$\Phi = \frac{\varphi_{wb} + \varphi_{wcl}}{\varphi_{eff}} , \qquad (19)$$

где φ_{wb} – объём пор со связанной водой, φ_{wcl} – объём воды в глинах, φ_{eff} – общий поровый объем. Для пластов туронского яруса проведены дополнительные ЯМК исследования и определено, что вся вода находится в связанном состоянии и при гидроразрыве значительная часть ее будет высвобождена, что может изменить относительную фазовую проницаемость породы в притрещинной зоне и препятствовать движению углеводородов к стволу скважины.

Таблица 1 – Петрофизические параметры пластов туронского яруса

Перспективные прослои	Подошва, м	Кровля, (а.о.) м	Подошва, (а.о.) м	Мощность общ., м	Мощность эфф., м	Рп ВИКИЗ, Омм	Кп по ПС, %	Кпр, мД	Кн, %	Литология	Коллектор	Тип флюида
765,0	768,5	712,6	716,1	3,5	3,5	13,3	24,9	2,0	49,7	песчгл.	колл.глин.	Газ
772,5	773,6	720,1	721,2	1,1	1,1	11,5	24,5	1.7	44.0	песчгл.	колл.глин.	Газ
774,5	777,3	722,1	724,9	2,8	2,8	14,8	25,8	3.0	54.4	песчгл.	колл.глин.	Газ
778,1	781,7	725,7	729,3	3,6	3,6	13,0	25,6	2.7	49.9	песчгл.	колл.глин.	Газ
782,5	784,3	730,1	731,9	1,8	1,8	13,9	26,2	3.6	53.0	песчгл.	колл.глин.	Газ
792,3	794,5	739,9	742,1	2,2	2,2	9,7	24,6	1.7	37.4	песчгл.	колл.глин.	Газ
796,2	798,3	743,8	745,9	2,1	2,1	11,8	25,3	2.4	46.3	песчгл.	колл.глин.	Газ
800,9	804,8	748,5	752,4	3,9	3,9	14,3	25,5	2.6	52.9	песчгл.	колл.глин.	Газ
808,1	810,5	755,7	758,1	2,4	2,4	9,8	24,2	1.4		песчгл.	возм. колл.	-
Газонасыщение:				21,0	21,0	13,1	25,4	2,5	49,3	-	-	-

Геомеханическая модель ГРП

Геомеханическое моделирование является аккумулятором знаний по горногеологическим условиям и выступает в роли инструмента, позволяющего подготовить основу для дизайна ГРП. На практике наиболее успешно используются результаты расчета упруго-прочностных свойств пород и величин, направлений горизонтальных напряжений, как результат одномерного
моделирования вдоль ствола скважины, так и трехмерного моделирования на площадь месторождения. Применение геомеханики для всех проводимых операций ГРП определяется наличием исходной информации, финансовыми и техническими возможностями и условиями. Но результат применения геомеханического моделирования повышает успешность проведения работ по ГРП, прогноза результатов и систематизации знаний по применению различных технологий.

коллекторов Пласты туронского яруса сложены песчаниками И алевролитами с большим содержанием глинистой составляющей [18], что значительно снижает проницаемость пласта и его газоотдачу. Сейсморазведка и геофизические исследования, проведенные в разведочных скважинах, показали, что туронские залежи находятся на глубине 750-1050 м, пластовая температура от 15 до 19 °C, пластовое давление ~120 атм. Высокая расчлененность разреза практически обуславливает нулевую вертикальную проницаемость, а проницаемость превышает 10 мД. Порода слабо горизонтальная не консолидирована, разрушается при контакте с водой и при механической нагрузке [51]. При подготовке ГРП выявлено отсутствие исследований керна на определение геомеханических свойств пород, необходимых для моделирования гидроразрыва и оказывающих значительное влияние на геометрические характеристики трещины и азимут ее распространения.

Для уточнения этих параметров проведен комплекс исследований кернового материала, который позволил определить прочностные свойства пород (предел прочности при одноосном и псевдотрехосном сжатии, предел прочности при растяжении), упругие свойства пород (статические и динамические модуль Юнга и коэффициент Пуассона) (Таблица 2) и, кроме того, откалибровать данные интерпретации ГИС. Исследования пилотной вертикальной скважины позволили получить дополнительные геомеханические параметры (Рисунок 7). Градиент литостатического давления определен путем интегрирования составного набора данных по объемной плотности. Поровое давление рассчитано на основании показаний плотностного каротажа, каротажа сопротивлений и акустического каротажа.



Рисунок 7 – Геомеханические параметры пластов туронского яруса

Давление гидроразрыва рассчитано с помощью модели для глин и модели для упругодеформируемых пористых сред при оценке более хрупких пород [55] вместе с результатами испытаний на гидроразрыв, предоставленными по данной скважине.

Глубина	Интервальное время пробега продольной волны	Интервальное время пробега поперечной волны	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга дин.	Модуль Юнга стат.	Поровое давление	Минимальное горизонтальное напряжение	Горное давление
М	мсек/м	мсек/м	-	атм	атм	атм	атм	атм
765,6	506	936	0,29	63789	36107	93	122	164
766,7	497	945	0,31	64853	47422	93	125	165
767,8	498	917	0,29	68506	44710	93	123	165
768,9	450	838	0,30	83702	61340	94	124	165
770,0	425	783	0,29	97063	73038	94	123	165
771,1	417	786	0,30	95884	75358	94	125	166
772,2	416	793	0,31	96392	85049	94	127	166
773,3	414	787	0,31	95796	77454	95	126	166
774,4	403	790	0,32	95990	86111	95	129	166
775,5	453	867	0,31	81788	75913	95	127	167
776,6	448	859	0,31	79223	61262	95	128	167
777,7	385	680	0,26	142011	137041	95	121	167
778,8	394	739	0,30	107503	79957	95	126	167
779,9	394	751	0,31	108095	97041	96	128	168
781,0	391	722	0,29	110868	74203	96	126	168
782,1	416	743	0,27	117479	112623	96	123	168
783,2	464	864	0,30	77113	51796	96	127	168
784,3	458	868	0,31	79694	66448	96	128	169
785,4	445	859	0,32	80738	68711	96	130	169
786,5	460	865	0,30	78445	59209	96	128	169
787,6	469	877	0,30	77418	60930	97	128	169

Таблица 2 – Геомеханические параметры пластов туронского яруса по данным исследований керна

Профиль порового давления в данной скважине представляется нормальным до глубины около 600 м, а затем постепенно повышается от нормального до максимального уровня в зоне туронского яруса.

Оценка азимутов максимального (σ_H) и минимального (σ_h) горизонтальных напряжений по данным микроимиджей, основанная на определении направления техногенной трещиноватости или вывалов, соответственно, показала направление

напряжений в направлении С-С-З, что горизонтальных максимальных согласуется с направлением региональных напряжений. С учетом условий тектонического растяжения, определяемых по картам напряжений, и наличию результатов кросс дипольной акустики по скважинам, вероятным направлением $\sigma_{\rm H}$ является 310-320°, а вероятным направлением $\sigma_{\rm h}$ 40-50° (Рисунок 8). 1D геомеханическое моделирование проведено в ПО Drillworks[®] (Halliburton). Эволюция геомеханических параметров модели также отображена на рисунке 7 и представляет собой последовательность получения динамических (дин) и статических (стат) значений ИЗ анализа ГИС, построения первичной геомеханической модели (Геомодель), измерения динамических и статических значений из анализа керна (Керн), корректировку значений с учетом керновых исследований (Дизайн), корректировку значений после проведения мини-ГРП (миниГРП) и основного ГРП (ГРП).



Рисунок 8 – Азимут максимального горизонтального напряжения для пластов туронского яруса

Перенос параметров в трехмерную геомеханическую модель выполнен путем экстраполяции и интерполяции существующих 1D геомеханических данных с учетом параметров трехмерной геологической модели и исследований соседних скважин.

Литолого-геохимическая модель ГРП

К моменту строительства пилотной вертикальной и горизонтальной скважин на туронский ярус проведен ГРП на соседней вертикальной скважине с

закачкой 80 тонн пропанта. Использовалась жидкость на водной основе с кг/м³ 4.2 гуарового добавлением полимера. Анализ добычи показал незначительное увеличение дебита газа после ГРП (Рисунок 9). Это можно объяснить неполным разрушением геля гидроразрыва в существующих пластовых условиях или негативным воздействием водной фазы на пласт. При закачке жидкости ГРП на водной основе в низкопроницаемые пласты возможно набухание глинистых минералов и закупорка порового пространства [70], изменение смачиваемости низкопроницаемой породы, создание так называемых водных блоков (водных экранов) в зоне контакта с водой [69, 67] или образование газогидратов [9] в прискважинной (или притрещинной) зоне при определенных термобарических условиях [11].



Рисунок 9 – Добыча соседней вертикальной скважины после ГРП

Для предотвращения негативного влияния жидкости гидроразрыва на пласт реализована программа исследований по подбору технологических решений для стимуляции скважин туронской залежи. В первую очередь подобрана базовая рецептура геля ГРП на водной основе (Рисунок 10), как наиболее доступного и недорогого решения для условий низкотемпературного пласта (15 °C). В качестве основы геля ГРП использовалась вода из источников на месторождении и загеливающий полимер на основе производной гуаровой камеди. Особенностью рецептуры жидкости ГРП (Таблица 3) для данных геологических условий пласта является применение энзимного брейкера, что позволяет разрушить вязкий гель при низких пластовых температурах и обеспечить высокие фильтрационные характеристики системы пласт-трещина для отбора жидкости обработки и пластового флюида.

Таблица 3 – Рецептура геля ГРП на водной основе для низкотемпературных туронских пластов

Компонент	Концентрация	Ед. изм.
Гуаровый полимер	3,0	кг/м ³
Стабилизатор глин	7,0	кг/м ³
ПАВ	2,0	л/м ³
Функциональная добавка	2,0	кг/м ³
Сшиватель	3,0	л/м ³
Энзимный брейкер	0,2 - 0,5	кг/м ³



Рисунок 10 – Результаты тестирование жидкости ГРП на водной основе. Стабильность геля ГРП на воде из разных источников (а), стабильность геля ГРП на при различной концентрации деструктора (б), стабильность геля ГРП на при различной концентрации геллирующего агента (в), чувствительность геля ГРП к изменению скорости сдвига (г)

После проведения серии тестирований разработана рецептура жидкости ГРП, обеспечивающая необходимую стабильность геля, песконесущую способность, вязкость и восстановление при изменении скорости сдвига (Рисунок 11). Тестирование позволило подобрать необходимые концентрации химических добавок и концентрацию полимера, обеспечивающие раскрытие трещины ГРП и транспортировку расклинивающего агента при минимизации загрязнения системы трещина-пласт. Несмотря на то, что подобрана рабочая рецептура жидкости ГРП на водной основе для низкотемпературного пласта, вопрос о набухании глин, образовании водных экранов и газогидратов оставался открытым. Набухание глин можно контролировать раствором КСІ или специальными реагентами, предотвращающими процесс ионного обмена, образование гидратов контролируется подбором режимов работы скважины, а изменение смачиваемости пород и образование водных экранов уменьшается применением специальных микроэмульсионных присадок к жидкости ГРП [112]. Для полного исключения данных явлений разработана рецептура геля ГРП на углеводородной основе. Система жидкости ГРП на углеводородной основе обеспечивает стабильное качество рабочей жидкости при транспортировке пропанта, оказывает минимальное негативное влияние на коллектор, разрушается при пластовой температуре 15°С. В качестве базовой углеводородной жидкости выбрано дизельное топливо определенной марки, дающее наиболее стабильный гель ГРП. Тестирование нескольких гелевых систем на углеводородной основе показало, что только одна из них разрушается при низких температурах и может применяться на туронских пластах (Рисунок 11а).

В ходе дальнейших экспериментов оптимизированы концентрации загеливающего агента, сшивателя и деструктора (

Таблица 4), при которых жидкость ГРП показала хороший результат по таким важным параметрам, как чувствительность к загрузке загеливающих агентов и деструкторов (Рисунок 11б, Рисунок 11в). Система имеет хорошее восстановление вязкости при изменении скорости сдвига (Рисунок 11г). При этом следует отметить, что данная система является очень эластичной и дает возможность применять ее при различных дизайнах ГРП, варьируя концентрации химреагентов.

Таблица 4 – Рецептура геля ГРП на углеводородной основе

Компонент	Концентрация	Ед. изм.		
Загеливающий агент	11,0	л/м ³		

43

Активатор (сшиватель)	11,0	л/м ³
Низкотемпературный деструктор	10,0	л/м ³



Рисунок 11 – Результаты тестирования жидкости ГРП на углеводородной основе. Стабильность геля ГРП различных систем (а), стабильность геля ГРП при различной концентрации деструктора (б), стабильность геля ГРП при различной концентрации гелирующего агента (в), чувствительность геля ГРП к изменению скорости сдвига (г)

Реологические свойства жидкости ГРП описываются формулой [57]:

$$\mu_{app} = k' \gamma^{n'-1}, \qquad (20)$$

где μ_{app} – кажущаяся вязкость, k' – коэффициент консистенции, n' – коэффициент текучести, γ – скорость сдвига. Реологические параметры жидкостей для моделуй ГРП также были получены при лабораторном тестировании. Важным критерием для подбора жидкости ГРП является время разрушения сшитой жидкости. Выбранная система обладает следующими свойствами: её стартовая вязкость по результатам теста на стабильность при пластовой температуре 15°C составляла 350 - 450 сП при скорости сдвига 100⁻¹ сек, а полное разрушение до 40 сП достигается через 8 часов с дальнейшим падением до 1 сП. Как показал дальнейший опыт проведения ГРП с использованием других систем, способность разрушения жидкости ГРП в пластовых условиях является важнейшим фактором для очистки трещины после ГРП и скорейшего выхода скважины на плановый

режим добычи. Параллельно с подбором жидкостей ГРП проведено тестирование взаимодействия кернового материала с различными флюидами. Для исследований набухания глин использовались линейный тестер, специально подготовленные образцы кернового материала (Рисунок 12) с опорной вертикальной скважины и четыре типа различных жидкостей: техническая вода (водный раствор NaCl 3 %), водный раствор KCl 7%, водный раствор KCl 7% с добавлением ПAB, дизельное топливо.



Рисунок 12 – Линейный тестер LSM (Fann Instrument) и образец исследуемого материала

Результатом испытания является зависимость относительного увеличения высоты образца от времени. Из сводного графика видно, что наименьшее набухание образцов происходит при воздействии дизельного топлива на керновый материал (Рисунок 13).



Рисунок 13 – Результаты тестирования кернового материала на набухание глин при

взаимодействии с различными жидкостями

Степень совместимости жидкости ГРП и породы определена по времени капиллярной пропитки. Из теста определено, что наиболее подходящая основа для жидкости ГРП - это раствор KCl 2% с добавлением стаблизатора глин WCS с концентрацией 4,0 л/м³ (Рисунок 14).



Рисунок 14 – Результаты тестирования жидкостей ГРП на капиллярное всасывание

Тип ПАВ, предотвращающий изменение смачиваемости пород коллектора при контакте с жидкостью ГРП, определен проведением фильтрационных тестов через образцы керна с опорной скважины. Образец керна в ненасыщенном состоянии помещался в испытательную установку, где моделировались пластовые условия. Раствор КСL 7% фильтровался через образец с постоянным расходом и измерялась его проницаемость. Затем проводился замер проницаемости при фильтрации через образец керна раствора КСL 7% с добавкой ПАВ. Коэффициент восстановления проницаемости рассчитан как отношение второй измеренной проницаемости к первой. Таким образом, определено влияние добавки ПАВ на фильтрацию флюидов через породу. По данной технологии протестировано шесть различных ПАВ (Таблица 5, Рисунок 14) и выбран наиболее эффективный (WNE 135) для жидкости гидроразрыва на водной основе. Для определения проницаемости породы по раствору разного состава отобраны образцы керна максимально близкие по своим характеристикам порового пространства. Через поровое пространство образцов фильтровался различный флюид (раствор KCl 7%, раствор KCl 7% с добавкой ПАВ и дизельное топливо), рассчитывался коэффициент проницаемости.

Таблица 5 – Результаты исследования проницаемости керна пилотной скважины	по флюиду с
различными добавками ПАВ	

№ обр.	Абс.	1 этап	фильтрации	2 этап фил	ьтрации	Коэффициент
	проницаемость	Флюид	Проницаемость,	Флюид	Проницаемость,	восстановления
	по газу, мД		мД		мД	проницаемости
904	2,01	p-p KCl 7	0,09	p-p KCl 7 +	0,07	0,78
				WNE 135		
909	4,36	p-p KCl 7	0,23	p-p KCl 7 +	0,14	0,61
				GasPerm		
910	11,93	p-p KCl 7	2,46	p-p KCl 7 + NE50	1,82	0,74
912	6,63	p-p KCl 7	0,21	p-p KCl 7 +LoSurf-	ниже предела	<0,1
				300D	обнаружения	
913	4,52	p-p KCl 7	0,31	p-p KCl 7 + LoSurf- ниже предела		<0,1
				300M	обнаружения	
922	2,29	p-p KCl 7	0,12	p-p KCl 7 + LoSurf-	ниже предела	<0,1
				2000L	обнаружения	

Таким образом, оценивалось взаимодействие флюидов с породой и влияние этого взаимодействия на проницаемость. Тестирование проницаемости керна по флюидам различного типа показало, что лучший результат получен при (Таблица 6). фильтрации дизельного топлива Самая большая потеря проницаемости наблюдалась при фильтрации раствора 7% KCl. На основании проведенных исследований рекомендовано проведение опытно-промышленной работы ГРП с применением жидкости на УВ основе, поскольку такая жидкость имеет ряд преимуществ: меньшее негативное влияние на ФЕС пласта, отсутствие назбухания глин, более быстрая отработка скважины, но ГРП на углеводородной основе требует особенных мер предосторожности при подготовке и проведении обработки. Гель на углеводородной основе значительно увеличивает стоимость ГРП. Поэтому при подтверждении эффективности эксплуатации скважин с ГРП на дизельной основе, можно использовать предложенные рецептуры жидкости ГРП на водной основе, провести их испытания и доработку для замены дорогостоящих углеводородных гелей.

