

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

На правах рукописи

Базыров Ильдар Шамилевич



**КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РОСТА ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН
ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ**

25.00.17 –Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Хасанов М.М.

Санкт-Петербург – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 КРИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР И АНАЛИЗ ЛИТЕРАТУРЫ.....	11
1.1 Эволюция системы разработки в условиях заводнения и наличия техногенных трещин, а также методов и алгоритмов для оптимизации параметров скважин и техногенных трещин	11
1.1.1 Эволюция системы разработки месторождений в условиях заводнения и наличия техногенных трещин на примере Приобского месторождения	12
1.1.2 Инструменты, алгоритмы, критерии и мероприятия для оптимизации параметров скважин и техногенных трещин.....	18
1.2 Методы обнаружения, контроля и анализа инициации и развития трещин ГРП и автоГРП	23
1.3 Анализ теоретических исследований роста трещин автоГРП.....	32
1.4 Выводы по первой главе.....	40
ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК И КРИТЕРИЕВ УСТОЙЧИВОСТИ РАВНОВЕСНОГО СОСТОЯНИЯ ИНДУЦИРОВАННЫХ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ФИКСИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ РАЗРАБОТКИ.....	41
2.1 Постановка задачи.....	41
2.2 Физико-математическая модель распространения трещины автоГРП	42
2.3 Компьютерное моделирование распространения трещины автоГРП.	53
2.4 Метод определения характеристик равновесных трещин	56
2.4.1 Поиск давления равновесного существования различных длин трещин.....	57
2.4.2 Поиск расхода равновесного существования трещины	60
2.5 Критерии устойчивости равновесного состояния индуцированных трещин гидроразрыва пласта в фиксированной системе разработки.....	62
2.6 Выводы по второй главе	63
ГЛАВА 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ АКТИВАЦИИ ЕСТЕСТВЕННЫХ ТРЕЩИН В НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ В ТРЕЩИНОВАТОМ КОЛЛЕКТОРЕ	64
3.1 Физико-математическая модель активации трещин в наклонных и горизонтальных скважинах в трещиноватом коллекторе.....	65
3.1.1 Трансформация тензора напряжений в скважинную систему координат ...	65

3.1.2 Расчет перераспределения региональных напряжений на кольцевое пространство рассматриваемой скважины	66
3.1.3 Критерии для активации естественных трещин	67
3.1.4 Результаты расчётов.....	71
3.2 Выводы по третьей главе.....	76
ГЛАВА 4 АЛГОРИТМЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ ЗАВОДНЕНИЯ И НАЛИЧИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН.....	77
4.1 Использование разработанных алгоритмов для снижения рисков прорыва трещин автоГРП	77
4.2 Использование разработанных алгоритмов для оценки КИН	82
4.3 Выводы по четвертой главе.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	92
СПИСОК ТЕРМИНОВ	93
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	94
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент РФ на изобретение	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Справка о внедрении результатов научно-квалификационной работы.....	112

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

В настоящее время в эксплуатацию вводится все больше нефтяных месторождений с крайне низкими значениями проницаемости коллекторов. В таких условиях эффективность систем ППД падает, поскольку не удаётся обеспечить необходимую приёмистость нагнетательных скважин. Но переход к естественному режиму извлечения нефти также нежелателен, поскольку при этом резко уменьшается коэффициент извлечения нефти.

Имеется успешный промысловый опыт увеличения приёмистости нагнетательных скважин за счёт повышения давления закачки, но это часто приводит к образованию индуцированных трещин гидроразрыва (трещин автоГРП). Неуправляемый рост трещин автоГРП может привести к преждевременным прорывам нагнетаемой воды в добывающие скважины и, тем самым, снизить добычу и коэффициент извлечения нефти. Поэтому весьма актуальной является задача проектирования эффективной системы ППД с обеспечением оптимального баланса между приёмистостью нагнетательных скважин и длиной трещин автоГРП.

Корректное моделирование процесса заводнения низкопроницаемых залежей в настоящее время крайне затруднительно в связи с отсутствием аналитических моделей, способных учитывать эффект автоГРП. Существующие коммерческие симуляторы плохо приспособлены для моделирования трещин автоГРП в связи со сложностью учета геометрии трещин переменной длины.

В связи с этим необходимо разработать аналитические и полуаналитические модели, способные помочь в понимании основных физических механизмов инициации и роста трещин автоГРП, в определении основных влияющих параметров и разработке методов контроля и регулирования трещин автоГРП.

Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов последних лет показал, что существенное влияние на эффективность заводнения в таких коллекторах оказывает наличие в пласте естественных трещин. Неверный выбор

технологического режима нагнетательных скважин приводит к инициации естественных трещин, к быстрым прорывам воды в добывающие скважины. В связи с этим необходимо разработать модели, описывающие поведение естественных трещин при заводнении низкопроницаемых коллекторов.

Степень разработанности исследуемого направления

Вопросы контроля и регулирования развития техногенных трещин и их влияние на разработку нефтегазовых месторождений интересуют исследователей достаточно давно. В разное время этими вопросами занимались многие отечественные и зарубежные ученые, такие как Салимов, Феткович, Байков, Давлетбаев, Кременецкий, Ипатов, Хасанов, Головин, Экономидес, Сеттари, Хагорт, Кёнинг, Картер, Эрлагер, Грингартен, Нолт и некоторые другие авторы. Однако некоторые аспекты остались не описанными в полной мере. К ним, например, относятся вопросы об учете пороупругих эффектов при моделировании развития техногенных трещин, решения задач развития техногенных трещин в трехмерной постановке, возможности совмещения аналитических, полуаналитических моделей и коммерческих симуляторов для решения задач развития техногенных трещин.

Объектом исследований в работе являются природно-техническая система: нефтяной пласт – скважины - трещины гидроразрыва при техногенном воздействии на нагнетательную скважину, **а предметом исследований** являются гидродинамические и геомеханические процессы, происходящие в природно-технической системе: нефтяной пласт – скважины - трещины гидроразрыва при техногенном воздействии на нагнетательную скважину.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов при их искусственном заводнении на основе разработанных аналитической и полуаналитической моделей, описывающих работу нагнетательных горизонтальных скважин с трещинами автоГРП, а также взаимодействие нагнетательных скважин с естественными трещинами.

Идея работы

Поставленная цель достигается путём определения характеристик равновесных индуцированных трещин гидроразрыва пласта, скорости роста индуцированной трещины на основе интегрированных моделей и асимптотического анализа, а также определения оптимального давления закачки на нагнетательных горизонтальных скважинах для предотвращения ранних прорывов воды в трещиноватых коллекторах.

Задачи исследований:

1. Провести анализ современных технологий заводнения нефтяных пластов.
2. Исследовать равновесные характеристики индуцированных трещин гидроразрыва в фиксированной системе разработки.
3. Сформулировать критерии устойчивости равновесного состояния индуцированных трещин гидроразрыва пласта в фиксированной системе разработки.
4. Разработать методы контроля скорости роста индуцированной трещины гидроразрыва пласта на ранних и поздних стадиях.
5. Провести математическое моделирование процесса заводнения нефтяных пластов в фиксированной системе разработки с индуцированными трещинами гидроразрыва пласта.
6. Разработать модель для определения оптимального давления закачки на нагнетательных горизонтальных скважинах для предотвращения ранних прорывов воды в трещиноватых коллекторах.