Глубина	Абсолютная	Жидкость	Проницаемость	Отношение фазовой	
отбора	проницаемость		по жидкости,	проницаемости жидкости	
образца, м	по газу, мД		мД	к абсолютной по газу	
802,00	3,47	Диз. топливо	0,47	0,14	
773,55	2,787	Раствор KCl 7	0,14	0,05	
809,30	3,83	Раствор KCl 7 + ПАВ	0,38	0,10	

Таблица 6 – Проницаемость керна для различных жидкостей

Геологическая и гидродинамическая модель ГРП

Для расчета модели трещины ГРП построена литологическая модель разреза туронской залежи. Мощность пропластков, глубина залегания, тип породы, проницаемость и пористость получены из анализа ГИС в пилотной скважине туронского яруса, где проведены наиболее полные каротажные исследования. Согласно интерпретации ГИС общая мощность пласта составила 45,5 м, эффективная мощность 23,4 м, проницаемость коллекторов – от 0,5 до 2,5 мД. Оценка коллекторских свойств (ФЕС) интервалов Т1, Т2 приведена на рисунке 6 и в таблице 2. Целевые прослои тонкослоистые, сложены алевролитами и могут быть разделены на две группы. Минеральный состав алевролитов преимущественно кварцевый с присутствием полевых шпатов и плагиоклазов. Глинистая составляющая – это гидрослюда, хлорит, монтмориллонит и каолинит. Интерпретация ЯМК (Рисунок 6) показывает, что одна группа пластов низкопроницаемыми коллекторами, вторая представлена a отнесена К коллекторам с более низкими ФЕС. Трехмерная геологическая\гидродинамичекая DecisionSpace[®]Nexus модель построена В симуляторе (Halliburton) с использованием данных сейсморазведки и РИГИС соседних скважин. На рисунке 15 показаны примеры распределения параметров в 3D модели. На этапе проектирования МГРП параметры скважины и трещин ГРП импортированы в эту модель и использовались для оценки эффективности дизайнов ГРП и оптимизации параметров работы скважины. Некоторые авторы [3] используют такой подход для расчета эффективности горизонтальных скважин с МГРП. Ланные аналитические формулы используются для расчета дебита скважин, накопленной добычи и денежного притока, что с учетом стоимости капитальных и операционных затрат, налогов и прочих отчислений, позволяет произвести оценку

экономической эффективности многозонной обработки [16]. Такие модели могут совершенствоваться и корректироваться, но их применение требует хорошего понимания процесса и настройки параметров для каждого конкретного случая.



Рисунок 15 – 3D геологическая/гидродинамическая модель пластов туронского яруса с трещинами МГРП. Распределение абсолютной проницаемости (а), проницаемости по газу (б), пористости (в), давления (г)

Применение гидродинамических симуляторов позволяет использовать широкий диапазон данных и достаточно точно рассчитывать дебиты скважин в зависимости от заданных параметров. Кроме того, они позволяют рассчитать экономическую эффективность разработки определенного участка Ho расчеты требуют месторождения. такие В симуляторах наличие вычислительных мощностей и больших временных затрат на создание моделей пластов, трещин, жидкостей и т. д. При ограниченности исходных данных или их быть Ho некорректности погрешность расчетов может значительна. многовариантность преимущество симуляторов ЭТО И возможность непосредственного использования во время проведения ГРП. В случае отклонения обработки МГРП от программы можно оперативно оптимизировать последующие закачки для достижения экономической эффективности.

2.2. Данные и модели для проектирования МГРП тюменской свиты

Петрофизическая модель

Петрофизическая модель для тюменской свиты также построена на основе данных ГИС и исследований керна в ПО «DecisionSpace[®]Petrophysics». В таблице 7 и на рисунке 16 представлены петрофизические параметры вертикальной скважины, где проведен комплекс работ по определению литологии, геомеханических свойств, ФЕС для тюменской свиты и выше/нижележащих пластов [62]. Таблица 7 – Петрофизические параметры пластов тюменской свиты

Шласт	Кровля, м	Подошва, м	Н, м	Кровля (а.о.), м	Подошва (а.о.), м	Нэфф, м	Рп, Ом*м	Кп, %	Кпр, мД	Кн, %	Тип флюида	
ЮК1	2302,3	2302,9	0,6	2220,7	2221,3	0,6	15,4	14	5,41	60	Возм. коллектор	
ЮК1	2302,9	2303,7	0,8	2221,3	2222,1	0,8	112,4	15	3,19	58	Возм. коллектор	
Зона	Возм. кол	лектор:	1,4	-	-	1,4	70,8	15	4,14	59	-	
ЮК2	2335,9	2336,8	0,9	2254,3	2255,2	0,9	19,1	12	1,00	48	УВ	
	Зона УВ	:	0,9	-	-	0,9	19,1	12	1,00	48	-	
ЮК3	2347,4	2348,0	0,7	2265,7	2266,4	0,7	24,4	14	1,57	44	УВ	
ЮКЗ	2348,0	2348,4	0,4	2266,4	2266,7	0,4	24,1	13	2,72	51	УВ	
ЮКЗ	2348,4	2349,0	0,6	2266,7	2267,3	0,6	22,8	13	1,51	41	УВ	
ЮК3	2349,6	2350,1	0,5	2267,9	2268,5	0,5	41,0	13	3,27	66	УВ	
ЮК3	2350,7	2351,5	0,7	2269,1	2269,8	0,7	52,2	15	4,94	58	УВ	
ЮК3	2351,5	2352,0	0,5	2269,8	2270,3	0,5	42,2	13	7,02	71	УВ	
ЮКЗ	2352,0	2352,6	0,6	2270,3	2270,9	0,6	90,3	15	7,75	58	УВ	
ЮКЗ	2352,6	2353,3	0,7	2270,9	2271,6	0,7	98,6	13	8,44	71	УВ	
ЮК3	2353,3	2353,8	0,5	2271,6	2272,1	0,5	78,9	15	8,53	62	УВ	
ЮК3	2353,8	2354,2	0,4	2272,1	2272,6	0,4	132,9	14	11,46	74	УВ	
ЮК3	2354,2	2354,6	0,4	2272,6	2273,0	0,4	108,2	15	13,46	67	УВ	
ЮК3	2354,6	2355,2	0,6	2273,0	2273,6	0,6	17,3	16	7,34	66	УВ	
	Зона УВ	:	6,6	-	-	6,6	58,8	14	6,20	60	-	
ЮК4	2358,3	2358,8	0,5	2276,7	2277,2	0,5	35,2	15	6,03	62	Нефть	
ЮК4	2358,8	2359,6	0,8	2277,2	2277,9	0,8	32,3	13	2,66	48	Нефть	
ЮК4	2359,8	2360,2	0,4	2278,2	2278,6	0,4	19,1	12	0,49	17	Нефть	
ЮК4	2360,5	2361,1	0,6	2278,9	2279,4	0,6	46,2	14	3,33	66	Нефть	
ЮК4	2361,1	2361,8	0,7	2279,4	2280,1	0,7	31,1	14	5,77	69	Нефть	
ЮК4	2362,2	2363,2	0,9	2280,6	2281,5	0,9	29,2	15	2,91	50	Нефть	
ЮК4	2363,2	2363,6	0,4	2281,5	2281,9	0,4	32,4	13	2,94	48	Нефть	
ЮК4	2363,6	2364,2	0,7	2281,9	2282,6	0,7	53,8	15	6,83	65	Нефть	
ЮК4	2364,8	2365,5	0,7	2283,1	2283,8	0,7	54,5	15	6,90	65	Нефть	
ЮК4	2365,5	2366,1	0,6	2283,8	2284,4	0,6	46,9	13	5,58	60	Нефть	
ЮК4	2366,1	2366,6	0,5	2284,4	2285,0	0,5	37,1	13	4,16	55	Нефть	
ЮК4	2366,6	2367,6	1,0	2285,0	2286,0	1,0	35,8	12	4,48	61	Нефть	
ЮК4	2367,6	2368,4	0,8	2286,0	2286,8	0,8	38,7	14	3,62	45	Нефть	
ЮК4	2368,4	2369,0	0,6	2286,8	2287,4	0,6	42,2	14	3,37	51	Нефть	
ЮК4	2369,0	2369,5	0,5	2287,4	2287,9	0,5	44,9	13	4,43	62	Нефть	
ЮК4	2369,5	2370,1	0,6	2287,9	2288,5	0,6	45,0	15	5,25	61	Нефть	
ЮК4	2370,1	2370,6	0,5	2288,5	2289,0	0,5	39,1	13	2,89	50	Нефть	
ЮК4	2370,6	2371,2	0,6	2289,0	2289,6	0,6	34,2	14	2,31	46	Нефть	
ЮК4	2371,7	2372,2	0,6	2290,0	2290,6	0,6	19,2	15	1,95	47	Нефть	
,	Зона нефт	и:	12,0	-	-	12,0	38,0	14	4,08	55	-	



Рисунок 16 – Планшет пилотной скважины тюменской свиты

По комплексу каротажей в открытом стволе определены параметры пластов: средняя пористость составила 14%, проницаемость от 1 до 5 мД. Пластовая температура ~100°С, а пластовое давление составляет 220-250 бар, что критично ДЛЯ выбора жидкости и параметров гидроразрыва. Разрез изотропный, максимальное значение акустической анизотропии достигает 1,5. Для пластов тюменской свиты ранее проведен комплекс исследований скважин (нейтронгамма спектрометрический метод - НГКс) для уточнения минералогического состава пород, разделения глинистой компоненты по минералам и уточнения оценок коэффициента общей пористости. Это позволило оценить количественно содержание элементов, входящих в основные породообразующие минералы. В результате обработки показаний прибора ECS получены концентрации таких элементов как Si, Fe, Ca, S, Al, Ti, Gd. Для тюменской свиты характерна многокомпонентность минералогического состава глинистой фракции. Определение состава глинистой фракции позволяет оценить изменение порового пространства из-за набухания глин при контакте с жидкостью ГРП [59]. Исследования показали, что основными глинистыми минералами являются иллит, хлорит и каолинит.

Для оценки характера насыщения дополнительно были проанализированы данные ЯМК в сильном магнитном поле. По данным интерпретации ГИС, пласты ЮК2 и ЮК3 насыщены легкими углеводородами: газом либо газоконденсатом, пласт ЮК4 насыщен нефтью.

Литолого-геохимическая модель ГРП

Для пластов тюменской свиты имелся большой опыт проведения ГРП на наклонно-направленных скважинах, поэтому характеристики жидкостей разрыва и их влияние на изменение ФЕС пластов, необходимые для эффективного гидроразрыва данных пород, были хорошо изучены. Все основные тесты, описанные выше для туронских пластов, проведены для тюменской свиты ранее и основной задачей для дизайна жидкости ГРП стала оптимизация её характеристик для минимизации загрязнения пласта и трещины ГРП, уменьшения трения,

52

предотвращения набухания глин и изменения смачиваемости порового пространства. На рисунке 17 показаны результаты тестирования жидкости гидроразрыва при различных загрузках полимера, создающего необходимую реологию жидкости для транспортировки пропанта и раскрытия трещины ГРП.



Рисунок 17 – Результаты тестирования жидкости ГРП на водной основе. Стабильность жидкости ГРП во времени: для базовой рецептуры (а), при различной концентрации деструктора (б), при различной концентрации гелланта (в), при изменении скорости сдвига (г)

На основании серии тестирований разработана основная жидкость ГРП на водной основе для высокотемпературных пластов тюменской свиты (Таблица 8) и получены ее основные параметры, используемые для моделирования процесса ГРП.

	דותי	U
Таблица Х – Рецептура жилкости	PII III BUCOKOTEMPENATVOHUX DIACTOR $'$	тюменской свиты
таблица б тецентура жидкоети з	TIT ASIA BBICOROTEMINEPUT ypitbla influe tob	

Компонент	Концентрация	Ед. изм.
Гуаровый полимер	2,6	кг/м ³
Стабилизатор глин	2,0	л/м ³
ПАВ	1,5	л/м ³
Функциональная добавка	2,0	кг/м ³
Сшиватель	4,2	л/м ³
Брейкер	0,7	л/м ³

Геомеханическая модель ГРП

Район работ хорошо изучен на основе проведенных одностадийных обработок, и существующая модель ГРП для тюменской свиты хорошо коррелируется с данными анализа давлений обработок, данными ГДИС и данными добычи. Направление азимутов горизонтальных напряжений определено по данным широкополосного акустического каротажа на опорных скважинах. Азимут максимального горизонтального напряжения составляет 320-330°, азимут минимального горизонтального напряжения составляет 50-60° (Рисунок 18).





- Максимальное горизонтальное напряжение (σ_H)

В рамках подготовки первого МГРП проведено уточнение ФЕС коллекторов в зонах ГРП с применением длительных ГДИС, а также построена детальная 1D геомеханическая модель основе расширенного комплекса ГИС на c широкополосным акустическим каротажем. Кроме того, проведено уточнение параметров модели с использованием данных модульного пластоиспытателя (Рисунок 19) и результатов опытного многостадийного ГРП тюменской свиты [89]. Геомеханические параметры, полученные из интерпретации данных ГИС, скорректированные по результатам анализа давлений гидроразрыва пласта на соседних скважинах и исследованиям кернового материала тюменской свиты, представлены в таблице 9.

ГК, НК, ГГК-П Мин. модель Пористость Насыщенность Проницаемость Модуль Юнга Коэф. Пуассона Напряжение КВ, СП Акустика уэс Утечки Кварц 200 300 0 200 150 600 1ИК10, Ом*м200 VVVVVV ПШ 0.51 00.1 200 600 0.45 10000 5500 МЮ, ГПа КΠ Каверн., мм ГК, АНИ Кв, д. ед. Кп общ ЯМК Sh, ĸ∏a Интерв. время Р Кпр, мД Глина волна, мкс/м д.ед. 1ИК20, Ом*м200 Иллит Каолини Кальцит⁰ _{Связанный} 0.5 100 600 0.45 10000 Стратиграфия Глубина, м 0.0001 0.0007 МЮдин КЕРН, ГПа КПдин КЕРН 2.95 350 1100 СМ³ Интерв. время S волна, мкс/м 1100 1//K30, OM*M200 Sv, кПа 100 -30 1.95 К утечек ПС, мВ Кво КЕРН, % ГГК-П, г/см³ флюид ЯМК, 0.45 10000 600 55000 1_{ИК60, Ом*м}200 . д.ед. МЮ МОДЕЛЬ, ГПа КП МОДЕЛЬ Sh МОДЕЛЬ, к⊓а 0.45 -0.15 1_{ИК90, Ом*м}200 0 60 0.45 МЮстат КЕРН, г⊓а КПстат КЕРН Водородосоде 550 ржание, д. ед lop. 2290 2300 2310 2320 2330 ЮК2 2340 ЮКЗ 2350 ЮК4 2360 2370 2380 ЮК5 2390 ЮК6 2400 5 2410 2420

Рисунок 19 – Планшет геомеханических параметров тюменской свиты

Глубина отбора по бурению, м	Стратиграфическая единица	Проницаемость по газу, мД	Плотность, г/см ³	Коэф. Пуассона динамич.	Модуль Юнга динамич., ГПа	Предел упругости стат., МПа	Предел прочности стат., МПа	Коэф. Пуассона стат.,	Модуль Юнга стат. ГПа	Коэф. пластичности стат.
2702,15	ЮКО	0,149	2,67	0,19	80,64	125	144,1	0,271	24,6	2,46
2702,80	ЮКО	0,186	2,34	0,15	58,39	124,4	144,8	0,297	21,68	2,47
2703,20	ЮКО	0,207	2,38	0,14	57,04	152	165,1	0,249	18,44	1,57
2703,85	ЮКО	0,927	2,38	0,14	53,87	161,3	177,6	0,26	18,37	2,12
2704,01	ЮКО	0,514	2,38	0,18	50,86	41,5	56,5	0,231	3,82	2,36
2718,24	ЮК1	0,097	2,62	0,25	54,64	45,5	60,9	0,319	4,01	1,69
2742,29	Тюменская свита	8,51	2,44	0,25	62,43	89,7	98,7	0,288	14,24	1,68
2742,88	Тюменская свита	0,354	2,55	0,22	60,57	93,5	105,8	0,377	12,27	2,22
2743,02	Тюменская свита	0,39	2,41	0,23	62,59	82	115,9	0,216	10,82	1,9
2758,72	Тюменская свита	0,309	2,54	0,23	58,97	89,4	109,5	0,253	13,33	1,77
2795,00	Тюменская свита	2,217	2,55	0,26	63,07	86,8	102,5	0,201	9,05	1,97
2855,19	Тюменская свита	9,109	2,55	0,25	61,5	104	116,6	0,219	10,45	1,65
2856,11	Тюменская свита	0,079	2,52	0,22	60,2	120,4	144,8	0,232	23,67	2,51
2856,69	Тюменская свита	0,415	2,54	0,33	55,83	107,6	127,2	0,39	31,25	3,93
2857,05	Тюменская свита	0,102	2,56	0,25	49,34	87,5	96,6	0,246	8,317	1,244
2878,04	ЮК7	0,758	2,36	0,11	50,71	13,44	157,8	0,339	14,66	1,476
2878,79	ЮК7	3,017	2,50	0,15	56,95	120	130,1	0,329	12,85	1,131
2869,76	ЮК7	0,223	2,52	0,12	76,75	297,2	319,1	0,313	41,66	1,582
2871,10	ДЮК	0,058	2,34	0,13	53,18	93	105,8	0,328	10,67	2,3

Таблица 9 – Геомеханические параметры пластов тюменской свиты по данным исследований керна

Геологическая и гидродинамическая модель ГРП

Тюменская свита представлена юрскими пластами континентальных отложений, классифицируемых в данном конкретном районе сверху вниз как ЮК2, ЮК3, ЮК4 и ЮК5. Тюменская свита формировалась с изменением геологической последовательности осадконакопления, что обуславливает её неоднородность с непостоянными свойствами распределения продуктивных интервалов (Рисунок 20). Основные запасы углеводородов сосредоточены в отложениях среднеюрского континентального генезиса ЮК2, ЮК3 и ЮК4. Анализ керна на этом месторождении показал, что свойства пород продуктивных зон имеют среднюю пористость 8,7 % и среднюю проницаемость 0,63 мД. Порода включает алевролиты, глины, угольные и песчаные пласты с изменением геологической последовательности от тонких участков к толстым, создавая вид



Рисунок 20 – Структурная карта по кровле пласта ЮК2

слоистого пирога. Тела, образованные речными песками, имеют очень ограниченные геометрические размеры (вертикальные и латеральные) и могут рассматриваться как линзы [62]. Основными особенностями месторождения являются: значительная мощность пласта (в среднем 150 м), резкая фациальная изменчивость континентальных отложений по латерали и по вертикали, очень низкая песчанистость, низкие фильтрационно-емкостные свойства, проницаемость менее 2 мД, амплитудные перепады структурных отметок пластов [100].

Трехмерная геологическая\гидродинамичекая модель тюменской свиты построена в симуляторах «DecisionSpace[®] Geologic Interpretation» и «DecisionSpace[®] Fracture Productivity» (Halliburton) с использованием данных сейсморазведки и РИГИС соседних скважин. На рисунке 21 показаны примеры

распределения параметров в 3D модели. На этапе проектирования МГРП параметры скважины и трещин ГРП импортированы в эту модель и использовались для оценки эффективности дизайнов ГРП, оптимизации параметров работы скважины.



Рисунок 21 – 3D геологическая/гидродинамическая модель пластов тюменской свиты. Распределение проницаемости (а), пористости (б), нефтенасыщенности (в) и давления (г)

2.3. Выводы по главе 2

Процесс построения петрофизической, геологической, геомеханической, гидродинимической литолого-геохимической моделей И направлен на использование всех имеющихся данных и корректировку моделей на каждом этапе проектирования и производства гидроразрыва. Такое моделирование требует полноты и корректности входных данных для составления наиболее точной модели ГРП. В условиях вовлечения многих исследователей и организаций. проводящих испытания И предоставляющих данные для моделирования, нужно учитывать возможную некорректность информации. Необходимо планировать на первоначальном этапе избыточные исследования для сопоставления данных различных методов и исключения или минимизации некорректности. Процесс моделирования ГРП, показанный как набор различных моделей, имеет обратные связи на каждом этапе и может рассматриваться как комплексный процесс. Кроме того, такой процесс позволяет сопоставлять входные данные на разных этапах, оценивать и при необходимости проводить корректировку, а в случае невозможности корректировки полностью исключать из моделирования.

Процесс циклической оценки и корректировки параметров модели ГРП особенно важен для горизонтальных скважин с многозонным заканчиванием, когда данные, полученные на опорных скважинах, экстраполируются в объемной модели. Добавление В процесс моделирования данных, получаемых геофизическими методами непосредственно при проведении гидроразрыва или обработки, при исследовании скважин после позволяют внести очень существенные корректировки в модели ГРП, поскольку отражают реакцию геологической среды in situ. Для корректного моделирования МГРП в дополнение к стандартным каротажам, проведенным во время строительства скважины, перед обработкой ГРП необхдимо проводить комплекс «фоновых» исследований: кроссдипольный акустический, температурный и импульсный нейтронный каротажи [1]. Интерпретация этих методов каротажа В скважине характеризует ненарушенную среду и являются точкой отсчета для данных, полученных при каротажах после проведения работ ГРП [28]. На практике такие исследования ограничиваются техническими или финансовыми возможностями операторов проекта и не всегда могут быть выполнены до начала проведения ГРП. Учет влияния связанной воды, высвобождающейся в процессе проведения ГРП, на продуктивность скважины возможен при проведении специальных исследований в скважинах (ЯМК) и исследований керна. Геохимические исследования влияния жидкости ГРП на ФЕС позволяют минимизировать пласта И Комплексное продуктивность скважины. использование данных для моделирования повышает корректность моделей и эффективность многозонных обработок.

Глава 3.

ОПТИМИЗАЦИЯ МОДЕЛЕЙ МГРП ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

При проектировании многозонной скважины с гидроразрывом на практике чаще всего применяется стандартная методика оптимизации МГРП (Рисунок 22): на основе 2D геологичских и геомеханических моделей строятся модели трещин МГРП, параметры которых импортируются в гидродинамический симулятор и рассчитываются дебиты скважины [30]. Изменяя параметры трещин ГРП и их взаимное расположение, можно рассчитать множество моделей МГРП и выбрать наиболее оптимальную. Оптимальной обработкой МГРП является создание трещин с минимальным отношением затрат на строительство скважины к доходу от реализации продукции. Но эти экономические параметры зависят от множества факторов для каждого месторождения. Кроме того, создание множества моделей МГРП требует значительных временных, трудовых и вычислительных ресурсов.



Рисунок 22 – Диаграмма стандартной методики оптимизации МГРП

В целях совершенствования процесса проектирования МГРП предложена методика автоматизированной оптимизации, где оптимизационный параметр можно выбрать любой [21]. Например, упростить до отношения объема закачанного пропанта (жидкости) к объему добычи УВ, поскольку объем пропанта и жидкости являются основной составляющей стоимости обработки. Оптимизационное решение сводится к предварительной оценке параметров работы скважины с МГРП еще до финального проектирования трещин. Таким

образом, оценивая только технологически достижимые параметры трещин, рассчитывается серия моделей с оптимизацией расстояния между трещинами, фильтрационно-емкостных и геометрических параметров трещин. Процесс такой оптимизации (Рисунок 23) основан на трехмерных моделях пласта, которые используются для моделирования МГРП и оценки добычи. Отличие от обычного моделирования заключается в том, что определяются только базовые модели гидроразрыва для оценки технологических пределов создания трещин и их геометрических и фильтрационное-емкостных характеристик. Данные параметры импортируются в ГДМ, где моделируется работа скважины с МГРП с различными фильтрационными и геометрическими параметрами трещин, их азимутов и Оптимальность каждого взаимного расположения. варианта определяется расчетным уровнем накопленной добычи углеводородов или экономической эффективностью работы скважины за определенный период.



Рисунок 23 – Диаграмма методики автоматизированной оптимизации МГРП

На основе оптимального варианта трещин МГРП, полученного во время автоматизированной оптимизации, с учетом реальной траектории скважины и строится финальная ΜΓΡΠ системы заканчивания, модель трещин И рассчитываются параметры добычи и экономическая эффективность выбранного гидроразрыва Такая проекта многозонного пласта. последовательность

оптимизации позволяет не только ускорить процесс проектирования МГРП, но и проводить оперативное изменение дизайнов трещин в процессе многозонной обработки. В данной главе показана оптимизация проектирования МГРП с использованием стандартной и усовершенствованной методик оптимизации МГРП и приведены результаты сравнения различных подходов.

3.1. Построение модели МГРП туронской залежи

Учитывая результаты исследований и параметры моделей, приведенных в главе 2, для испытания технологий ГРП и оценки увеличения продуктивности скважин туронского яруса разработан дизайн ГРП для пилотной вертикальной скважины. Программа обработки включает 3 стадии: нагнетательный тест, мини-ГРП с пачкой пропанта, основной ГРП с закачкой 240 м³ жидкости на углеводородной основе и 80 тонн пропанта с общим расходом 3 м³/мин. Планировалось, что такая обработка создаст трещину, охватывающую все продуктивные пропластки (Таблица 10), позволит оценить параметры трещины ГРП и продуктивность скважины. Дизайн гидроразрыва разработан с учетом получения дополнительных данных для корректировки модели ГРП после анализа каждой стадии. Сопоставление реальных и модельных параметров обработки позволяет уточнить давление смыкания трещины, характер фильтрации жидкости ГРП в пласт, скорость фильтрации, давление разрыва, реологические параметры жидкости ГРП. Данный дизайн направлен на испытание технологии ГРП в туронском ярусе, оценку геометрии трещины и продуктивности скважины после обработки.

Параметры трещины	Проект			
Закрепленная полудлина трещины, м	56,65			
Закрепленная высота трещины, м	70,52			
Средняя масса пропанта на единицу площади трещины, кг/м ²	12,51			
Средняя проводимость трещины, мД*м	1942			
Безразмерная проводимость трещины	14,47			
Закрепленная ширина трещины (средняя), см	0,664			
Гидравлическая высота трещины, м	73,34			
Гидравлическая полудлина трещины, м	58,91			
Масса пропанта, тонн	80			

Таблица 10 Параметры проектной трещины ГРП туронского яруса

Для предварительной оценки и оптимизации параметров заканчивания ΜΓΡΠ горизонтальной скважины И трещин выполнено первичное гидродинамическое моделирование работы скважины с различными вариантами длины горизонтального ствола скважины, геометрии трещин МГРП и их взаимного расположения (Рисунок 24). Параметры трещин, заданные в ГД проектным параметрам симуляторе, соответствовали трещин первичного моделирования в симуляторе ГРП (Таблица 10).



Рисунок 24 – Модель горизонтальной скважины с трещинами МГРП в ГД симуляторе

Рассчитаны 32 варианта с изменением длины горизонтального ствола скважины от 300 до 1000 м с шагом в 100 м (8 вариантов, обсаженный ствол), расстояния между поперечными трещинами от 75 до 150 м с шагом в 25 метров (4 варианта), а также рассчитаны базовые варианты без проведения МГРП (Таблица 11). Параметры трещин ГРП определены следующим образом: эффективная проницаемость пропантной пачки 248 Д, пористость пропантной пачки равна 35%, средняя ширина трещины составляет 5 мм, полудлина трещины равна 60 м, высота 70 м, что позволяет полностью вскрывать разрабатываемый объект от кровли до подошвы.

Параметры	Расстояние между трещинами МГРП, м				
Длина горизонтального ствола, м	Без ГРП	75	100	125	150
300	743,5	1222,2	1149,8	1039,7	1053,4
400	812,8	1313,6	1262,7	1180,8	1056,3
500	882,5	1397	<u>1364,2</u>	1302	1207
600	944,1	1543,2	<u>1456,6</u>	1304,3	1335,4
700	998	1609,5	1541,3	1415,6	1337,2
800	1037,2	1674	1622,9	1514,8	1455,5
900	1067,6	1797,9	1702,4	1612,1	1564,6
1000	1087,3	1861,3	1782,6	1706	1568,3
Вертикальная скважина с ГРП	1222,8				

Таблица 11 – Накопленная добыча газа по вариантам моделирование за 10 лет, млн. м³

Моделирование ГРП трещин выполнено помошью локального с измельчения исходной сетки (LGR – Local Grid Refinement) в районе заложения горизонтальной скважины. Разбиение исходной сетки сформировано С использованием программного продукта Slate (Halliburton). Моделирование сплошных трещин по вертикали реализовано в ПО Nexus® (Рисунок 24) с помощью «несоседних» соединений (NNC – Non-Neighbor Connection), а именно: заданием вертикальной проводимости между ячейками, которая рассчитана по их параметрам и ее значение близко или равняется 500 мД. Предварительный дизайн ΜΓΡΠ основанный горизонтальной скважины, на петрофизических, геомеханических, литолого-геохимических и гидродинамических моделях, построенных на основании комплекса данных, предполагает закачку 4 стадий ГРП по 70 тонн пропанта с жидкостью на углеводородной основе и объемным расходом 3 м³/мин. Запланировано проведение нагнетательного теста, мини-ГРП с пропантной пачкой и основного ГРП на каждой стадии. По дополнительной интерпретации данных бурения и высокоразрешающей сейсморазведки выделен разлом (Рисунок 25, Рисунок 26), который пересекла скважина при бурении [25]. Азимут данного разлома косвенно подтверждает направление региональных горизонтальных стрессов и правильность выбора азимута бурения (224°) горизонтальной скважины для создания латеральных трещин.



Рисунок 25 – Расположение горизонтальной скважины с МГРП



Рисунок 26 – Разрез. Горизонтальная скважина. Разлом. Наблюдательная скважина.

С учетом экономической составляющей оптимальным вариантом расположения трещин выбрана модель скважины с горизонтальным участком 500-600 м и расстояниями между трещинами 100 м, но, принимая во внимание проницаемости пропластков и наличие разлома, интервалы перфорации (точки инициации трещин МГРП) выбраны в наиболее проницаемых участках целевых пластов (Рисунок 26) для минимизации давлений инициации трещин. Причем первый интервал перемещен на внутреннюю сторону от разлома для вовлечения в общую систему дренирования горизонтальной скважины. Заканчивание

65

горизонтальной скважины включает многозонную стимуляцию с поперечными трещинами ГРП через цементированную обсадную колонну с последовательной перфорацией интервалов и установкой мостовых пробок для изоляции интервалов [90]. С учетом небольшой глубины скважины проведение обработки запланировано по технологии Plug&Perf, когда каждый обработанный интервал перекрывается изолирующей пробкой и перфорируется следующий интервал.

3.2. Построение модели МГРП тюменской свиты

Для стимуляции высокотемпературных коллекторов тюменской свиты пилотной скважиной выбрана горизонтальная скважина с многозонным заканчиванием, поскольку на данном месторождении наработан большой опыт проведения ГРП на вертикальных скважинах и проведены оценочные МГРП на нескольких горизонтальных скважинах [90]. Пласты тюменской свиты слоистые и линзовидные. Выделяется несколько различных песчанистых фаций. Появление песчаных тел сложно прогнозировать при бурении горизонтального участка скважины [62]. На рисунке 27 показана концептуальная схема горизонтального ствола скважины с трещинами МГРП. Основная задача в том, чтобы разместить вертикальные трещины ГРП между кровлей и подошвой всего коллектора для вовлечения в разработку всех пластов тюменской свиты. Траектория скважины спроектирована по азимуту минимального напряжения, что обеспечивает латеральное распространение трещин ГРП. Целевыми интервалами добычи являются пласты Юк₅, Юк₄, Юк₃ и Юк₂.



Рисунок 27 – Концептуальная схема горизонтального ствола скважины и трещин МГРП.

При прогнозировании добычи многозонной скважины с МГРП рассмотрены два метода учета трещин (Рисунок 28) : метод псевдоперфораций («несоседних» соединений) [26] и метод явного описания трещин [38]. Метод псевдоперфораций применяется напрямую в сетке гидродинамической модели, однако, метод неточный и существует проблема переноса параметров трещин из симуляторов ГРП в гидродинамические симуляторы. Метод явного описания трещин требует секторного моделирования, перестроения сетки, но наиболее точен и есть возможность прямого переноса параметров трещин в ГДМ. Более подробно данные подходы описаны в литературе [79, 91].



Рисунок 28 – Сравнение результатов гидродинамическтго моделирования методами «псевдоперфораций» и явного задания трещин

Оценка достижимых параметров трещин ГРП проведена в симуляторе FracPro, а оптимизация параметров рассчитывалась в гидродинамическом симуляторе DecisionSpace[®] Fracture Productivity (Рисунок 29). Для определения вклада в добычу проводимости и полудлин трещин, а также расстояний между трещинами ГРП проведен анализ чувствительности (Рисунок 30). При анализе чувствительности изменялся только исследуемый параметр трещины, а остальные оставались зафиксированными на уровне значений первоначального дизайна. В рамках автоматической оптимизации рассчитано 270 реализаций с различными параметрами трещин и расстояний между ними. Для проводимости и длины

трещин выход на линейную зависимость означает прекращение качественного эффекта от увеличения этих параметров, а отклонение параметров добычи при изменении расстояния между трещинами ГРП указывает на то, что область дренирования становится индивидуальной для каждой зоны и дальнейшее увеличение расстояния между трещинами не будет вносить какой-либо значительный эффект. Максимальная добыча достигается при максимальных показателях длины трещины и ее проводимости.



Рисунок 29 – Трещины МГРП, импортированные в гидродинамический симулятор



Рисунок 30 – Анализ чувствительности. Зависимость добычи от параметров трещин МГРП

Исходя из оценки чувствительности модели (Рисунок 30), для обработки рекомендовано рассчитывать дизайн ГРП с проводимостью трещин близкой к 1524 мД*м, длиной трещин до 244 м и расстоянием между трещинами 140 м.