Научная новизна

1. Для условий нагнетательной скважины и стационарного поля давлений получены зависимости давления гидроразрыва пласта от полудлины трещины, показывающие наличие области устойчивого роста трещины автоГРП до критической полудлины трещины 100 метров.
2. На основе комплексирования численных фильтрационной и геомеханической моделей и уравнений роста трещины в длину и высоту была

разработана физико-математическая модель развития трещин автоГРП на нагнетательных скважинах в нетрещиноватых коллекторах.

3. На основе аналитической модели расчёта тензора напряжений, критерия Кулона-Мора и критерия прочности на предельное растягивающее напряжение была разработана физико-математическая модель активации естественных трещин для условий трещиноватых пород.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Предложены расчётные алгоритмы, которые позволяют спроектировать оптимальные системы разработки низкопроницаемых пластов с увеличением продуктивности скважин за счёт использования эффекта автоГРП.

2. Разработаны алгоритм управления режимами работы нагнетательных скважин с целью снижения темпов обводнения и повышения КИН в низкопроницаемых залежах.

3. Разработан алгоритм управления режимами работы нагнетательных скважин с целью уменьшения обводнённости в низкопроницаемых трещиноватых залежах.

4. По результатам выполненных работ разработанная модель апробирована на пилотном участке одного из месторождений Западной Сибири. Были рассчитаны ограничения по забойному давлению и объемам закачки, использованные в дальнейшем при эксплуатации скважины для снижения риска развития трещин автоГРП.

5. Разработана и запатентована технология подбора определения траектории бурения скважины на основе учёта напряженного состояния в прискважинной зоне и активности трещин - Пат. 2728039 Российская Федерация, МПК E21B 44/00, E21B 47/02, G06F 30/20. Способ (варианты) и система (варианты) определения траектории бурения скважины / Лукин С.В., Овчаренко Ю.В., Жигульский С.В.; Базыров И.Ш., Ротару А.В., Нигматуллин Р.Р., Морозов Д.О., Грибанов В.А.; заявитель и патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический центр» (ООО «Газпромнефть НТЦ» – № 2019145573; заявл. 30.12.2019; опубл. 28.07.2020. – 6 н. и 24 з.п. ф-лы, 3 ил.

Методология и методы исследований

Задачи решались на основе теоретических и промысловых исследований, а также анализа геологопромыслового материала с использованием гидрогеомеханического моделирования.

Положения, выносимые на защиту

1. Полученные зависимости давления гидроразрыва пласта от полудлины трещины позволяют выделить диапазоны забойного давления на нагнетательной скважине для устойчивого роста трещины автоГРП до критической полудлины трещины 100 метров.

2. Создана совместная гидро-геомеханическая модель развития трещин автоГРП на нагнетательных скважинах в нетрещиноватых коллекторах, позволяющая выбрать оптимальное забойное давление нагнетательной скважины без риска прорыва индуцированных трещин гидроразрыва пласта в добывающие скважины.

3. Разработана физико-математическая модель активации естественных трещин в призабойной зоне, позволяющая определить диапазон значений забойного давления нагнетательной скважины для предотвращения ранних прорывов воды в добывающие скважины для условий трещиноватых пород.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена теоретическими исследованиями, проведенными на современных программных комплексах для создания и расчета моделей нефтегазовых месторождений.

Апробация результатов

Результаты работы были представлены на следующих российских и международных конференциях и семинарах: Международной конференции XXVII International Conference «Mathematical and Computer Simulations in Mechanics of Solids and Structures». Fundamentals of Static and Dynamic Fracture (г. Санкт-Петербург, СПбГУ, 2017 г.), 7-ой научно-технической конференции молодых ученых ООО «Газпромнефть НТЦ» (г. Санкт-Петербург, ООО

«Газпромнефть НТЦ», 2018 г.), Международной конференции «Молодежная конференция по математическому моделированию и информационным технологиям» (г. Казань, TGT Oilfield Services, 2019 г.), Международной конференции «Future Petroleum Engineers forum» 2019 г. (г. Пекин, Китайский нефтяной университет, 2019 г.), Международной конференции «Coupled thermo-hydro-mechanical problems of fracture mechanics» (г. Новосибирск, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, 2019 г.), Совместном семинаре ООО «Газпромнефть НТЦ» (г. Санкт-Петербург) и ИГиЛ СО РАН (г. Новосибирск) «Математическое моделирование ГРП» под руководством д.ф.-м.н. С.В.Головина (г. Санкт-Петербург, ООО «Газпромнефть НТЦ», 2019 г.), Российской нефтегазовой технической конференции SPE 2019 г. (г. Москва, Society of Petroleum Engineers, 2019 г.).

Личный вклад автора

Автором выполнен сбор, анализ и обобщение результатов ранее опубликованных материалов исследований; сформулированы задачи исследований; проведены теоретические исследования на современных программных комплексах для создания и расчета моделей нефтегазовых месторождений; работа апробирована на пилотном участке одного из месторождений Западной Сибири; выполнена обработка и интерпретация полученных результатов; сформулированы основные защищаемые положения и выводы.

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 10 печатных работах, в том числе в 3 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 5 статьях – в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus и Web of Science; получен 1 патент на изобретение.

Структура диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 151 наименование. Материал диссертации изложен на 112 страницах машинописного текста, включает 7 таблиц, 56 рисунков и 2 приложения.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность и признательность за неоценимую помощь, постоянную поддержку, внимание, а также развитие интереса к науке научному руководителю, профессору кафедры РНГМ СПГУ, д.т.н. Хасанову М.М. Отдельная благодарность заведующему кафедрой РНГМ СПГУ, д.т.н., профессору Рогачеву М.К. за актуальные и своевременные замечания. Автор признателен за помощь и советы Тананыхину Д.С., Гунькину А.С., Шарифову А.Р., Исламову Ш.Р., а также всем сотрудникам кафедры РНГМ СПГУ.

Отдельная благодарность за помощь и советы сотрудникам учреждения ООО «Газпромнефть НТЦ» Рощектаеву А.П., Шелю Е.В., Гимазову А.А., Кабановой П.К., Файзуллину И.Г., Падерину Г.В., Гайнетдинову Р.Р., Казакову Е.Г., Сайфутдинову Э.Ф., Мусину Р.Ф., Чуракову А.В., Лежневу К.Э., Пустовских А.А., Калинин С.А., Лукину С.В., Овчаренко Ю.В., Альчибаеву Д.В., Чебышеву И.С., Жигульский С.В., Глазыриной А.Е., Галышевой А.В., Каешкову И.С., Шеремееву А.Ю., Рафикову Р.Р., Галееву Р.Р., Кременецкому М.И., Ипатову А.И., сотрудникам ООО «Газпромнефть Хантос» Учугеву Р.П., Биккулову М.М., Гаязтдинову Р.К., Исламову А.И., сотрудникам Томского политехнического университета Яковлеву А.А. и Шурунову А.В., сотрудникам научно-образовательного центра «Газпромнефть-Политех» Логвинюку А.В. и Шаповаловой А.А, а также сотруднику учреждения АО «МХК «ЕвроХим» Мартемьянову А.Н.