Накопленная добыча максимальна при максимальных параметрах и может быть принята за 100 % потенциал скважины. Параметры с максимальной добычей вполне предсказуемы, а параметры моделей с близкими результатами, но гораздо менее затратными на ГРП, наиболее интересны для оптимизации обработок ГРП (Рисунок 31). Для сценариев с добычей в 90...95 % от максимальной существует более 20 вариантов различных дизайнов, которые существенно отличаются объемом пропанта и, соответственно, стоимостью многозонной обработки.

Таким образом, если подходить к вопросу оптимизации МГРП комплексно, рассматривая не только конечный дебит, но и затраты на проведение МГРП, можно подобрать наиболее экономически эффективные варианты.

Для завершения данного процесса нужно выбрать наилучший предварительный проект, зная желаемые параметры трещин ГРП, уточнить их, используя дизайн трещин для каждого порта, и применить для окончательного расчета добычи в гидродинамической модели.



Рисунок 31 – Зависимость добычи от объема закачанного пропанта

С учетом описанных выше технологий моделирования и опыта предыдущих работ подобран дизайн пилотного многозонного ГРП для тюменской свиты. График обработки включал закачку мини-ГРП для анализа параметров модели и

пропантных пачек для проработки приствольной зоны трещины. Кроме того, на каждой стадии предполагалась закачка меченой жидкости (трассер) для контроля добычи из каждой зоны и последующей корректировки модели ГРП по данным исследований работы каждой зоны скважины.

На этапе подготовки и проведения первых МГРП тюменской свиты было известно из мировой практики, что основным параметром, обеспечивающим максимальную добычу, является геометрия трещины ГРП, создающая необходимый объем дренирования скважины. Для слоистых юрских пластов необходимо создать такую геометрию трещины, которая позволит объединить все продуктивные пласты и будет иметь достаточную длину, обеспечивающую необходимый объем дренирования. Поэтому разработан дизайн МГРП с использованием гуар-боратных жидкостей разрыва, керамического пропанта и высокой скорости закачки смеси в трещину.

3.3. Построение модели высокоскоростного МГРП тюменской свиты

Дизайн высокоскоростного МГРП разрабатывался с учетом данных модели МГРП пилотной многозонной обработки. Количество трещин и их геометрия оптимизированы В гидродинамическом симуляторе. Используя усовершенствованную методику моделирования и стандартную методику оптимизации, разработан проект высокоскоростного МГРП. Запланировано пятизонное заканчивание горизонтальной скважины с портами ГРП и заколонными пакерами (Рисунок 32). Основная цель такой обработки – проверить возможности оборудования и технологий при общем расходе жидкости выше 10 м³/мин. Такие расходы необходимы для создания трещин большой высоты и длины с вовлечением всех продуктивных интервалов в зону дренирования скважины. Второстепенная цель высокоскоростной закачки оценка применимости данной технологии не только для обработки ТРИЗ, но и для стимуляции нетрадиционных коллекторов баженовской свиты.

Использование стандартной методики оптимизации МГРП обусловлено наличием модельных данных, уточненных по результатам проведения МГРП, и

70

анализа параметров добычи на пилотной многозонной скважине. Это позволяет сократить сроки проектирования высокоскоростного МГРП.



Рисунок 32 – Разрез, траектория ствола скважины и схема заканчивания скважины для высокоскоростного МГРП

Порты МГРП, Аточки установки портов МГРП, изолирующие пакеры,
—•—• траектория ствола скважины, трещины ГРП, коллекторы, непроницаемые интервалы

3.4. Выводы по главе 3

МГРП При моделировании использовался комплексный подход проектирования с созданием трехмерных геологической, геомеханической и гидродинамической моделей пласта на основе ГИС, петрофизических и геомеханических исследований, исследований керна и жидкостей разрыва. Данный подход предполагает непрерывную корректировку моделей пласта и модели ГРП на каждом этапе проектирования и обработки ГРП. Для оптимизации моделирования МГРП использовались стандартная и автоматизированная методики. Определяющим фактором при выборе методики является наличие данных и доступность программного обеспечения для создания 3D моделей. При отсутствии трехмерных моделей пластов или неполноте данных для их построения, данные соседних скважин экстраполируются область В предполагаемой инициации и развития трещин, строится отдельная модель

каждой трещины. Впоследствии параметры трещин импортируются в ГД модель для оценки добычи. Такая последовательность очень ресурсоемкая и не применима для оперативной корректировки моделей МГРП. Автоматизированная методика оптимизации моделей МГРП предполагает наличие качественных данных, 3D моделей пласта и соответствующего программного обеспечения на этапе проектирования ГРП. При этом автоматизированная методика позволяет просчитывать большое количество вариантов моделирования и оперативно вносить корректировки в дизайны МГРП в случае получения новых данных или при осложнениях во время проведения обработок.

При разработке дизайнов МГРП стандартная и автоматизированная методики оптимизации могут использоваться в зависимости от задач, сроков их выполнения и наличия необходимых ресурсов.
Глава 4.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА МОДЕЛЕЙ ГРП И МНОГОЗОННОГО ГРП

Проверка и калибровка параметров модели при проведении пилотных ГРП является важной частью подготовки к многозонным обработкам и позволяет сопоставить параметры моделирования с реальными при данными, а необходимости внести корректировки в модели. Сопоставление проектных и реальных параметров модели при проведении ГРП указывает на сходимость геометрических и фильтрационно-емкостных параметров проектной трещины ГРП и трещины, полученной при обработке. Геофизические методы мониторинга ГРП направлены на определение геометрии трещины, её азимута и позволяют скорректировать модель не только после проведения ГРП, но и во время самой обработки.

Сравнение расчетной и фактической продуктивности скважины проведено уже с учетом гидродинамического моделирования и направлено на подтверждение правильности выбранных параметров моделирования.

При проведении многозонных обработок возможна корректировка исходных моделей МГРП с учетом уточнения данных, полученных при обработке предыдущих зон или пилотных скважин.

4.1. ГРП пилотной скважины туронского яруса и корректировка параметров моделей

Учитывая результаты исследования керна и жидкостей ГРП для пилотной вертикальной скважины, разработан дизайн ГРП для испытания технологии ГРП, гелей на углеводородной основе и оценки увеличения продуктивности скважины после ГРП. Последовательно проведено 3 стадии обработки: нагнетательный тест, мини-ГРП с тестами со ступенчатым изменением расхода жидкости и основной ГРП с закачкой 240 м³ жидкости и 80 тонн пропанта со расходом 3 м³/мин. Анализ давлений мини-ГРП, нагнетательного теста и теста ступенчатого понижения расхода (Рисунок 33, Рисунок 34) позволили получить следующие параметры: МДОЗ – 82 атм., эффективное давление – 15,8 атм., эффективность жидкости – 88 %, давление смыкания трещины – 130 атм., пластовое давление – 95,7 атм. Пластовое давление оценено по методу Хорнера [57] (Рисунок 34а), где график давления представлен в зависимости от времени Хорнера (t_h)

$$t_h(t) = \frac{T + \Delta t}{\Delta t}, \qquad (21)$$

где Т- общее время закачки, ∆t –время с момента остановки закачки. Учитывая допущения метода и время наблюдения, можно сказать, что такая оценка показывает только верхний предел пластового давления.



Рисунок 33 – Нагнетательный тест и мини-ГРП пилотной скважины

Согласно анализу теста со ступенчатым понижением скорости закачки превалируют трения в перфорационных отверстиях, а анализ падения давления после окончания основного ГРП (Рисунок 34г) показывает эффективность жидкости выше запланированной по модели, где чистое давление существенно ниже модельного. Точка смыкания трещины на графике ГРП и давление смыкания [93, 94] определены из анализа кривой падения давления (Рисунок 34б, Рисунок 34в). Для анализа давления и определения смыкания трещины использовались метод Нолти [93], где анализируется зависимость забойного давления (Р), производной давления (dP/dG) и производной суперпозиции (GdP/dG) от Gфункции (Рисунок 34в).



Рисунок 34 – Анализ ГРП пилотной скважины.

График Хорнера (a), график G-функции (б), график квадратного корня времени (в), график сопоставления эффективного давления модели и эффективного давления обработки (г)

G-функция является функцией безразмерного времени (Δt_D) [93], связывающего общее время закачки и время окончания закачки

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} (\zeta (\Delta t_D) - \zeta_0), \qquad (22)$$

где

$$\zeta(\Delta t_{D}) = \frac{4}{3} (1 + \Delta t_{D})^{\frac{3}{2}} - \Delta t_{D}^{\frac{3}{2}}, \qquad (23)$$

$$\Delta t_D = \frac{t - T}{T} , \qquad (24)$$

где t- время с момента окончания закачки, T - общее время закачки, а $\zeta_0=4/3$ для низкопроницаемых пластов.

Совместно с методом Нолти использовался метод квадратного корня, где анализируется поведение забойного давления (P) и производных давления (dP/dt^{1/2}) и (d²P/dt) от квадратного корня времени (Pисунок 346). Режим утечек указывает на неконтролируемый рост трещины по высоте, что является признаком отсутствия барьеров, ограничивающих рост трещины в высоту. Программа основного ГРП скорректирована с учетом результатов тестовых закачек. Параметры трещины скорректированного дизайна приведены в таблице 12. График основной обработки пилотной скважины приведен на рисунке Рисунок 35. Из-за технического сбоя в работе оборудования закачка была выполнена с отклонением от намеченной программы.



Рисунок 35 – Основной ГРП. Пилотная скважина.

Сопоставление давлений основной обработки, рассчитанных при моделировании ГРП (Рисунок 34г), показывает, что несмотря на закачку только 60 % пропанта от запланированного объема из-за технического сбоя, геометрия трещины и ее проводимость незначительно ниже запланированных, что не может сильно отразиться на параметрах добычи, поскольку определяющим фактором для низкопроницаемых пластов является длина трещины.

Следует отметить, что геометрия созданной трещины (Рисунок 36) отличается от плановой незначительно (Таблица 12), поэтому стартовые параметры работы скважины после проведенного ГРП не отличаются существенно от параметров, полученных при моделировании.



Рисунок 36 – Геометрия трещины ГРП. Пилотная скважина туронского яруса

Tuomingu 12 Thupanterpoi ipenginion man						
Параметры трещины, ед. изм.	Дизайн	Калибровка по	Редизайн	Калибровка по		
		Мини- ГРП		результатам ГРП		
Закрепленная полудлина трещины, м	56,65	72,52	63,23	51,35		
Закрепленная высота трещины, м	70,52	91,26	88,57	70,29		
Средняя масса пропанта на единицу	12,51	7,375	8,752	8,481		
площади трещины, кг/м ²						
Средняя проводимость трещины, мД*м	1942	654	978	609		
Безразмерная проводимость трещины	14,47	3,804	6,523	5,005		
Закрепленная ширина трещины, см	0,664	0,391	0,459	0,45		
Гидравлическая высота трещины, м	73,34	113,6	105,9	92,35		
Гидравлическая полудлина трещины, м	58,91	90,31	75,62	67,46		

	Таблица 1	2 – Парамет	ры трещины	пилотного	ΓРΙ
--	-----------	-------------	------------	-----------	-----

Освоение пилотной скважины туронского яруса после ГРП и отработка на факел показали оценочный прирост дебита по газу в 3–5 раз (Рисунок 37). Данные работы скважины подтвердили правильность моделирования ГРП и выбор углеводородной жидкости в качестве базы для жидкости гидроразрыва.



Рисунок 37 – Дебит пилотной скважины туронского яруса до и после гидроразрыва

После вывода скважины на режим проведены газодинамические исследования с записью КВД и получены параметры работы скважины (Рисунок 38):



Рисунок 38 – Сравнение продуктивности пилотной скважины туронского яруса до и после гидроразрыва

Динамические: буферное давление 62,9 атм., затрубное давление 68,1 атм., дебит скважины 210 тыс. м³/сут.

Статические: проницаемость 8,97 мД, проводимость призабойной зоны пласта 138 мД*м, полудлина трещины 50 м, проводимость трещины 600 мДм, радиус исследования 371 м, пластовое давление на глубине середины интервала перфорации 90,59 атм.

Как видно из графика на рисунке 39, все режимы испытания опорной скважины находятся в области гидратообразования, причем присутствуют гидраты I и II типа, имеющие различные структуры и условия образования [90]. Это влечёт за собой необходимость постоянной подачи метанола во время эксплуатации скважины, а при проведении ГРП необходимо учитывать этот фактор в литолого-геохимической модели.



Рисунок 39 – Условия образования газогидратов в горизонтальной скважине туронского яруса

4.2. Проведение МГРП горизонтальной скважины туронского яруса и калибровка параметров модели

Предварительный дизайн МГРП горизонтальной скважины туронского яруса, основанный на литологических и геомеханических данных, полученных при анализе пилотного ГРП, включал закачку 4 стадий МГРП по 70 тонн пропанта

с жидкостью на углеводородной основе и скоростью закачки 3м³/мин. Дизайн каждой стадии МГРП предусматривает перфорирование интервала, проведение тестовых и основной закачек, отсечение обработанного интервала разбуриваемой пробкой и переход к следующему интервалу. Такая последовательность стадий позволяет оперативно корректировать модель гидроразрыва во время проведения обработок. Заканчивание горизонтальной скважины выполнено цементированной колонной, а проведение обработки запланировано по технологии Plug&Perf, что предполагает перфорирование целевого интервала, проведение одной стадии ГРП, установку мостовой пробки, перфорирование второго интервала и т.д. Такая технология позволяет точно инициировать трещину ГРП в целевом интервале и отсекать обработанный интервал после проведения гидроразрыва, что предотвращает межпластовые сообщения по заколонному пространству и позволяет безопасно проводить работы в условиях АВПД.

Учитывая проницаемость пропластков и наличие разлома, интервалы перфорации выбраны в наиболее проницаемых участках целевых пластов для минимизации давлений инициации трещин, а первый интервал обработки перемещен на внутреннюю сторону разлома для вовлечения трещины в общую систему дренирования горизонтальной скважины (Рисунок 26). Проведение первого МГРП на месторождении требовало тщательного анализа, особых мер предосторожности и минимизации рисков. Обработка каждого интервала состояла из нагнетательного теста, мини-ГРП (Рисунок 40) и основного ГРП (Рисунок 41). Нагнетательный тест и мини-ГРП проводились для уточнения давлений: разрыва, остановки закачки, пластового, чистого и смыкания трещины. Также определены параметры трения и эффективности жидкости гидроразрыва. Пропантная пачка на мини-ГРП позволила оценить изменение трения при прохождении пропанта через перфорацию и дополнительно прочистить перфорационные каналы. Фактические параметры закачки корректировались после анализа каждой стадии обработки, что связано с уточнением параметров модели.

На каждой из четырех стадий закачано 70 тонн пропанта фракции 20\40 и 16\30 меш. Скорость закачки 3 м³/мин с плавным набором концентрации пропанта

80

до 800 кг/м³. После окончания обработки интервал изолировался мостовой пробкой и проводилась перфорация следующего интервала [90]. В таблицах 13 и 14 приведены основные параметры для каждой обработки, а на рисунке 42 схематично показан геологический разрез, траектория горизонтальной скважины и геометрии трещин МГРП, откалиброванные по сопоставлению модельных и фактических данных обработки.



Рисунок 40 – Нагнетательный тест и мини-ГРП первой стадии МГРП горизонтальной скважины туронского яруса



Рисунок 41 – Основной ГРП первой стадии МГРП горизонтальной скважины туронского яруса

	Ст	адия 1		C	гадия 2	Стадия 3			Стадия 4			
Параметры ГРП, ед. изм	Нагн.	Мини -грп	ГРП	Нагн.	Мини -грп	ГРП	Нагн.	Мини- ГРП	ГРП	Нагн.	Мини- ГРП	ГРП
MHOD	00	-1111	00	0.1	-1111	00	02		0.6	1001	07	00
МДОЗ на устье, атм.	89	89	98	84	84	90	82	82	86	89	85	88
Потери на трение (общие), атм.	230	26	-	167	156	-	140	130	-	131	109	-
Оценка пластового давления, атм.	107	85	-	110	-	-	124	53	-	135	64	-
Давление разрыва пласта, атм.	275	135	-	151	244	-	153	130	-	185	145	-
Градиент ГРП, атм./м	0,185	0,185	-	0,201	0,201	-	0,169	0,14	-	0,186	0,181	-
Давление закрытия трещины, атм.	135	130	-	122	132	-	134	111	-	123	99	-
Градиент давления закрытия, атм./м	0,165	0,166	-	0,150	0,163	-	0,165	0,137	-	0,152	0,127	-
Эффективное давление, атм.	20	25	-	14	18	-	12	34	-	23	48	-
Эффективность жидкости,	67	76	-	76	78	-	78	83	-	87	73	-
Доля буферной стадии	27	27	22	30	30	21	25,5	25,5	19,2	25,5	25,5	15,5

Таблица 13 – Параметры обработок МГРП туронского яруса

Таблица 14 – Параметры трещин МГРП туронского яруса

	C	тадия 1			Стадия	1 2	C	Стадия	3	Стадия 4		
Геометрия трещины	Проект	Мини-ГРП	ГРП	Проект	Мини-ГРП	ГРП	Проект	Мини-ГРП	ΓΡΠ	Проект	Мини-ГРП	I'PII
Закрепленная полудлина трещины, м	51,3	48,3	56,2	51,6	52,9	53,1	50,9	76,3	76,1	51,6	51,6	59,7
Закрепленная высота трещины, м	101	95,2	92,6	103,2	99,5	93,7	104,1	110,3	109,7	103,2	103,2	86,7
Средняя проводимость трещины, мД*м	1133	1408	1511	1074	89	786	1005	547	611	1074	1074	1330
Безразмерная проводимость трещины	1,7	2,3	2,4	1,6	1,2	1,1	1,5	0,5	0,6	1,6	1,6	1,7
Закрепленная ширина трещины, см	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Эффективное давление на основном ГРП, бар	13	35	34	13	22	24,0	13	43	45	13	53	58

Для определения параметров трещин МГРП и сопоставления фактических и модельных результатов обработки, при проведении МГРП на горизонтальной скважине туронского яруса выполнялся комплекс микросейсмических исследований, включая поверхностный и скважинный [90] типы мониторинга. Скважинная система сейсмоприемников размещена в стволе близлежащей наблюдательной скважины из разведочного фонда.

Скважинные данные регистрировались с помощью косы из 8 сейсмоприемников, размещенных напротив целевого пласта в наблюдательной скважине. Исследования осложнялись несколькими факторами: сниженными сейсмическими свойствами среды из-за насыщения пор газом, наличием малоамплитудного разлома вблизи наблюдательной скважины на пути распространения сигнала событий ГРП и связанным с этим эффектом экранирования, размещением сейсмоприемников в зоне двойной обсадной колонны, низким качеством цемента в затрубном пространстве наблюдательной скважины.



Рисунок 42 – Геологический разрез туронского яруса, профиль горизонтальной скважины и геометрии трещин МГРП

Микросейсмические события лоцировались по первым вступлениям продольной и поперечной волны, скоростная модель построена по данным кроссдипольного АК, проведенного в наблюдательной скважине. В ходе проведения МГРП записаны данные всех четырех основных стадий мини ГРП, а также выполнены фоновые записи после окончания закачки каждой стадии ГРП. Всего лоцировано 94 события (Рисунок 43).

Азимут распространения трещин ГРП составил 135-139° для стадий 2–4 и 100° для первой стадии (Рисунок 44в), на развитие которой оказало влияние присутствие разлома, где трещина первой стадии распространялась в непосредственной близости от него. Проведен также структурный анализ направления развития трещин по всем стадиям, который показал главный азимут в 134° (Рисунок 44а).

В процессе работ также проведена независимая обработка данных по алгоритму полноволновой миграции. Это позволило увеличить количество лоцированных событий с малой магнитудой. Результаты обработки по двум методам показали высокую сходимость, что говорит о надежности полученных результатов мониторинга.



Рисунок 43 – Скважинный микросейсмический мониторинг МГРП

- Горизонтальная скважина
- ▼ Сейсмоприемники в наблюдательной скважине
- Микросейсмические события 1-й стадии МГРП
- Микросейсмические события 2-й стадии МГРП
- Микросейсмические события 3-й стадии МГРП
- Микросейсмические события 4-й стадии МГРП

Анализ микросейсмического мониторинга показал, что «главный азимут распространения трещин ГРП равен 134° (Рисунок 44б), что согласуется с предварительными расчетами дизайнов ГРП. Для целей многостадийного ГРП и создания нескольких параллельных трещин на Южно-Русском месторождении оптимальным является азимут бурения ГС 225-229°. При проведении всех стадий ГРП отмечено распространение событий в пределах пласта T1-2, при этом большая часть событий зарегистрирована в нижней его части выше подошвы. При закачке первой стадии ГРП наблюдалось распространение трещины вдоль разлома, пересекающего ствол горизонтальной скважины, который оказал влияние на положение точки инициации и азимут трещины. На стадиях 2-4 было отмечено преимущественное распространение трещин перпендикулярно горизонтальному стволу скважины ГРП с незначительной асимметрией. Несмотря на малую глубину пласта и связанный с этим тензор сжатия, наблюдается вертикальный характер создаваемых трещин. Осредненные геометрические (гидравлические) параметры трещин ГРП составили 100 м в длину, 60 м в высоту. Всего при проведении ГРП было лоцировано 94 события, при этом общее количество зарегистрированных событий более 500, но лоцирование части событий было невозможно из-за низкой амплитуды продольной или поперечной волны, что могло быть вызвано в первую очередь наличием двойной обсадной колонны в зоне установки сейсмоприемников и присутствием экранирующего сигнал разлома в непосредственной близости от наблюдательной скважины (Рисунок 25, Рисунок 26)» [90].



Рисунок 44 – Анализ направления развития трещин МГРП. Структурный анализ направления развития трещин (а), азимуты развития трещин стадии 2–4 (б), азимуты развития трещин стадия 1 (в)

4.3. МГРП пилотной горизонтальной скважины тюменской свиты и корректировка параметров модели

Пилотная работа на тюменской свите запланирована как многозонная обработка с учетом огромного опыта одиночных ГРП на наклонно-направленных скважинах в данном регионе и нескольких многозонных обработок на соседних скважинах [89, 100]. Конструкция выбранной скважины включает в себя горизонтальный открытый ствол со спущенным в него хвостовиком,

оборудованным муфтами МГРП и заколонными набухающими пакерами, разделяющими ствол скважины на секции (Рисунок 45). Установка муфт МГРП выбирается с условием их расположения в наиболее проницаемой зоне для упрощения инициации трещины ГРП. Обработка МГРП проводилась по распространенной технологии с нагнетательным тестом, мини-ГРП и основной стадией ГРП каждой зоны.



Рисунок 45 – Траектория и дизайн заканчивания горизонтальной скважины тюменской свиты Порты МГРП, ▲ точки установки портов МГРП, шизолирующие заколонные пакеры, —•—• траектория ствола скважины, о точки установки заколонных пакеров, коллекторы, непроницаемые интервалы

Предварительный дизайн МГРП рассчитан на закачку 80 тонн пропанта на каждую стадию для создания длинной и высокой трещины. Для последующего контроля добычи использовались химические трассеры, которые закачивались с обработана из-за жидкостью гидроразрыва. Зона 3 не невозможности инициировать трещину. Вероятнее всего, расположение порта ГРП В низкопроницаемой зоне не позволило создать давление, необходимое для инициации трещины, поскольку конструкция скважины имеет ограничения по максимально допустимому давлению. Первые две зоны обрабатывались по программе закачки 80 тонн пропанта с созданием трещины 133-147 м длиной и шириной 3,3-2,9мм. После осложнения на втором интервале обработки и

невозможности обработки Зго порта, принято решение об изменении дизайна последующих стадий для увеличения зоны дренирования и компенсации потери из-за пропущенной зоны. Учитывая возможности оперативной корректировки дизайнов ГРП и оценки продуктивности скважины, проведен перерасчет моделей ГРП и гидродинамических моделей для оставшихся интервалов. Обработки остальных зон рассчитаны на закачку 75-100 тонн пропанта с созданием трещин от 120-150 м длиной и шириной 3,3 – 4,4мм в зависимости от геологических характеристик пласта в интервале обработки [38]. Изменение дизайнов ГРП для этих зон направлено на увеличение зоны дренирования и компенсации потерь на первых интервалах. На рисунке 46 схематично показаны геометрии созданных трещин МГРП, а в таблице 15 представлены проектные и финальные характеристики трещин, рассчитанные на основании сопоставления данных моделирования и данных обработок каждой стадии.



Рисунок 46 – Структура тюменской свиты и геометрии трещин МГРП

При проведении МГРП на горизонтальной скважине проводились стандартные анализы нагнетательного теста, мини-ГРП и основного ГРП каждой стадии. Такой анализ позволяет непрерывно корректировать модель ГРП на одной скважине и менять при необходимости параметры обработки каждой стадии. Данная многостадийная обработка позволила скорректировать параметры модели ГРП для последующих обработок. Следует отметить, что геофизические исследования в соседних вертикальных скважинах, проведенные с целью определения высоты трещин, оказались не успешными и не позволили уточнить данный параметр для тюменской свиты.

Параметры трещины	Гидравлическая полудлина, м	Закреплённая полудлиня м	Гидравлическая высота м	Закрепленная высота, м	Максимальная ширина. мм	Закрепленная ширина, мм	Средняя ширина, мм	Средняя масса пропанта на единицу плошади трещины, кг/м ²	Средняя проводимость трещины, мД*м	Безразмерная проводимость трещины	Расчетный скин-фактор после ГРП
Дизайн	141	141	73	73	5,2	3,1	3,1	4,91	832	12,7	-5,7
Мини-ГРП	117	117	71	71	6	3,9	3,9	6,1	807	13,5	-5,8
ГРП	134	134	71	71	5,4	3,3	3,3	5,29	839,3	13,5	-5,7
Дизайн	149	145	75	73	4,8	3	3	4,76	655,9	7,5	-5,6
Мини-ГРП	117	117	71	71	6	3,9	3,9	6,1	807	7,0	-5,8
ГРП	152	148	73	71	4,6	2,9	2,9	4,67	624	7,0	-5,7
Дизайн	128	126	61	60	6,2	4	4	6,26	640,5	16,0	-5,6
Мини-ГРП	140	133	60	57	5,5	3,9	3,9	6,16	807	43,1	-5,8
ГРП	118	116	53	52	7,4	4,9	4,9	7,65	790	43,1	-5,6
Дизайн	135	135	69	69	6,9	4,4	4,4	6,81	1117	13,8	-5,7
Мини-ГРП	140	140	70	70	6,6	4,1	4,1	6,44	807	14,4	-5,8
ГРП	133	133	69	69	6,9	4,5	4,5	7	979,2	14,4	-5,7
Дизайн	136	133	62	61	9,1	4,9	4,9	7,62	862,2	10,8	-5,7
Мини-ГРП	140	140	70	70	6,6	4,1	4,1	6,44	807	6,3	-5,7
ГРП	155	153	50	48	9,7	4,3	4,3	6,71	765,4	6,3	-5,7
Дизайн	143	142	52	52	6,6	3,9	3,9	6,04	773,4	6,8	-5,7
Мини-ГРП	170	169	54	54	5,7	3,1	3,1	4,91	807	6,3	-5,7
ГРП	156	153	49	48	7	4	4	6,31	765,4	6,3	-5,7
	Ранински Дизайн Мини-ГРП Дизайн Пини-ГРП Дизайн Прини-ГРП Дизайн Прини-ГРП Дизайн Прини-ГРП Дизайн Прини-ГРП Дизайн Прини-ГРП Дизайн Прини-ГРП Прини-ГРП <tr <="" th=""><th>виворнивирорниОниКана</th><th>ваниваниваниДизайн141141Мини-ГРП117117Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн140133Дизайн140133Дизайн135135Мини-ГРП140140Дизайн133133Дизайн136133Дизайн136153Дизайн140140ГРП155153Дизайн143142Дизайн143142Дизайн170169Дизайн170169ГРП156153</th><th>ввуруните иннингриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуринанисте иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуринанисте иннигриввуринанисте иннигриввуринанисте иннигриввуринанисте иннигриввуринанисте иннигриввуринанисте иннигриввуринанисте иннигриввуринанисте иннигриввиринанисте иннигриввиринанисте иннигриввиринанисте иннигриввиринанисте иннигриввиринанисте иннигрив</br></br></br></br></br></br></br></br></br></br></th><th>нипонацииква ми кнариква ми кнариква ми кнариква ми кнариква ми кнариДизайн1411417373Дизайн1411417373Дизайн1411417373Дизайн1491457573Дизайн1491457573Дизайн1491457573Дизайн1281266160Дизайн1281336057Дизайн1351356969Мини-ГРП1401407070Дизайн1351336969Дизайн1361336261Мини-ГРП1401407070ГРП1331336969Дизайн1361336261Мини-ГРП1401407070ГРП1551535048Дизайн1431425252Мини-ГРП1701695454Дизайн1431425252Мини-ГРП1561534948</th><th>нипоси систранийколча </th><th>ниподгаранаквулуви игиниподгаранакорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова<br <="" th=""/><th>Induction Period Pe</br></th><th>Influence Influence<br <="" th=""/><th>ПППОСІ ГОГІ ВЕ ВОЛІВІ К ВОЛІВІ ВЕ ОЛІВІ ВЕ</th><th>ПППООЦ ГОСОВКарайн<t< th=""></t<></th></th></th></tr>	виворнивирорниОниКана	ваниваниваниДизайн141141Мини-ГРП117117Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн140133Дизайн140133Дизайн135135Мини-ГРП140140Дизайн133133Дизайн136133Дизайн136153Дизайн140140ГРП155153Дизайн143142Дизайн143142Дизайн170169Дизайн170169ГРП156153	ввуруните иннингриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните 	нипонацииква ми кнариква ми кнариква ми кнариква ми кнариква ми кнариДизайн1411417373Дизайн1411417373Дизайн1411417373Дизайн1491457573Дизайн1491457573Дизайн1491457573Дизайн1281266160Дизайн1281336057Дизайн1351356969Мини-ГРП1401407070Дизайн1351336969Дизайн1361336261Мини-ГРП1401407070ГРП1331336969Дизайн1361336261Мини-ГРП1401407070ГРП1551535048Дизайн1431425252Мини-ГРП1701695454Дизайн1431425252Мини-ГРП1561534948	нипоси систранийколча 	ниподгаранаквулуви игиниподгаранакорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова <th>Induction Period Pe</br></th> <th>Influence Influence<br <="" th=""/><th>ПППОСІ ГОГІ ВЕ ВОЛІВІ К ВОЛІВІ ВЕ ОЛІВІ ВЕ</th><th>ПППООЦ ГОСОВКарайн<t< th=""></t<></th></th>	Induction Period Period Period Period 	Influence <th>ПППОСІ ГОГІ ВЕ ВОЛІВІ К ВОЛІВІ ВЕ ОЛІВІ ВЕ</th> <th>ПППООЦ ГОСОВКарайн<t< th=""></t<></th>	ПППОСІ ГОГІ ВЕ ВОЛІВІ К ВОЛІВІ ВЕ ОЛІВІ ВЕ	ПППООЦ ГОСОВКарайн <t< th=""></t<>
виворнивирорниОниКана	ваниваниваниДизайн141141Мини-ГРП117117Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн149145Дизайн140133Дизайн140133Дизайн135135Мини-ГРП140140Дизайн133133Дизайн136133Дизайн136153Дизайн140140ГРП155153Дизайн143142Дизайн143142Дизайн170169Дизайн170169ГРП156153	ввуруните иннингриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните иннигриввуруните 	нипонацииква ми кнариква ми кнариква ми кнариква ми кнариква ми кнариДизайн1411417373Дизайн1411417373Дизайн1411417373Дизайн1491457573Дизайн1491457573Дизайн1491457573Дизайн1281266160Дизайн1281336057Дизайн1351356969Мини-ГРП1401407070Дизайн1351336969Дизайн1361336261Мини-ГРП1401407070ГРП1331336969Дизайн1361336261Мини-ГРП1401407070ГРП1551535048Дизайн1431425252Мини-ГРП1701695454Дизайн1431425252Мини-ГРП1561534948	нипоси систранийколча 	ниподгаранаквулуви игиниподгаранакорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова игикорти игикволова <th>Induction Period Pe</br></th> <th>Influence Influence<br <="" th=""/><th>ПППОСІ ГОГІ ВЕ ВОЛІВІ К ВОЛІВІ ВЕ ОЛІВІ ВЕ</th><th>ПППООЦ ГОСОВКарайн<t< th=""></t<></th></th>	Induction Period Period Period Period 	Influence <th>ПППОСІ ГОГІ ВЕ ВОЛІВІ К ВОЛІВІ ВЕ ОЛІВІ ВЕ</th> <th>ПППООЦ ГОСОВКарайн<t< th=""></t<></th>	ПППОСІ ГОГІ ВЕ ВОЛІВІ К ВОЛІВІ ВЕ ОЛІВІ ВЕ	ПППООЦ ГОСОВКарайн <t< th=""></t<>		

Таблица 15 – Параметры трещин МГРП пилотной горизонтальной скважины

На пилотной многозонной скважине тюменской свиты не проводились микросейсмические измерения, и параметры трещин определены методом сопоставления модельных и фактических данных обработки. Для оценки параметров созданных трещин МГРП проведен импорт параметров трещин МГРП в ГДМ и моделирование общей работы скважины с учетом фактических данных истории работы скважины (Рисунок 47). Нужно отметить, что первоначальная модельная оценка дебита, выполненная до проведения обработки, достаточно хорошо совпадает с фактическими данными. А при моделировании добычи после проведения ГРП удалось получить более точную сходимость с фактическими данными и оценить вклад каждой зоны в общую добычу.



Рисунок 47 – Моделирование работы пилотной скважины тюменской свиты на основе явного задания параметров трещин МГРП в ГДМ

На рисунке 48 представлены прогнозные данные добычи из каждого интервала многозонной скважины. Можно заметить, что краевые трещины 7 и 1 имеют более высокий уровень добычи во времени, что объясняется увеличенными зонами дренирования в этих интервалах, а трещина 2 вносит минимальный вклад в добычу, поскольку техническое осложнение не позволило достичь заданных параметров всей обработки, и трещина второго интервала осталась в параметрах первоначального дизайна ГРП.