ГЛАВА 1 КРИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР И АНАЛИЗ ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Эволюция системы разработки в условиях заводнения и наличия техногенных трещин, а также методов и алгоритмов для оптимизации параметров скважин и техногенных трещин

Процесс разработки нефтяных месторождений стал подконтрольным и регулируемым в начале XX века благодаря появлению учений о режимах нефтяных и газовых залежей, а также благодаря активному развитию теории фильтрации в подземной гидромеханике. Ближе к середине XX века произошло обособление дисциплины «разработки нефтяных месторождений» как самостоятельной науки и были заложены основы проектирования разработки нефтяных месторождений. Далее разработка нефтяных месторождений активно развивалась: возникли новые математические модели нефтяных пластов, методы анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений, росло число исследований, появились технологии заводнения пласта при помощи нагнетательных скважин, а также гидроразрыва пласта [Желтов, 1986 г.].

Строительство горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта (ГРП) является основной технологией для повышения эффективности систем разработки месторождений во всем мире. Помимо ГРП основной технологией для повышения добычи нефти является система поддержания пластового давления. Эффективность системы поддержания пластового давления зависит от двух основных параметров: соотношения добывающих и нагнетательных скважин, а также плотности сетки скважин [Байков и др., 2011]. В случае наличия техногенных трещин гидроразрыва пласта на эффективность заводнения будут также влиять направление развития трещин, их длина и высота, расстояние между портами ГРП, а также взаиморасположение «добывающих» и «нагнетательных» трещин.

1.1.1 Эволюция системы разработки месторождений в условиях заводнения и наличия техногенных трещин на примере Приобского месторождения

С внедрением новых технологий, а также с постоянным обновлением геолого-технической информации система разработки любого месторождения эволюционирует. Яркий пример эволюции системы разработки месторождения можно проследить на Приобском месторождении. Приобское месторождение интересно рассмотреть по ряду причин: оно является вторым по количеству геологических запасов месторождением в России 1.6 млрд. тонн нефти, около 400 млн. тонн извлекаемых запасов [Afanasyev et al., 2012]; месторождение отличается сложным геологическим строением, что отразилось в различиях по проницаемости в зависимости от фациальной зоны осадконакопления.

Приобское месторождение разрабатывается с 1988 года. Изначально на месторождении была принята пятиточечная схема заводнения с плотностью сетки скважин 50 га / скв., бурились вертикальные скважины, а также применялось заводнение. Далее система разработки была преобразована в девятиточечную с сохранением плотности сетки. Для увеличения продуктивности скважин в низкопроницаемых отложениях начали проводить опытно-промышленные работы по бурению горизонтальных скважин совместно с проведением многостадийного гидроразрыва пласта. С 2001-2002 гг. года гидроразрыв пласта стал передовой технологией для разработки Приобского месторождения. [Afanasyev et al., 2012].

Согласно работе [Байков и др., 2011] в 2006 году основной была выбрана обращенная девятиточечная система с плотностью сетки 25 га/скв. Также в других районах месторождения использовались альтернативные системы разработки, в том числе пятиточечная, рядная, семиточечная и очаговая. По результатам наблюдений за работой скважин на этих участках был сделан вывод, что происходят прорывы воды от нагнетательных скважин к добывающим по образованным высокопроводящим каналам трещин автоГРП [Байков и др., 2011]. Стало очевидно, техногенные трещины развиваются в едином направлении.

С 2008 г. стали проводиться исследования по определению преимущественного направления развития техногенных трещин. Было выявлено преимущественное направление развития трещин с азимутом 335° [Байков и др., 2011] (рисунок 1.1). В 2009 г. после исследования преимущественного направления развития трещин [Khasanov et al., 2009] было предложено изменить существующую систему разработки. Авторы [Khasanov et al., 2009] предложили ориентировать ряды скважин вдоль направления преимущественного развития трещин с целью предотвращения прорывов воды по трещинам автоГРП, а также повышения коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти.

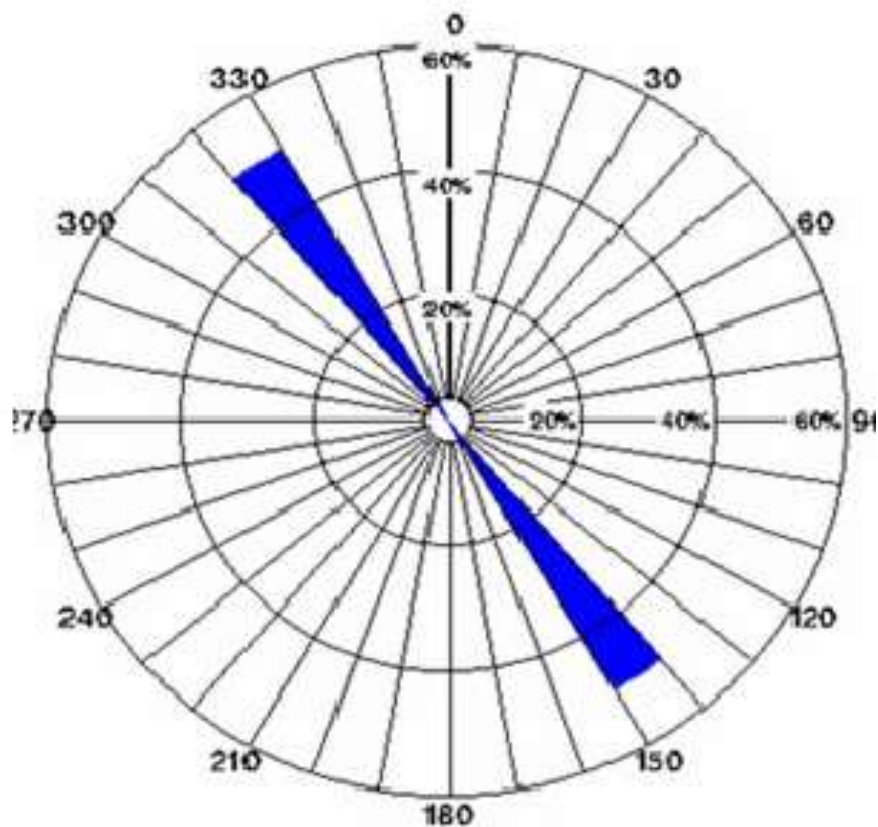


Рисунок 1.1 - Результаты исследования DSI и FMI на скважинах Приобского месторождения [Байков и др., 2011]

В работе [Байков и др., 2011] авторы оценили, что по технико-экономическим показателям для вертикальных и наклонно-направленных скважин с ГРП и автоГРП наиболее эффективной системой разработки является линейная «уфимская» (рисунок 1.2).