Рисунок 48 – Моделирование работы каждой зоны МГРП пилотной скважины тюменской свиты на основе явного задания параметров трещин в ГДМ

Остальные зоны обработаны с измененными параметрами ГРП для компенсации потери одного интервала и показывают уровень добычи, сравнимый с краевыми зонами, что подтверждает правильность пересчета дизайнов МГРП для компенсации потери третьего интервала и недостижения заданных параметров второго интервала.

Кроме того, проведённые трассерные исследования показали, что уровень добычи с каждого интервала хорошо коррелируется с параметрами гидродинамического моделирования (Рисунок 49). Такая сходимость результатов разных экспериментов подтверждает достаточно точный выбор параметров модели МГРП и правильную оценку параметров созданных трещин.



Рисунок 49 – Доля добычи каждой зоны МГРП в общем дебите скважины по данным гидродинамического моделирования и трассерных исследований

Сравнение параметров работы пилотной многозонной скважины и параметров соседних скважин показывает, что дизайн МГРП разработан оптимально и, несмотря на некоторые осложнения при производстве работ, удалось достичь сравнительно высоких показателей работы скважины. Показатели продуктивности скважины соответствуют ожиданиям в отношении выбранного метода разработки трудноизвлекаемой залежи нефти. Показатели добычи

пилотной скважины даже выше, чем у некоторых соседних скважин на том же месторождении (Рисунок 50), что доказывает возможность эффективной добычи трудноизвлекаемой нефти в геологически сложных условиях тюменской свиты [62].



Рисунок 50 – Сравнение дебитов пилотной скважины с МГРП и соседних скважин с МГРП — Пилотная скважина, — — — соседние скважины

4.4. Высокоскоростной МГРП горизонтальной скважины тюменской свиты и корректировка параметров модели

Высокоскоростной МГРП на тюменской свите подготовлен и проведен по стандартной двухэтапной схеме с тестовой и основной стадиями. В качестве тестовой стадии проведен нагнетательный тест и мини-ГРП для определения базовых параметров гидроразрыва и корректировки модели. Важно отметить, что дизайн первой высокоскоростной многозонной обработки спроектирован как «безопасный». Концентрация и размер пропанта, а также объемы и реология жидкости гидроразрыва выбраны с учетом минимизации рисков возможных осложнений по технологическим и геологическим причинам.

Проведение нагнетательного теста подтвердило техническую возможность достижения проектного расхода жидкости (10 м³/мин) и рабочего давления (Рисунок 51), а тестовые мини-ГРП (Рисунок 52) с использованием пропантных пачек позволили оценить трение в прискважинной зоне трещины и проработать данную зону для увеличения ширины трещины и снижения ее извилистости.



Рисунок 51 – Нагнетательный тест первой стадии высокоскоростного МГРП тюменской свиты



Рисунок 52 – Мини-ГРП первой стадии высокоскоростного МГРП тюменской свиты

С учетом опыта проведения ГРП на месторождениях России, а также зарубежного опыта [82], пачки мелкого песка или пропанта позволяют эродировать прискважинную зону трещины ГРП и эффективно снижать потери рабочего давления на трение, возникающие из-за заглинизированности пласта, развития извилистости трещины или многотрещинности на ранних стадиях обработки [2].

Это особенно важно, с учетом того, что в горизонтальных скважинах большая часть трещин ГРП инициируется вдоль ствола, а затем разворачивается в направлении максимального горизонтального напряжения. Микросейсмический мониторинг МГРП, проведенный на одной из скважин данного месторождения, косвенно подтверждает данное предположение [89].

Использование ступенчатого повышения концентрации пропанта позволило оценить динамику забойного давления при неизменных свойствах жидкости гидроразрыва (Рисунок 53), а изменение динамики давления при ступенчатом изменении концентрации пропанта и постоянной скорости закачки позволило оценить увеличение трения жидкости с пропантом в зоне перфорации, а также определить безопасные параметры обработки, что особенно важно при высоких скоростях закачки.



Рисунок 53 – Основной ГРП первой стадии высокоскоростноого МГРП тюменской свиты

В Северной Америке высокоскоростные МГРП проводятся с перепродавкой пропанта в пласт [113], поскольку для получения эффективных дебитов скважин в породах со сверхнизкой проницаемостью (измеряемой в микро- и наноДарси) и с высоким модулем Юнга, достаточно создания трещин небольшой проводимости В данной высокоскоростной многозонной обработке большой длины. И использовалась небольшая перепродавка пропанта в пласт, поскольку работа рассматривалась в том числе как подготовительный этап к разработке низкопроницаемых и нетрадиционных коллекторов. На рисунке 54 показаны модели трещин МГРП и их размеры, рассчитанные из сопоставления модельных и фактических параметров обработки. При проведении высокоскоростного МГРП на горизонтальной скважине тюменской свиты не проводилось дополнительных исследований для определения геометрии и ФЕС созданных трещин. Параметры трещин МГРП определены путем сопоставления модельных и фактических данных обработки. Анализ параметров работы скважины показывает высокий уровень содержания газа в продукции (Рисунок 55), что, вероятнее всего, обусловлено прорывом трещин ГРП В вышележащую газонасыщенную абалакскую свиту.



Рисунок 54 – Геологический разрез тюменской свиты и геометрии трещин высокоскоростного МГРП



Рисунок 55 – Показатели работы скважины после высокоскоростного МГРП

Отсутствие подтвержденных данных о геометрии трещин МГРП на пилотной скважине не позволили скорректировать модель ГРП и избежать прорыва в нецелевой интервал. Кроме того, нужно учитывать, что дизайн первого в России высокоскоростного МГРП планировался с целью проверки возможности таких обработок, и многие параметры обработки оптимизированы для предотвращения технических осложнений во время закачки.

Моделирование геометрии и ФЕС трещин МГРП в низкопроницаемых коллекторах – процесс достаточно субъективный. Значительное влияние на ФЕС трещины оказывают тестовые закачки, освоение и заключительные работы бригады КРС, существенно понижающие проводимость притрещинной зоны пласта и трещин МГРП. Анализ параметров работы скважины показывает, что оценка продуктивности скважины после МГРП существенно отличается от модельной. Следует учесть, что параметры высокоскоростной многозонной обработки, рассчитанные из требования минимизации рисков и при отсутствии опыта подобных работ, не являются оптимальными точки С зрения продуктивности скважины, а направлены на проверку технологических параметров высокоскоростной обработки. Кроме того, технология активации муфт ГРП шарами, в случае их подачи в поток на стадии продавки, не позволяет проводить полноценный анализ падения давления после стадии основного ГРП и актуальные данные (мгновенное давление остановки закачки, прирост эффективного давления, профиль падения давления и иные технологические параметры) «отсекаются шаром» и становятся недоступны [2].

4.5. Выводы по главе 4

Проведенные опытно-промышленные работы на пилотных и целевых скважинах доказали возможность использования многостадийной технологии гидроразрыва в низкопроницаемых коллекторах. Проведение пилотного ГРП на туронском ярусе с расширенной программой исследований позволило испытать ΓΡΠ, технологии, скорректировать модели созданные на основе комплексирования многих методов, и оптимизировать проект МГРП для целевых горизонтальных скважин. Значительное увеличение продуктивности пилотной скважины после ГРП подтвердило правильность моделирования и выбора углеводородной основы для жидкости ГРП. Корректировка дизайнов ГРП во время проведения многозонных обработок горизонтальной скважины туронского яруса была очень незначительная, что подтверждает корректность выбора данных моделей. Данные микросейсмического И построения первоначальных мониторинга подтвердили параметры трещин ΓΡΠ, рассчитанные при сопоставлении проектных и фактических параметров обработок.

Отсутствие исследований геометрии трещин обработок пилотных тюменской своевременно свиты позволило внести определенные не корректировки в модели ГРП, что повлекло за собой некорректное моделирование МГРП и недостижение запланированных параметров работы целевых скважин. Высокий уровень газа в продукции указывает на прорыв трещин в горизонты с высоким газонасыщением. В тоже время эти пилотные работы позволили испытать технологии, уточнить параметры модели МГРП и спроектировать высокоскоростную обработку. Контроль многозонных обработок тюменской свиты позволил оперативно пересматривать дизайны МГРП и корректировать их проведения ГРП в непосредственно BO время случае возникновения технологических осложнений. Исследования выполнены на Южно-Русском месторождении ОАО «Севернефтегазпром» и Ем-Ёговском месторождении АО «РН Няганьнефтегаз». Результаты исследований _ положены В основу работ интенсификации добычи последующих по не только данных месторождений [10] с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, но и месторождений с нетрадиционными запасами. Технология МГРП с жидкостью на углеводородной основе применяется при освоении скважин со сложными компоновками заканчивания [24, 75], а высокоскоростные МГРП проводятся с использованием гибридных жидкостей, В том числе при разработке нетрадиционных залежей баженовской свиты [29, 100]. Кроме того, аналогичный подход применялся автором при проектировании разработки ачимовской свиты, но многозонные обработки [37] были проведены уже без участия автора в силу контрактных и санкционных обстоятельств. Автором показано, что данный подход может применяться не только к проектированию МГРП на описанных месторождениях, но и на других низкопроницаемых коллекторах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа направлена на исследование процессов получения информации, моделирования и оптимизации многозонного гидроразрыва низкопроницаемых пластов для повышения его эффективности.

Разработан и обоснован с помощью моделирования, подтвержден натурными экспериментами интегрированный подход к проектированию многозонного гидроразрыва низкопроницаемых пластов, включающий методику моделирования и методику оптимизации МГРП.

Усовершенствована методика моделирования МГРП на основе интеграции 1D петрофизической, литолого-геохимической и 3D/4D геологической, геомеханической и гидродинамической моделей.

Разработана методика автоматизированной оптимизации модели многозонного гидроразрыва пласта на основе интеграции моделей трещин ГРП и трехмерной гидродинамической модели пласта.

На этапе подготовки и проектирования МГРП проведена оценка основных геолого-геофизических, геомеханических свойств целевых интервалов и барьеров, обоснована необходимость дополнительных a также исследований для построения качественной модели многозонного гидроразрыва низкопроницаемых пластов. В тоже время отсутствие некоторых исследований, обусловленных отсутствием технической возможности или финансовой ограниченностью проектов, не позволило точно определить некоторые параметры моделей, что привело к недостижению запланированных параметров трещин одной из многозонных обработок и, как следует, к неоптимальной работе скважины. Для моделирования МГРП В низкопроницаемых корректного коллекторах рекомендуется проводить полный комплекс исследований скважин, кернового материала и жидкостей ГРП, особенно для новых месторождений, где параметры пластов не исследованы и для месторождений на поздней стадии разработки, где параметры пластов, изменившиеся в процессе эксплуатации, требуют уточнения. При этом рекомендуется проведение исследований скважин для получения ГРП данных геометрии трещин азимуте распространения. 0 И ИХ

Гидродинамические и трассерные исследования скважин необходимы для калибровки моделей ГРП и гидродинамических моделей пластов.

Экспериментальная проверка интегрированного подхода к проектированию МГРП проведена на двух месторождениях: одно месторождение газовое, низкотемпературное с аномально высоким пластовым давлением и неглубоким залеганием продуктивных пластов, а второе – высокотемпературное, нефтяное с глубоким залеганием продуктивных интервалов. Опробование моделей МГРП на пилотных скважинах показало хорошую сходимость результатов моделирования и экспериментальных данных. Сопоставление модельных и фактических данных на каждой стадии МГРП показало отличие параметров трещин в пределах 5%, что соответствует точности измерений. Азимуты и геометрия трещин подтверждены результатами скважинного микросейсмического мониторинга и коррелируются с давлений. Результаты сопоставления гидродинамического методом моделирования работы многозонной скважины и трассерных исследований имеют хорошую сходимость и подтверждают корректность проектирования МГРП. Как показал опыт применения автоматизированной оптимизации МГРП, можно значительно сократить затраты на проведение многозонного гидроразрыва при выборе оптимального дизайна. При сокращении использования пропанта и химреагентов на 10% в рамках российской нефтегазовой индустрии экономия средств составит 2,4 млрд. рублей при 3000 операций МГРП в год.

Дальнейшее развитие предложенного подхода может быть связано с разработкой других типов трудноизвлекаемых запасов: нефтяных оторочек, маломощных коллекторов, залежей высоковязкой нефти и карбонатных коллекторов. Проектирование гидроразрыва сланцевых залежей уже частично использует методики, приведенные в работе, и может быть значительно усовершенствовано с доработкой представленного подхода к условиям нетрадиционных залежей углеводородов.

Еще одним перспективным направлением представляется полная автоматизация процесса проектирования МГРП и создание программного обеспечения, интегрированного с геологическими, гидродинамическими, геомеханическими симуляторами, позволяющего минимизировать использование вычислительных и трудовых ресурсов.

С исследовательской точки зрения представляет интерес развитие экспериментальной базы для интеграция геохимических и гидродинамических моделей, более точно отражающих влияние гидроразрыва на изменение ФЕС пласта и прогноз добычи после проведения МГРП.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВПД аномально высокое пластовое давление
- АКЦ акустическая цементометрия
- АКШ акустический каротаж широкополосный
- ГДИС гидродинамические исследования скважин
- ГД гидродинамический
- ГДМ гидродинамическая модель
- ГИС геофизические исследования скважин
- ГРП гидравлический разрыв пласта
- ГС горизонтальная скважина
- КПД кривая падения давления
- КРС капитальный ремонт скважин
- МГРП многозонный гидравлический разрыв пласта
- МДОЗ мгновенное давление остановки закачки
- НГКс нейтрон-гамма каротаж спектрометрический
- ННС наклонно-направленная скважина
- НТС научно-технический совет
- ПО программное обеспечение
- ТРИЗ трудноизвлекаемые запасы
- ФЕС фильтрационно-емкостные свойства
- ЯМК ядерно-магнитный каротаж
- DAS Distributed Acoustic Sensing (акустическое профилирование)
- DFIT Diagnostic Fracture Injection Test (диагностическая закачка ГРП)
- DPS Distributed Pressure Sensing (распределенное измерение давления)
- DTS Distributed Temperature Sensing (температурное профилирование)
- MDT Modular formation Dynamic Tester (модульный пластоиспытатель)
- NNC Non-Neighbor Connection («несоседние» соединения)
- NRT Non-Radioactive Tracer (нерадиоактивный трассер)

СПИСОК ТЕРМИНОВ

- 1. **Брейкер:** химический реагент, обеспечивающий эффективное разрушение вязких жидкостей гидроразрыва пласта
- Гель ГРП: жидкость для гидроразрыва пласта на основе синтетических или природных полимеров с определенными физикохимическими свойствам, обеспечивающая раскрытие трещины ГРП, транспортировку пропанта и создание заданных ФЕС трещины.
- Гуар (гуаровая камедь): натуральный загуститель растительного происхождения. Используется как гелевая основа для технологических жидкостей гидроразрыва.
- 4. Меш (англ. mesh петля, ячейка сети, отверстие сита) внесистемная единица измерения для проволочных сеток (сит). Равна количеству отверстий на 1 линейный дюйм (25,4 мм). Чаще всего диапазон размеров частиц пропанта указывают в единицах US MESH.
- 5. Мини-ГРП (Mini-Frac): тестовая закачка в пласт небольшого объема жидкости с определением параметров гидроразрыва для корректировки модели ГРП.
- Пропант: гранулообразный материал, использующийся в нефтедобывающей промышленности для закрепления трещин, создаваемых в процессе ГРП.
- 7. Step-Down Test: тестовая закачка жидкости ГРП со ступенчатым понижением расхода, в основном, для оценки трения жидкости ГРП в приствольной зоне трещины ГРП и в зоне перфорации.
- 8. Step-Up Test: тестовая закачка жидкости ГРП со ступенчатым повышением расхода, в основном, для оценки давления гидроразрыва.
- DFIT: (Diagnostic Fracture Injection Test) Диагностическая закачка небольшого объема жидкости гидроразрыва для определения параметров ГРП (эффективность жидкости, давление смыкания трещины).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Астафьев, В. 3D моделирование трещины ГРП: Сравнительный анализ результатов картирования высоты трещины различными геофизическими методами / В. Астафьев, А. Чернышев, М. Подбережный // Oil & Gas Journal Russia. – 2017. – №12 (122). – С. 58–63.
- Астафьев, В. Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов: высокоскоростной МГРП тюменской свиты Ем-Ёговского месторождения / В. Астафьев, М. Самойлов // Инженерная практика – 2015. – №05. – С. 46–54.
- 3 Астафьев, В.Н. Интегрированное моделирование многозонного гидроразрыва низкопроницаемых коллекторов. / В.Н. Астафьев, Г.М. Митрофанов // Георесурсы. – 2024. – № 26(3). – С. 116–125. – https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.13.
- 4 Астафьев, В.Н. Комплексирование геофизических, петрофизических и геомеханических методов для построения модели гидравлического разрыва низкопроницаемых коллекторов на примере туронских и юрских отложений Западной Сибири / В.Н. Астафьев, В.В. Воробьев, М.И. Самойлов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2023. № 1–2. С. 40–48.
- Астафьев, В.Н. Роль геофизических исследований в скважинах в эволюции парадигмы гидравлического разрыва пласта / В.Н. Астафьев, И.Н. Ельцов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022.
 Вып. 6 (140), С. 9–37. URL: http://doi.10.17122/ntj-oil-2022-6-9-37.
- Бархатов, Э.А. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах / Э.А. Бархатов, Н.Р. Яркеева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017.
 Т. 328, № 10. С. 50–58.
- Дахнов, В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. Москва: Недра. –1975. 343 с.
- 8 Дорофеев, А.А. ОАО «Севернефтегазпром» пилотный проект по освоению туронских залежей. / А.А. Дорофеев, А.В. Ларин // Нефтегазовая вертикаль.

-2011. - №13-14. - C. 76-77.

- 9 Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири / В.А. Истомин, П.А. Моисейкин, В.Н. Абрашов [и др.] // Вести газовой науки. – 2013. – №5 (16). – С. 99–104.
- 10 ГРП в туронской газовой залежи / Ю.А. Мажирин, В.Н. Астафьев, А.В. Митин [и др.] // Газовая промышленность. 2020. Специальное издание. С. 32–33
- 11 Исследование условий образования гидратов на образцах керна низкопроницаемых коллекторов с высокой остаточной водонасыщенностью глушения, воздействии на породы растворами при освоения И интенсификации / И.Р. Дубницкий, А.И. Ермолаев, С.И. Ефимов, А.А. Соколов // Газовая промышленность. – 2020. – № 1 (795). – С. 50–56.
- 12 Карус, Е.В. Изучение физико-механических свойств горных пород при использовании геоакустических методов / Е.В. Карус // Геоакустика. М.: Наука. –1960. – С. 69–76.
- 13 Методы моделирования зарождения и распространения трещин / С.Г. Черный, В.Н. Лапин, Д.В. Есипов, Д.С. Куранаков; Ин-т вычислительных технологий СО РАН. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. –2016. – 312 с. – ISBN 978-5-7692-1508-7.
- 14 Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №1. – С. 64–67.
- 15 О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов / Ю.А. Кашников С.Г. Ашихмин, А.Э. Кухтинский, Д.В. Шустов // Записки Горного института. – 2020. – Т.241. – С. 83. – URL: http://DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83.
- 16 Оптимизация дизайна гидроразрыва пласта для горизонтальной скважины /
 Б.Н. Старовойтова, С.В. Головин, Е.А. Кавунникова [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 106–110.
- 17 Оптимизация технологий многостадийного гидроразрыва пласта в

коллекторах с близким расположением газонефтяного и водонефтяного контактов и наличием слабовыраженных барьеров с низким контрастом напряжений / Е.Г. Казаков И.Г. Файзуллин, Э.Ф. Сайфутдинов [и др.] // РRОнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – № 3(13). – С. 73-77.

- 18 Пономарева, Л. Курс на туронский газ / Л. Пономарева, Т.В. Мацидовски // Oil&Gas Eurasia. – 2012. – №9. – С. 18–27.
- 19 Применение плотностного и поляризационного акустического каротажа для оптимизации гидравлического разрыва пласта / Г.А. Борисов, И.Д. Латыпов, А.М. Хайдар [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2009. № 9. С. 98–101.
- 20 Развитие геомеханического моделирования в России / В.А. Павлов, М.А. Лушев, Е.П. Корельский, П.Г. Ласкин // Технологии нефти и газа. 2017. № 6. С. 3–9.
- 21 Развитие технологий гидроразрыва пласта в современных условиях (по материалам II технологического форума «Технологии ГРП»; 20.11.2023-21.11.2023, г. Новосибирск) / В. Н. Астафьев, Ю. А. Мажирин, Р. Ф. Абдуллин [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2024. № 2(58). С. 100–109. URL: http://DOI 10.20403/2078-0575-2024-2-100-109.
- Салимов, О.В. Определение геомеханических параметров по промысловогеофизическим данным / О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №6. – С. 30–33.
- 23 Специализированные лабораторные исследования керна для решения задач бурения, ГРП и разработки нефтегазовых месторождений / М.Д. Субботин, В.А. Павлов, Д.О. Королев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10. С. 84–92.
- 24 Способ добычи трудноизвлекаемого туронского газа: Пат. RU2743478C1
 Российская Федерация, МПК Е21В 43/267, Е21В 43/11, С09К 8/60 / В.В.
 Воробьев, В.В. Дмитрук, И.Р. Дубницкий [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Севернефтегазпром», №2020108285; заявл. 26.02.2020; опубл. 18.02.2021, Бюл. № 5. 15 с.
- 25 Цыганков, С.Е. Инновационные технологии при освоении

трудноизвлекаемых запасов газа Южно-Русского месторождения ОАО «Севернефтегазпром». / С.Е. Цыганков, А.А. Дорофеев, В.В. Воробьев // ХХІ Международный конгресс – Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи. Горно-Алтайск. – 2013. –Т. ХХІ. – С. 59–63.

- 26 Шахов, Д.С. Моделирование эффектов гидроразрыва пласта на полномасштабных моделях при помощи метода создания дополнительных соединений / Д.С. Шахов, М.Г. Ярышев // Бурение и нефть. – 2014. – № 12. – С. 43-46.
- Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Красноленинского свода / А.А. Чусовитин, Р.А. Гнилицкий, Д.С. Смирнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2016. №5 С. 54 58.
- 3D Fracture Modeling and Fracture-Height Mapping Using Different Logging Methods in the Vertical Well / A. Chernyshev, M. Podberezhny, V. Astafyev [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition – 2016. – URL: https://doi.org/10.2118/182117-MS.
- 29 A Decade of Multi-Zone Fracturing Treatments in Russia / V. Astafyev, M. Samoilov, I. Fayzullin [et al.] // SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects, (22-24 September 2020, Virtual). 2020. URL: https://doi.org/10.2118/203883-MS.
- 30 A Practical Workflow for Offshore Hydraulic Fracturing Modelling: Focusing on Southern North Sea. / H. Parvizi, S. Rezaei-Gomari, F. Nabhani [et al.] // Paper presented at EUROPEC 2015, 1-4 June, Madrid, Spain. – 2015. – URL: https://doi.org/10.2118/174339-MS.
- A Review of Hydraulic Fracturing Simulation. / B. Chen, B.R. Barboza, Y. Sun [et al.] // Archives of Computational Methods in Engineering. 2022. Vol. 29, No.4.
 P. 1–58. URL://doi.org/10.1007/s11831-021-09653-z.
- Agnew, B.G. Evaluation of Fracture Treatments With Temperature Surveys / B.G.
 Agnew // Journal of Petroleum Technology. 1966. Vol. 18, No. 07. P. 892-

898. – SPE- 1287 -PA.

- Agrawal, S. Impact of Liquid Loading in Hydraulic Fractures on Well Productivity
 / S. Agrawal, M. Sharma // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The
 Woodlands, Texas, USA, February 2013. 2013. –
 URL:https://doi.org/10.2118/163837-MS.
- Alford, R.M. Shear Data In the Presence of Azimuthal Anisotropy: Dilley, Texas /
 R.M. Alford // SEG Annual Meeting, (Houston, Texas, November 1986). 1986.
 SEG-1986-0476.
- 35 Ameri, S. Use of Well Logs to Provide Formation Design Values for Hydraulic Fracture Treatments / S. Ameri, H.H. Rieke // SPE Eastern Regional Meeting, (Columbus, Ohio, November 1981). – 1981. – URL: https://doi.org/10.2118/10367-MS.
- 36 An Experimental Study of Fracture-Induced Chemical Reactions / J.W. Carey, L.P. Frash, W. Hicks, A.H. Menefee // 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Santa Fe, New Mexico, USA, June 2022. – 2022. – URL: https://doi.org/10.56952/ARMA-2022-0716.
- An Up-To-Date Approach to the Integration of Engineering Solutions for Stimulation of Low-Permeable Reservoirs of the Achimov Thickness. / I.G. Fayzullin, D.V. Metelkin, Y.S. Berezovskiy [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 2020, Virtual. – 2020. URL: https://doi.org/10.2118/202053-MS.
- Anderson, R.A. Determining Fracture Pressure Gradients From Well Logs / R.A. Anderson, D.S. Ingram, A.M. Zanier / Journal of Petroleum Technology. 1973.
 Vol. 25, No. 11. P. 1259–1268. URL: https://doi.org/10.2118/4135-PA.
- 39 Andreev, A. Integrated Approach to Multistage Fracturing Design / A. Andreev, V. Astafyev, M. Samoilov // SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects, 22-24 September, Virtual. 2020. URL: https://doi.org/10.2118/203896-MS.
- 40 Barree, R.D. Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods / R.D. Barree, V.L. Barree, D.P.

Craig // SPE Production & Operations. – 2009. – Vol. 24, No. 03. – P. 396–406. URL: https://doi.org/10.2118/107877-PA.

- Bartel, L.C. Use of Potential Gradients in Massive Hydraulic Fracture Mapping and Characterization / L.C. Bartel, R.P. McCann, L.J. Keck // SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, (New Orleans, Louisiana, October 1976). – 1976. – URL: https://doi.org/10.2118/6090-MS.
- Batchelor, A.S. Monitoring the Effects of Hydraulic Stimulation by Microseismic Event Location: A Case Study / A.S. Batchelor, R. Baria, K. Hearn // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (San Francisco, California, October 1983). 1983. URL: https://doi.org/10.2118/12109-MS.
- Biot, M.A. General Theory of Three-Dimensional Consolidation / M.A. Biot // Journal of Applied Physics. – 1941. – Vol.12, No.2. – P. 155-164. – URL: https://doi.org/10.1063/1.1712886.
- 44 Borehole Temperature Measurements using Distributed Fibre Optic Sensing / E. Hurtig J. Schrötter, S. Grosswig [et al.] // Scientific Drilling. 1993. Vol. 3, No. 06. P. 283–286.
- 45 Cinco-Ley, H. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells / H. Cinco-Ley, F. Samaniego-V // Journal of Petroleum Technology. 1981. Vol. 33, No. 09. P. 1749–1766.
- Clark, J.B. A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells / J. B.
 Clark // Journal of Petroleum Technology. 1949. Vol. 01, No 1. P.1–8.
- 47 Cleary, M.P. Development of a Fully Three-Dimensional Simulator for Analysis and Design of Hydraulic Fracturing / M. P. Cleary, M. Kavvadas, K. Y. Lam // SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium – 1983. – URL: https://doi.org/10.2118/11631-MS.
- 48 Daneshy, A.A. Hydraulic Fracture Propagation in Layered Formations / A.A. Daneshy // SPE J. 1978. Vol.18. P.33–41. URL: https://doi.org/10.2118/6088-PA.
- 49 Denney, D. Distributed Acoustic Sensing for Hydraulic-Fracturing Monitoring and Diagnostics / D. Denney // Journal of Petroleum Technology. – 2012. – Vol. 64,
No. 03. – P. 68–74.

- 50 Determination of Fracture Height by Spectral Gamma Log Analysis / J.A. Anderson, C.M. Pearson, A.S. Abou-Sayed, G.D. Myers // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (New Orleans, Louisiana, USA, October 1986). 1986.
 URL: https://doi.org/10.2118/15439-MS.
- 51 Determining Methods of Static Mechanical Properties of Poorly Consolidated Sand-rocks (by the Example of the Yuzhno-Russkoye Field) / M. Lushev, M. Markin, I. Dubnitskiy, V. Vorobyev // SPE Russian Petroleum Technology Conference, (Moscow, Russia, October 2015). – 2015. – URL: https://doi.org/10.2118/176592-MS.
- 52 Development and Field Application of a Permanent Fiberoptic Wellbore Fluid Level Monitoring System / C. Staveley, C. Doyle, C. Coetzee [et al.] // International Petroleum Exhibition & Conference, (Abu Dhabi, UAE, November 2017). – 2017.
 – URL: https://doi.org/10.2118/188868-MS.
- 53 Development of an Advanced Hydraulic Fracture Mapping System / N. Warpinski,
 S. Wolhart, L. Griffin, E. Davis // Final Report for U. S. Department of Energy DE-FC26-04NT42108. – 2007. – URL: https://www.netl.doe.gov/files/oilgas/NT42108_FinalReport.pdf.
- 54 Diyashev, I.R. Application of Horizontal Wells with Multiple Hydraulic Fractures for the Development of Low Permeability Oil Reservoir in Western Siberia. / I.R. Diyashev, E.I. Sayapov, A. Brovchuk // International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar. – 2009. – URL: https://doi.org/10.2523/IPTC-13395-MS.
- 55 Eaton, B.A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations
 / B.A. Eaton // Journal of Petroleum Technology. 1969. Vol. 21, No10. –
 P.1353–1360. URL: https://doi.org/10.2118/2163-PA.
- 56 Economic Optimization of Horizontal-Well Completions in Unconventional Reservoirs / R.D. Barree, S.A. Cox, J.L. Miskimins [et al.] // SPE Production & Operations. – 2015. – Vol. 30, – No 04. P.293–311. – URL: https://doi.org/10.2118/168612-PA.

- 57 Economides, M.J. Reservoir stimulation / M.J. Economides, K.G. Nolte. –3rd edition. Chichester: John Wiley&Sons Ltd., 2000. 856 p.
- 58 Efficiency Analysis of Massive Fracturing with Linear Gel Pad on the Achimov Formation of the Urengoyskoe Field / D. Shturn, N. Zavyalov, D. Perfilyev [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition – 2018. – URL: https://doi.org/10.2118/191656-18RPTC-MS.
- 59 Experience of Application of Extended Logging Suite and Formation Testers for characterization of Jurassic Age Deposits of the Em-Egovsky Field / M.E. Martinov, A.V. Kozlov, A.A. Platunov [et al.] // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. – 2013. – URL: https://doi.org/10.2118/166822-MS.
- 60 Field Application of a New Proppant Detection Technology / R.J. Duenckel, H.D. Smith, W.A. Warren, A.D. Grae // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (Denver, Colorado, October 2011). 2011. URL: https://doi.org/10.2118/146744-MS.
- 61 First Downhole Application of Distributed Acoustic Sensing (DAS) for Hydraulic Fracturing Monitoring and Diagnostics / M.M. Molenaar, D. Hill, P. Webster [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, (The Woodlands, Texas, USA, January 2011). – 2011. – URL: https://doi.org/10.2118/140561-MS.
- 62 First High-Rate Hybrid Fracture in Em-Yoga Field, West Siberia, Russia / Z. Kaluder, M. Nikolaev, I.Davidenko,..., V. Astafyev [et al.] // Offshore Technology Conference-Asia (25-28 March, Kuala Lumpur, Malaysia). –2014. URL: https://doi.org/10.4043/24712-MS.
- 63 Fitz-Patrick, R.P. A Comprehensive Fracture Diagnostics Experiment: Part 1-An Overview / R.P. Fitz-Patrick, G.K. Kerr, P.A. O'Shea // SPE Prod Eng. 1986. Vol. 1, No. 06. P. 411-422. SPE-13893-PA.
- 64 Fracture And Stress Evaluation Using Dipole-Shear Anisotropy Logs / C. Esmersoy, M. Kane, A. Boyd, S. Denoo // SPWLA 36th Annual Logging Symposium, (Paris, France, June 1995). 1995. SPWLA-1995-J.
- 65 Fraser, C.D. Results of a Field Test to Determine the Type and Orientation of a

Hydraulically Induced Formation Fracture / C.D. Fraser, B.E. Pettitt // Journal of Petroleum Technology. – 1962. – Vol. 14, No. 05. – P. 464-466. – SPE- 180-PA.

- 66 Geertsma, J. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures / J. Geertsma, F. de Klerk // Journal of Petroleum Technology. – 1969. – Vol. 21, No. 12. – P. 1571-1581. – SPE-2458-PA.
- Godbey, J.K. Pressure Measurements During Formation Fracturing Operations / J.K. Godbey, H.D. Hodges // J. Transactions of the AIME. 1958. Vol. 213. P. 65-69.
- Gruber, N.G. Water Block Effects In Low Permeability Gas Reservoirs / N.G.
 Gruber // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1999. Vol. 38, No. 13. –
 No Pagination Specified. URL: https://doi.org/10.2118/99-13-55.
- 69 Holditch, S.A. Factors Affecting Water Blocking and Gas Flow From Hydraulically Fractured Gas Wells / S.A. Holditch // Journal of Petroleum Technology. – 1979. –Vol. 31. – No. 12. – P. 1515-1524. – URL: https://doi.org/10.2118/7561-PA.
- Hower, W.F. Influence of Clays on the Production of Hydrocarbons / W.F. Hower
 // Paper presented at the SPE Symposium on Formation Damage Control, New
 Orleans, Louisiana. 1974. URL: https://doi.org/10.2118/4785-MS.
- 71 Hull, J. Well Integrity Monitoring & Analysis Using Distributed Acoustic Fiber Optic Sensors / J. Hull, L. Gosselin, K. Borzel // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, (New Orleans, Louisiana, USA, February 2010). – 2010. – URL: https://doi.org/10.2118/128304-MS.
- 72 Hydraulic Fracture Field Test to Determine Areal Extent and Orientation / J.J.
 Reynolds, J.B. Scott, J.L. Popham, H.F. Coffer // Journal of Petroleum Technology.
 1961. Vol. 13, No. 04. P. 371-376.
- Hydraulic Fracture Model Comparison Study: Complete Results / N.R. Warpinski,
 I.S. Abou-Sayed, Z.A. Moschovidis, C.D. Parker // GRI-93/0109, GRI topical
 report, Chicago, IL. 1993. 163p.
- 74 Hydraulic Fracturing Overflush on Conventional Reservoirs. / D. Chaplygin, D. Khamadaliev, V. Yashnev [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum

Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019. – URL: https://doi.org/10.2118/196967-MS.