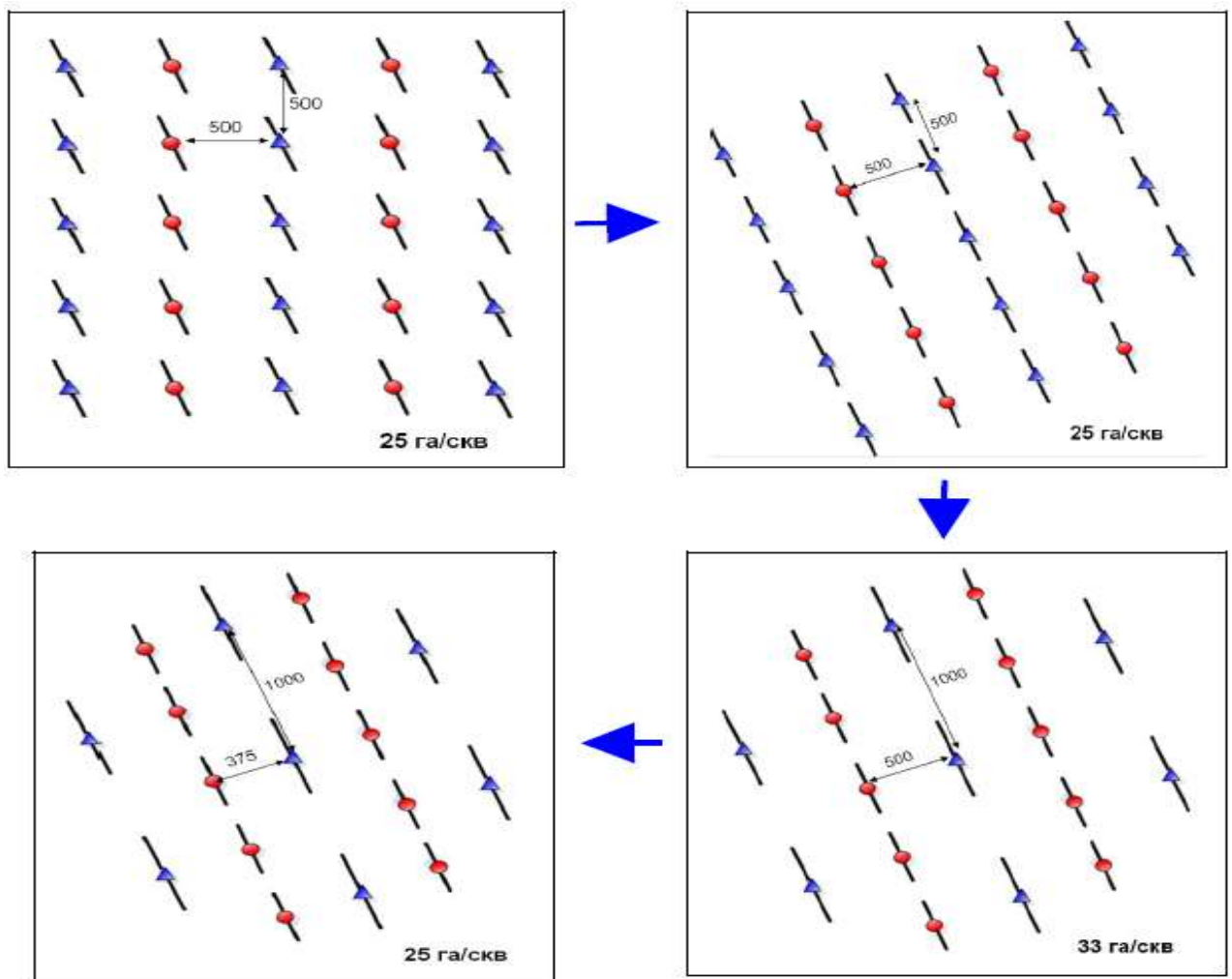


Рисунок 1.2 - Трансформация рядной системы разработки с ориентацией вдоль стресса в рядную с разрежением рядов нагнетательных скважин и сближением зон отбора и нагнетания [Байков и др., 2011]

Южная часть Приобского месторождения была сразу разбурена по «уфимской» системе разработки с плотностью 21.65 га/скв (рисунок 1.3) [Янин А.Н., Черевко С.А., 2016]. При разработке участков низкопроницаемых коллекторов месторождения ГРП проводили и на добывающих, и на нагнетательных скважинах, при этом нагнетательные скважины сначала «отрабатывались на нефть» [Мальцев и др., 2012]. Пример участка с применяемой системой разработки проиллюстрирован на рисунке 1.4.

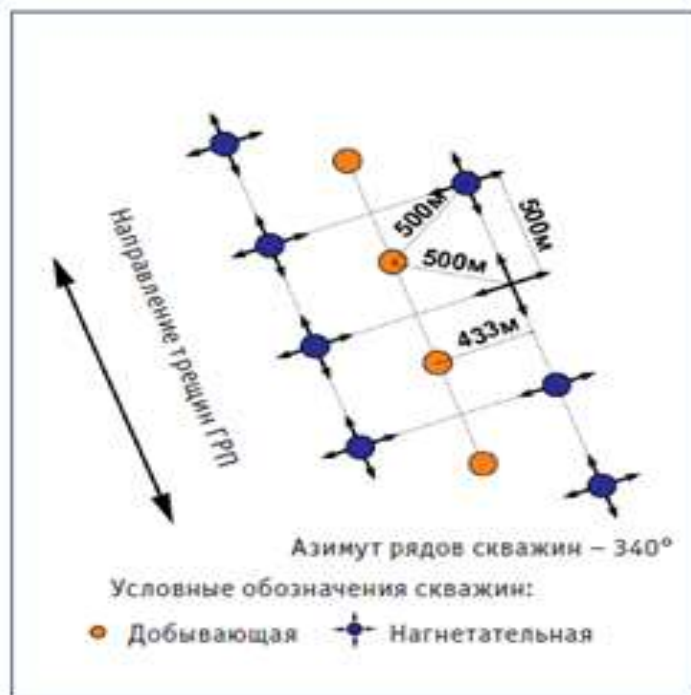


Рисунок 1.3 - Расположение добывающих скважин относительно нагнетательных [Янин А.Н., Черевко С.А., 2016]