- 75 Innovative Completion and Stimulation Approach to Increase Gas Production from Water-Sensitive, Low-Temperature Turonian Formation / V.V. Vorobyev, V.V. Dmitruk, S.A. Zavyalov [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. 2020. URL: https://doi.org/10.2118/202051-MS.
- Johnson, R.L. The Application of Hydraulic Fracturing Models in Conjunction with Tracer Surveys to Characterize and Optimize Fracture Treatments in the Brushy Canyon Formation, Southeastern New Mexico / R.L. Johnson, R.A. Woodroof // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (Denver, Colorado, October 1996). – 1996. – URL: https://doi.org/10.2118/36470-MS.
- Khristianovich, S.A. Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid / S.A. Khristianovich, Y.P. Zheltov // 4th World Petroleum Congress, (6-15 June, Rome, Italy). – 1955. – P. 579-586
- 78 King, G. Fracture Fluid Additive and Formation Degradations // EPA Workshop on Hydraulic Fracturing, Workshop No. 1, Chemicals. – 2015. – URL: https://19january2017snapshot.epa.gov/sites/production/files/documents/fracturefl uidadditivesandformationdegradations.pdf.
- 79 Kumar, A. Comparative Analysis of Dual Continuum and Discrete Fracture Simulation Approaches to Model Fluid Flow in Naturally Fractured, Low-Permeability Reservoirs / A. Kumar, D. Camilleri, M. Brewer // Paper presented at the SPE Low Perm Symposium, 5-6 May, Denver, Colorado, USA. – 2016. – SPE-180221-MS. – URL: https://doi.org/10.2118/180221-MS.
- Martin, F.G. Large Volume Fracture Trends in Low Permeability Gas Reservoirs /
 F.G. Martin // 10th World Petroleum Congress, Bucharest, Romania. 1979. –
 WPC-18210.
- 81 Massive Hydraulic Fracturing Using Linear Pads in the Achimov Reservoirs at the Urengoy Field / D. Zolnikov, V. Astafyev, I. Eltsov [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition – 2016. – URL:

https://doi.org/10.2118/182110-MS.

- McDaniel, B.W. Proper Use of Proppant Slugs and Viscous Gel Slugs Can Improve Proppant Placement During Hydraulic Fracturing Applications. / B.W. McDaniel, D.E. McMechan, N.A. Stegent // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 2001. – 2001. – URL: https://doi.org/10.2118/71661-MS.
- 83 McDaniel, R.R., McCarthy S. M., Smith M. 2010, Methods and Compositions for Determination of Fracture Geometry in Subterranean Formations, US Patent 7,726,397 B2.
- McGowen, J.M. Incorporating Crossflow and Spurt-Loss Effects in Filtration Modeling Within a Fully 3D Fracture-Growth Simulator / J.M. McGowen, R.D. Barree, M.W. Conway // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. – 1999. – URL: https://doi.org/10.2118/56597-MS.
- 85 McLennan, J.D. Pseudo-Three-Dimensional Fracture Growth Modeling / J.D. McLennan, J.C. Picardy // 26th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), Rapid City, South Dakota. 1985. ARMA-85-0323-1.
- 86 Meyer, B.R. Three-Dimensional Hydraulic Fracturing Simulation on Personal Computers: Theory and Comparison Studies / B.R. Meyer // SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, West Virginia. –1989. URL: https://doi.org/10.2118/SPE-19329-MS.
- Montgomery, C.T. Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology / C.T.
 Montgomery, M.B. Smith // Journal of Petroleum Technology 2010. Vol.12,
 No. 62. P. 26-41.
- 88 Mueller, M.C. Case Studies of the Dipole Shear Anisotropy Log / M.C. Mueller, A.J. Boyd, E. Cengiz // SEG Annual Meeting, (Los Angeles, California, October 23–28, 1994). – 1994. – SEG-1994-1143.
- 89 Multi-fracs in horizontal well in Tumenskoe formations of Em-Egovskoe field Krasnoleninsky play Western Siberia / A. Platunov, M. Nikolaev, F. Leskin [et al.] // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. – 2012. – URL: https://doi.org/10.2118/161974-MS.

- Multistage Hydrocarbon-Based Fracturing in Tight Gas Formation / V. Astafyev,
 M. Lushev, A. Mitin [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference,
 Virtual. 2020. URL: https://doi.org/10.2118/202050-MS.
- 91 Multistage Horizontal Hydraulic Fracture Optimization Through an Integrated Design and Workflow in Apollonia Tight Chalk, Egypt from the Laboratory to the Field. / M. Salah, D. Orr, A.A. Meguid [et al.] // International Petroleum Exhibition & Conference, 7-10 November, Abu Dhabi, UAE. 2016. https://doi.org/10.2118/183068-MS.
- 92 Multistage Refracture in a Horizontal Well Using Flow-Diverting Technology / V. Astafyev, M. Lahman, P. Chaburdo [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition – 2014. – URL: https://doi.org/10.2118/182112-MS.
- 93 Nolte, K.G. Determination Of Fracture Parameters From Fracturing Pressure Decline. / K.G. Nolte // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada. – 1979. – URL: https://doi.org/10.2118/8341-MS.
- 94 Nolte K.G. Interpretation of Fracturing Pressures / K.G. Nolte, M.B. Smith // J Pet Technol. – 1981. – No 33 – P. 1767 – 1775. – URL: https://doi.org/10.2118/8297-PA.
- 95 Nordgren, R.P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture / R.P. Nordgren // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1972. – Vol. 12, No. 4. – P. 306-314.
- 96 Perkins, T.K. Widths of hydraulic fractures / T.K. Perkins, L.R. Kern // Journal of Petroleum Technology. – 1961. – Vol. 13, No. 9. – P. 937-949.
- 97 Prats, M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case / M. Prats // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1961. – Vol. 1, No. 02.
 – P. 105–118.
- 98 Proppant Diagenesis-Integrated Analyses Provide New Insights into Origin, Occurrence, and Implications for Proppant Performance / R. Duenckel, M.W. Conway, B. Eldred, M.C. Vincent // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, January 2011. – 2011. – URL: https://doi.org/10.2118/139875-MS.
- 99 Rosepiler, M.J. Determination Of Principal Stresses And Confinement Of

Hydraulic Fractures In Cotton Valley / M.J. Rosepiler // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada. – 1979. – URL: https://doi.org/10.2118/8405-MS.

- 100 Samoilov, M.I. Multistage Hydraulic Fracturing of the Tyumen Suite Reservoirs of Em-Yogovskoye Field: Frac-Design, Practice, Results / M.I. Samoilov V.N. Astafyev E.F. Musin // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021. – 2021. – URL: https://doi.org/10.2118/206651-MSB.
- 101 Self-Powered Intelligent Data Retrieval Gauge for Unconventional Well Testing Using DFIT Technology / T. Karaman, N. Waldman, D. Tompkins [et al.] // Paper presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Bangkok, Thailand, August 2014. – 2014. – URL: https://doi.org/10.2118/170540-MS.
- 102 Sethi, D.K. Well Log Applications In Rock Mechanics / D.K. Sethi // SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, Colorado. – 1981. URL: https://doi.org/10.2118/9833-MS.
- Settari, A. Three-Dimensional Simulation of Hydraulic Fracturing / A. Settari, M.P.
 Cleary // Journal of Petroleum Technology. 1984. No. 36. P. 1177–1190. –
 URL: https://doi.org/10.2118/10504-PA.
- 104 Smith, M.B. Fracture Width-Design vs. Measurement / M.B. Smith, R.J. Rosenberg, J.F. Bowen // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (New Orleans, Louisiana, September 1982). –1982. URL: https://doi.org/10.2118/10965-MS.
- 105 Sneddon, I.N. The Distribution of Stress in the Neighbourhood of a Crack in an Elastic Solid / I.N. Sneddon // Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences. – 1946. – Vol. 187, No. 1009. – P. 229-260.
- 106 Stein, N. Mechanical Properties of Friable Sands From Conventional Log Data (includes associated papers 6426 and 6427) / N. Stein // J Pet Technol. – 1976. – No. 28. –P. 757–763. – URL: https://doi.org/10.2118/5500-PA.
- 107 The Determination Of Fracture Orientation Using A Directional Gamma Ray Tool

/L.L. Gadeken, W.J. Ginzel, D.E. Sharbak [et al.] // SPWLA 32nd Annual Logging Symposium, (Midland, Texas, June 1991) – 1991. – SPWLA-1991-AA.

- 108 Tiltmeter Hydraulic Fracture Mapping in the North Robertson Field, West Texas. /
 M. Mayerhofer, S. Demetrius, L. Griffin [et al.] // SPE Permian Basin Oil and Gas
 Recovery Conference, Midland, Texas. 2000. URL: https://doi.org/10.2118/59715-MS.
- 109 The Optimization Of Well Spacing And Fracture Length In Low Permeability Gas Reservoirs. / S.A. Holditch, J.W. Jennings, S.H. Neuse, R.E. Wyman // Paper presented at the SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 1978. – 1978. –URL: https://doi.org/10.2118/7496-MS.
- 110 Using Automation While Pumping to Improve Stimulation Uniformity and Consistency: A Series of Case Studies / E. Holley, V. Martysevich, K. Cook, S. Gale // Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February 2020. – 2020. – URL: https://doi.org/10.2118/199742-MS.
- 111 Valiullin, A. Improving the Effectiveness of Multi-Stage Hydraulic Fracturing in Horizontal Wells by Fracture Height Restriction / A. Valiullin, V. Astafyev, I. Osipov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2018. – URL: https://doi.org/10.2118/196986-MS.
- 112 Van Gijtenbeek, K. One Molar Salt Solutions used for Clay Control in Waterbased Frac Fluids in West Siberia / K. van Gijtenbeek, A. Neyfeld, A. Prudnikova // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2006. – 2006. – URL: https://doi.org/10.2118/101203-MS.
- 113 Van Gijtenbeek, K. Overdisplacing Propped Fracture Treatments–Good Practice or Asking for Trouble? / K. Van Gijtenbeek, J. Shaoul, H. de Pater // SPE Europec/EAGE Annual Conference, Copenhagen, Denmark, June 2012. – 2012. – URL: https://doi.org/10.2118/154397-MS.
- 114 Van Poollen, H.K. Theories Of Hydraulic Fracturing / H.K. Van Poollen // The 2nd U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), (Golden, Colorado, April 1957).
 1957. P. 115-125.

- 115 Williams, B.B. Acidizing Fundamentals, first edition / B.B. Williams, J.L. Gidley,
 R.S. Schechter // New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME. 1979. 132p.
- 116 Wittrisch, C. Simfrac Method For Mapping Hydraulic Fractures / C. Wittrisch, J.P.
 Sarda // SPWLA 28th Annual Logging Symposium, (London, England, June 1987).
 1987. SPWLA-1987-RR.
- Wright, C.A. Tiltmeter Fracture Mapping: From the Surface and Now Downhole / Wright C.A. // Hart's Petroleum Engineer International. – 1998. – Vol. 71, No. 1. – P. 50-63.
- 118 Zoback, M.D. Status Of The Hydraulic Fracturing Method For In-Situ Stress Measurements / M.D. Zoback, B.C. Haimson // The 23rd U.S Symposium on Rock Mechanics (USRMS), (Berkeley, California, August 25-28, 1982). – 1982. – ARMA-82-141.
- 119 Zoback, M.D. Reservoir Geomechanics / M.D. Zoback // Cambridge University Press. – New York. – 2010. – 449 p.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1 – Молели трешин ГРП: КGD (а), РКN (б), ралиальная (в)	15
Рисунок 2 – Псевлорехмерные молели трешин и их представление в симуляторах ГРП.	16
Рисунок 3 – Планарные 3D молели трещин и их представление в симуляторах ГРП	17
Рисунок 4 – Лиаграмма стандартного процесса построения молеци ГРП	30
Рисунок 5 – Лиаграмма усовершенствованного процесса построения модели ГГП	32
Рисунок 5 – Длаграмма усовершенствованного процесса постросния модели т т т	35
Рисунок $0 = 1$ Граншет пилотной скважины туронского друса	38
$P_{\rm Heyelock} = 1$ сомеханические параметры пластов туронского яруса	. 50
писунок 6 – Азимут максимального горизонтального напряжения для пластов туронского	40
$\mathbf{P}_{\mathbf{V}}$. 40
Гисунок 9 – дообича соседной вертикальной скважины после 1 г п	. 41
гисунок 10 – гезультаты тестирование жидкости 1 гтт на водной основе	. 42
Рисунок 11 – Результаты тестирования жидкости I Р11 на углеводородной основе	. 44
Рисунок $12 - $ линейный тестер LSM (Fann Instrument) и образец исследуемого материала	. 45
Рисунок 13 – Результаты тестирования кернового материала на наоухание глин при	4.5
взаимодеиствии с различными жидкостями	. 45
Рисунок 14 – Результаты тестирования жидкостеи I PII на капиллярное всасывание	. 46
Рисунок 15 – 3D геологическая/гидродинамическая модель пластов туронского яруса с	10
трещинами MI PII	. 49
Рисунок 16 – Планшет пилотной скважины тюменской свиты	. 51
Рисунок 17 – Результаты тестирования жидкости ГРП на водной основе	. 53
Рисунок 18 – Азимуты главных горизонтальных напряжений для пластов тюменской свиты.	. 54
Рисунок 19 – Планшет геомеханических параметров тюменской свиты	. 55
Рисунок 20 – Структурная карта по кровле пласта ЮК2	. 57
Рисунок 21 – 3D геологическая/гидродинамическая модель пластов тюменской свиты	. 58
Рисунок 22 – Диаграмма стандартной методики оптимизации МГРП	. 60
Рисунок 23 – Диаграмма методики автоматизированной оптимизации МГРП	. 61
Рисунок 24 – Модель горизонтальной скважины с трещинами МГРП в ГД симуляторе	. 63
Рисунок 25 – Расположение горизонтальной скважины с МГРП	. 65
Рисунок 26 – Разрез. Горизонтальная скважина. Разлом. Наблюдательная скважина.	. 65
Рисунок 27 – Концептуальная схема горизонтального ствола скважины и трещин МГРП	. 66
Рисунок 28 – Сравнение результатов гидродинамическтго моделирования методами	
«псевдоперфораций» и явного задания трещин	. 67
Рисунок 29 – Трещины МГРП, импортированные в гидродинамический симулятор	. 68
Рисунок 30 – Анализ чувствительности. Зависимость добычи от параметров трешин МГРП.	. 68
Рисунок 31 – Зависимость лобычи от объема закачанного пропанта	. 69
Рисунок 32 – Разрез. траектория ствола скважины и схема заканчивания скважины лля	
высокоскоростного МГРП	71
Рисунок 33 – Нагнетательный тест и мини-ГРП пилотной скважины	.74
Рисунок 34 – Анализ ГРП пилотной скважины	75
Рисунок 35 – Основной ГРП Пилотная скважина	76
Рисунок 36 – Геометрия трешины ГРП Пилотная скважина туронского яруса	. 70
Рисунок 37 – Лебит пилотной скважины туронского яруса до и после гилроразрыва	78
Рисунок 38 – Спариение пролуктивности пилотной скражины туронского яруса до и после	. 70
гистровать ва	78
пароразрыва Рисунск 39 – Условия образования газогилратов в горизонтали ной скражине туронского яр	. 70 VC2
т пеунок 57 – 5 словия образования газогидратов в торизонтальной скважине туронского яр	yca 70
Рисулок A_0 Нагнататели и и таст и мини ГРП паррой стоячи МГРП роризоитов и с	. 17
тисунок чо – пагнетательный тест и мини-т г п первой стадий імп г п торизонтальной	01
скважины туронского яруса	. 01
т исунок чт – основной т гтт первой стадий ил гтт торизонтальной скважины туронского яр	yca Q1
	. 01

Рисунок 42 – Геологический разрез туронского яруса, профиль горизонтальной скважины и	
геометрии трещин МГРП	33
Рисунок 43 – Скважинный микросейсмический мониторинг МГРП 8	34
Рисунок 44 – Анализ направления развития трещин МГРП 8	35
Рисунок 45 – Траектория и дизайн заканчивания горизонтальной скважины тюменской свиты	
	36
Рисунок 46 – Структура тюменской свиты и геометрии трещин МГРП 8	37
Рисунок 47 – Моделирование работы пилотной скважины тюменской свиты на основе явного задания параметров трещин МГРП в ГДМ	39
Рисунок 48 – Моделирование работы каждой зоны МГРП пилотной скважины тюменской	
свиты на основе явного задания параметров трещин в ГДМ 8	39
Рисунок 49 – Доля добычи каждой зоны МГРП в общем дебите скважины по данным	
гидродинамического моделирования и трассерных исследований) 0
Рисунок 50 – Сравнение дебитов пилотной скважины с МГРП и соседних скважин с МГРП.) 1
Рисунок 51 – Нагнетательный тест первой стадии высокоскоростного МГРП тюменской свит	Ы
) 2
Рисунок 52 – Мини-ГРП первой стадии высокоскоростного МГРП тюменской свиты) 2
Рисунок 53 – Основной ГРП первой стадии высокоскоростноого МГРП тюменской свиты 9) 3
Рисунок 54 – Геологический разрез тюменской свиты и геометрии трещин высокоскоростног МГРП	0 94
Рисунок 55 – Показатели работы скважины после высокоскоростного МГРП) 5