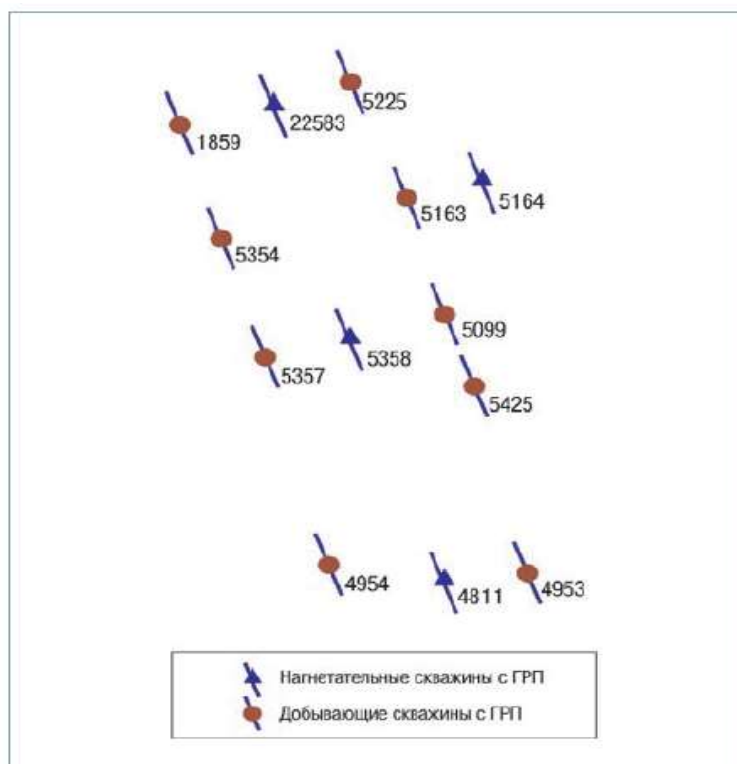


Рисунок 1.4- Пример участков низкопроницаемых коллекторов с применяемыми ГРП на добывающих и на нагнетательных скважинах [Мальцев и др., 2012]

Для разработки низкопроницаемых коллекторов начали активно применяться технологии бурение новых наклонно-направленных и горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) и начали применять линейную рядная система разработки с расположением горизонтальных скважин параллельно региональному стрессу (рисунок 1.5) [Шурунов и др., 2018].

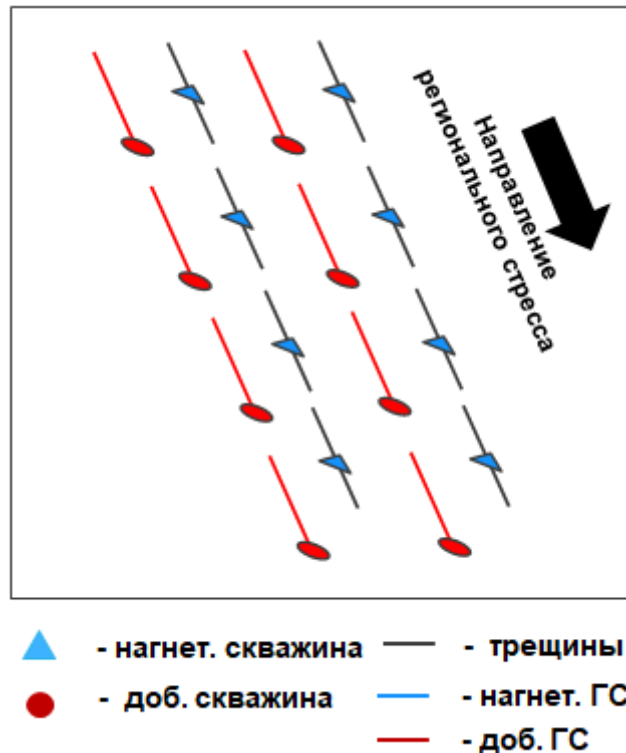


Рисунок 1.5 - Линейная рядная система разработки с расположением горизонтальных скважин параллельно региональному стрессу

На некоторых участках месторождения в качестве пилотных работ с целью повышения стартовых дебитов нефти, а также снижения темпов падения дебитов скважин пробурили горизонтальные скважины поперек регионального стресса (рисунок 1.6) [Шурунов и др., 2018]. Результаты опытно-промышленных работ показали увеличение стартовой продуктивности скважин более чем на 20% (рисунок 1.7) [Шурунов и др., 2018].

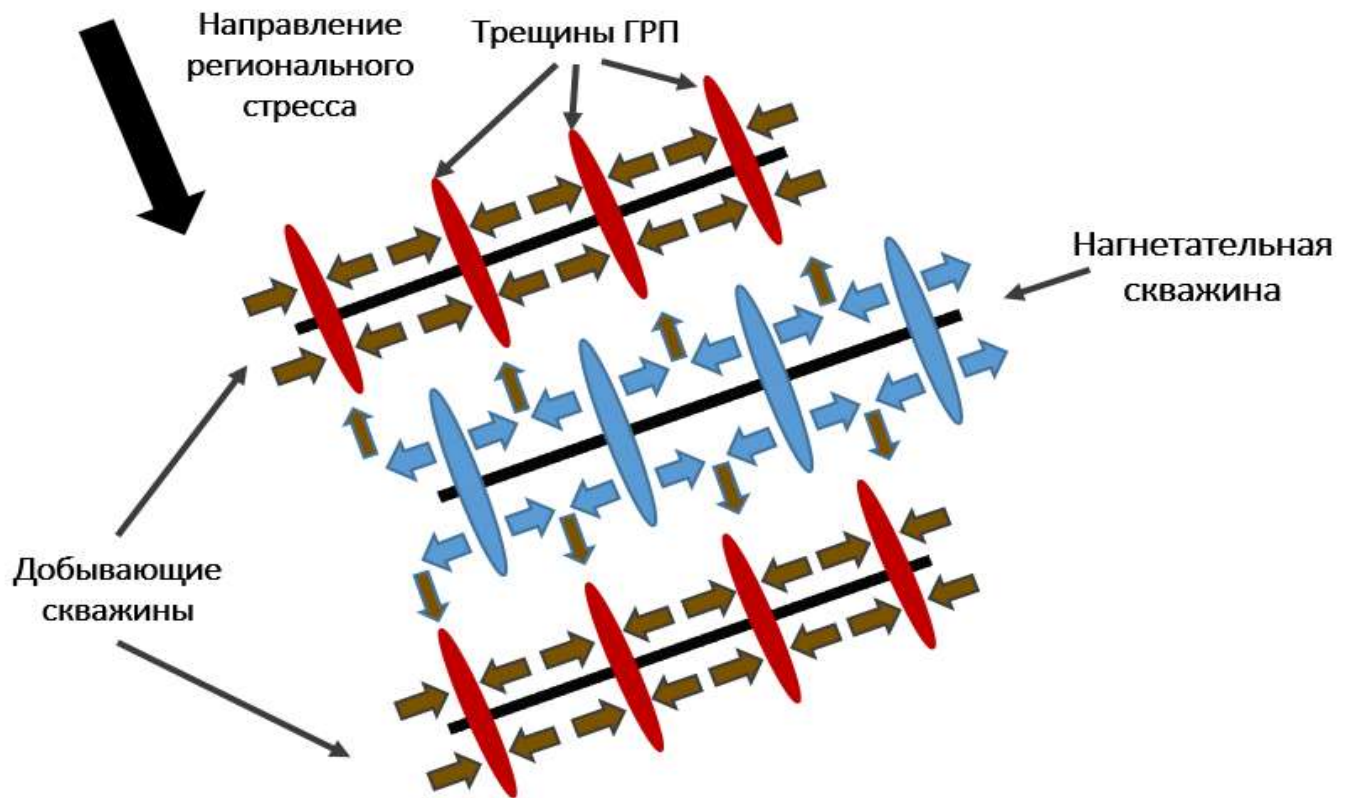


Рисунок 1.6 - Система разработки с горизонтальными скважинами, пробуренными перпендикулярно региональному стрессу

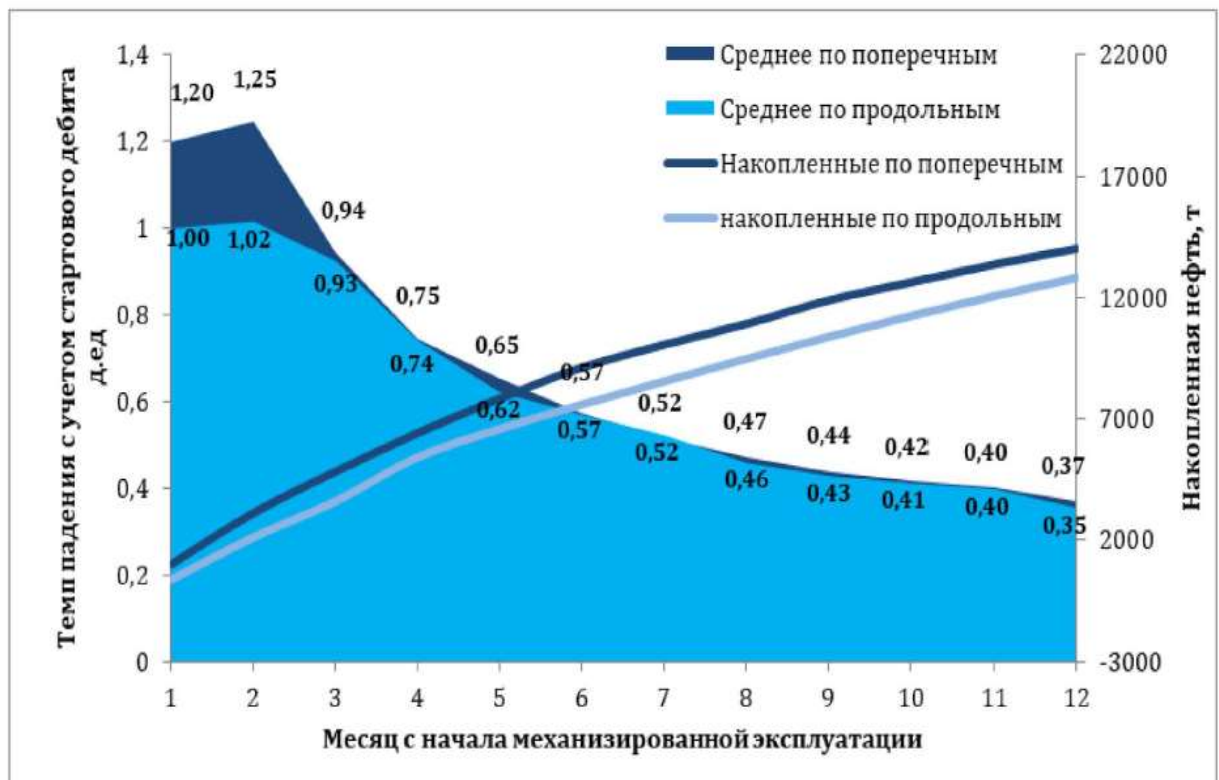


Рисунок 1.7 - График темпа падения добычи нефти за первый год механизированной добычи и накопленной добычи [Шурунов и др., 2018]

Несмотря на то, что расположение стволов горизонтальных скважин поперек регионального стресса привело к значительному повышению эффективности разработки (повышению стартовых дебитов нефти, а также снижению темпов падения дебитов), ряд вопросов требует внимательного исследования: повышение эффективности системы поддержания пластового давления, повышение скорости выработки запасов, снижение темпов падения дебитов скважин. В работе [Байков и др., 2012] было отмечено, что после «отработки на нефть» нагнетательных скважин приемистость часто превосходит продуктивность. Такое преобладание приемистости над продуктивностью можно объяснить раскрытием и ростом трещин автоГРП. Исследования по определению способов контроля и управления процессом заводнения в условиях роста и развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах были начаты еще в 1970-х годах [Kudryashov et al., 2006]. Однако влияние роста трещин автоГРП в нагнетательных скважинах при планировании систем разработки не всегда учитывается. Озвученные выше и другие актуальные вопросы рассмотрены в главе ниже.

1.1.2 Инструменты, алгоритмы, критерии и мероприятия для оптимизации параметров скважин и техногенных трещин.

Для упрощения оптимизации систему разработки условно можно разделить на 3 блока: оптимизация параметров скважин и трещин; оптимизация дизайна трещины ГРП; оптимизация параметров системы ППД. В каждом блоке существует комбинация основных параметров, которые необходимо оптимизировать. Для оптимизации этих параметров на сегодняшний момент можно встретить множество различных подходов, основные подходы автор постарался отразить в таблице 1.1. Стоит отметить, что гидродинамическое моделирование является основным инструментом для подбора параметров, однако без комплексирования с другими методами оптимальное решение может быть не найдено, особенно это актуально для низкопроницаемых неоднородных коллекторов.

Таблица 1.1 – Инструменты, алгоритмы, критерии и мероприятия для оптимизации параметров скважин и техногенных трещин

Блок	Параметры	Инструменты
Оптимизация параметров скважин и трещин	• Расстояние между скважинами • Расстояние между трещинами ГРП • Длина скважин и трещин • Направление ГС относительно регионального стресса	• Гидродинамическое моделирование • Трехмерное геомеханическое моделирование • Физико-экономические модели • Машинное обучение
Оптимизация дизайна трещины ГРП	• Тип и объем закачиваемой жидкости • Тип и объем пропанта • Время работы скважины перед проведением повторного ГРП	• Симулятор ГРП • Одномерное геомеханическое моделирование • Гидродинамическое моделирование • Трехмерное геомеханическое моделирование • Машинное обучение
Оптимизация параметров системы ППД	• Время отработки • Давление в линии нагнетательных скважин • Расход нагнетательных скважин	• Гидродинамическое моделирование • Аналитические модели • Полуаналитические модели, предлагаемые в данной диссертационной работе

При оптимизации параметров скважин и трещин подбираются такие параметры, как плотность сетки скважин, расстояние между скважинами, расстояние между трещинами ГРП, длина скважин и трещин, количество трещин ГРП, направление горизонтальных скважин относительно стресса. Зачастую задача оптимизации может быть осложнена большим количеством переменных и вычислительной сложностью гидродинамического моделирования. [Khasanov et al., 2014]. Зная определенные особенности пласта, подбор параметров скважин и трещин может быть решен путем введения физико-экономических критериев. В частности, может быть решена задача выбора между вертикальными и горизонтальными скважинами, а также между выбором различных конфигураций параметров скважин и трещин [Mukherjee and Economides, 1991; Economides et al, 1996; Retnanto et al, 1996; Chavez et al, 2005; Economides and Martin, 2010; Song and Economides, 2011].

Другой актуальной задачей является оптимизация дизайна трещины с учетом максимизации экономической эффективности [Timonov et al, 2006]. Для получения

оптимального дизайна трещин используются симуляторы гидроразрыва пласта [Shel et al., 2020]. В результате оптимизации подбирается дизайн ГРП, обеспечивающий максимальную добычу на тонну пропанта. Для уточнения дизайна на основе ретроспективного анализа применяются алгоритмы машинного обучения [Duplyakov et al., 2020]. Обезразмеривание параметров основных уравнений, использованных для моделирования трещины ГРП, позволяет получить универсальные зависимости безразмерной полудлины трещины от безразмерного объема закачиваемой жидкости, а также получить эмпирическую формулу для оценки полудлины трещины. [Shel et al., 2018]

Одним из возможных операций для увеличения продуктивности скважин является повторный ГРП. Методы подбора кандидатов, времени работы скважин перед проведением повторного ГРП, а также результаты моделирования повторного ГРП описаны в работах [Zhang and Cheng, 2010; Дубиня, 2012; Roussel and Sharma, 2013; Hou et al., 2014; Тримонова и Дубиня, 2015; Sherif Foda, 2015; Asala et al., 2016; Asalkhuzina et al., 2017; Pavlov et al., 2016; Bratov, 2018]. Среди основного прогнозируемого параметра авторы рассматривают период между проведением первичного и повторного ГРП. Также актуальным вопросом является переориентация вторичной трещины относительно первичной. Среди основных параметров, которые влияют на переориентацию трещины, выделяют анизотропию горизонтальных напряжений, а также просадку порового давления.

Среди оптимизируемых параметров системы ППД можно выделить время отработки (использование скважины в режиме добычи перед переводом в нагнетание), давление в линии, приемистость нагнетательных скважин. Подбор времени отработки позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и сократить срок окупаемости. В статье [Khasanov et. al., 2007] предложен подход к определению оптимального периода отработки с точки зрения экономической эффективности, основанный на простой аналитической модели. Авторами были получены номограммы для определения оптимального периода отработки в зависимости от проницаемости, плотности сетки скважин, скин-фактора и ставки дисконтирования (рисунок 1.8 и рисунок 1.9).

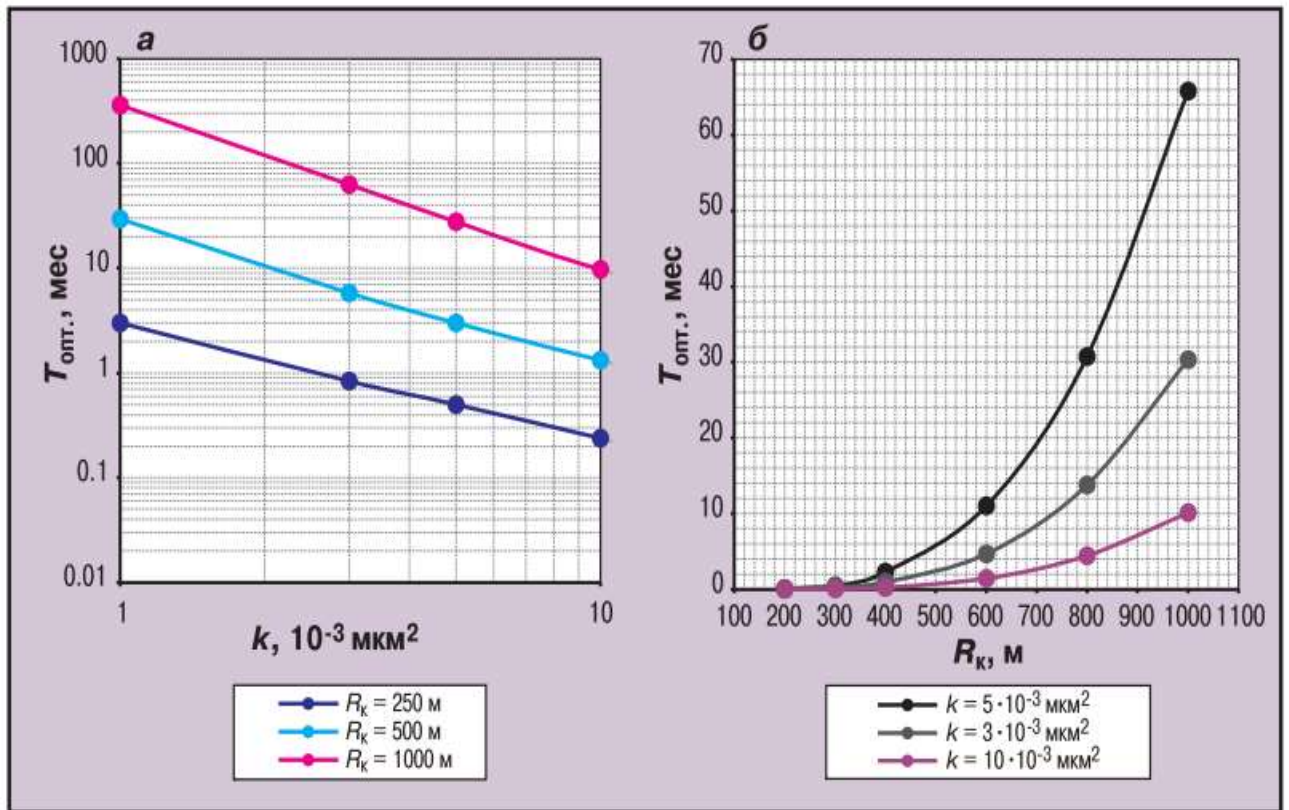


Рисунок 1.8 - Зависимость оптимального времени отработки от проницаемости (а) и радиуса контура питания (б).

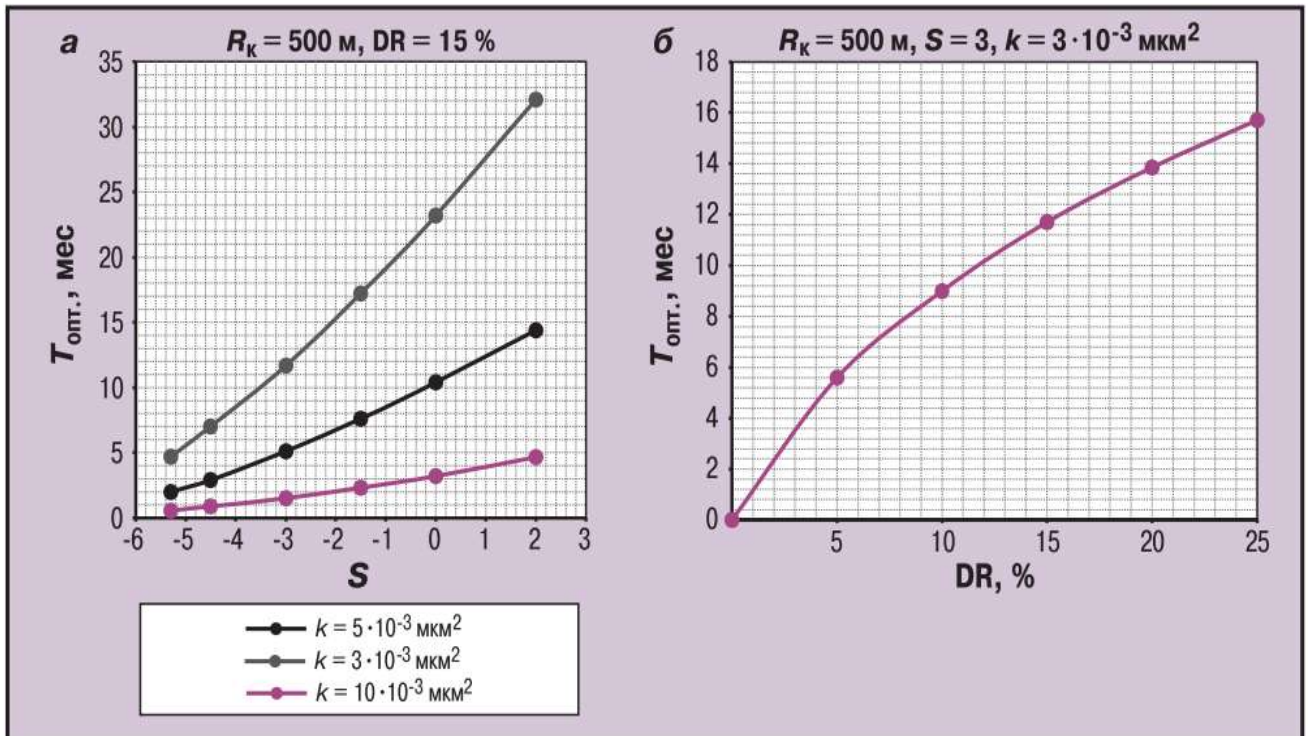


Рисунок 1.9 - Зависимость оптимального времени отработки от скин-фактора (а) и ставки дисконтирования (б)

В работе [Ситников и др, 2015] определение времени переключения на режим закачки основана на технико-экономической модели, которая максимизирует экономический эффект с точки зрения накопленной дисконтированной добычи. При определенных фильтрационных свойствах пласта возможна ситуация, когда разработка на истощении будет выгоднее разработки с применением заводнения. В работе [Ситников и др, 2016] разработана аналитическая технико-экономическая модель для выявления факторов, влияющих на экономическую эффективность истощения и заводнения. В статье [Белоногов и др., 2018] исследуются системы разработки на естественном режиме и с применением заводнения. В работе был сделан вывод, что пьезопроводность является основным параметром для выбора системы разработки. В статье [Шурунов и др., 2018] оптимальное время отработки подбиралось на основе гидродинамического моделирования в несколько этапов [Шурунов и др., 2018]. Множественные расчеты проводились в двухмерном симуляторе, где рассматривались параметры: длина скважин, число и полудлина трещин ГРП, расстояние между рядами скважин. На втором этапе рассматривались те же параметры, а также длительность отработки скважин перед переводом в ППД

Трещины автоГРП являются ключевыми факторами, влияющими на эффективность закачки воды в пласт с низкой проницаемостью. Трещины автоГРП могут ускорить время прорыва воды в добывающие скважины, тем самым снижая добычу и КИН. С другой стороны, трещины автоГРП помогают поддерживать пластовое давление, увеличивая приёмистость скважин, что особенно актуально для пластов с низкой проницаемостью. Трещины автоГРП могут оказать огромное влияние на КИН и на оптимизацию параметров системы ППД. Учёт роста трещин автоГРП особенно важен при оценке КИН, когда рассматривается система разработки, где трещины ГРП направлены поперек горизонтальных участков скважин [RU № 2515628 C1, опубл. 20.05.2014; RU № 2561420 C1, опубл. 27.08.2015; RU № 2613713 C1, опубл. 21.03.2017] .

1.2 Методы обнаружения, контроля и анализа инициации и развития трещин ГРП и автоГРП

Активное применение новых технологий (бурение горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, заводнение и др.) не могло не повлиять на методы контроля и анализа разработки месторождений. Наличие трещин в пластах влияет на поля давлений и температуры [Fetkovich, 1980; 1986; Эрлагер Р., 2007; Экономидес, 2007; Кременецкий и Ипатов, 2008]. В таблице 1.2 автором работы была предпринята попытка обобщить выводы по анализу литературы.

На сегодняшний момент самым доступным источником информации в исследованиях являются устьевое и забойное давления. Данный параметр является основным в ходе гидродинамических исследований скважин и гидродинамико-геофизического мониторинга. Основная цель гидродинамических исследований скважин для ГРП является оценка скин-фактора, продуктивности скважины, а также пластового давления [Nolte, 1979]. Среди сопутствующих данных можно получить информацию о фильтрационных свойствах работающих пластов. Кривая восстановления давления является диагностическим графиком, используемым для оценки вышеупомянутых параметров [Шагиев, 1998; Algeroy et al., 2010; Gallivan et al., 1988]. Наиболее распространенным графиком для интерпретации данных забойного давления в ходе ГРП является график Нолта-Смита (Рисунок 1.10) [Nolte and Smith, 1981]. Данный график построен в логарифмическом масштабе. На рисунке 1.10 видно, как меняется давление на разных стадиях проведения операции ГРП.

Анализ изменения давления и дебита во времени позволяет определить длину трещины, продуктивность скважин, скин-фактор, фильтрационные свойства разрабатываемых пластов [Gringarten, 1978; Gringarten et al., 1974; Lee, 1982; Ипатов, 1999; Кременецкий и др., 2010; Морозовский и др., 2012; Gringarten and Ramey, 1973]. Графики для анализа длины трещин также обычно строятся в логарифмическом масштабе. Длину трещины ГРП можно также определить по данным численного термодинамического моделирования [Мусалеев, 2015].

Таблица 1.2 –Методы обнаружения, контроля и анализа инициации и развития трещин ГРП и автоГРП

Методы	Анализируемые параметры	Анализируемые графики	Определяемые параметры трещины
Гидродинамические исследования скважин для ГРП	Давление и дебит во времени	График давления от времени двойного логарифмического масштаба	•Длина трещины •Продуктивность скважин •Скин-фактор •Пластовое давление •Фильтрационные свойства
Гидродинамико-геофизический мониторинг	Забойное давление	Кривая восстановления давления	•Длина трещины •Пластовое давления, •Проницаемость •Скин-фактор
Гидродинамические исследования скважин для автоГРП	Давление и дебит во времени	•График давления от времени анализируемой и соседних скважин •График приемистости от времени анализируемой и соседних скважин •График дебита жидкости и обводненности в соседних скважинах •Индикаторные диаграммы	•Давление закрытия/открытия трещин автоГРП
Геофизические исследования скважин для ГРП	Электромагнитные, акустические поля	•Электромагнитные и акустические каротажи	•Углы падения трещин •Азимуты простирания трещин •Плотность и кажущаяся раскрытость трещин
Промышленно-геофизические исследования для ГРП	Расход, приток, приемистость, поле температуры, акустическое поле	•Профиль притока (приемистости), •Профиль температуры •Профиль шумов	•Интервалы трещин •Интегральные геометрические размеры и проводящие свойства трещины •Фильтрационные характеристики пород
Микросейсмический мониторинг	Сейсмическое поле	•Сейсмическое поле	•Направления распространения трещин

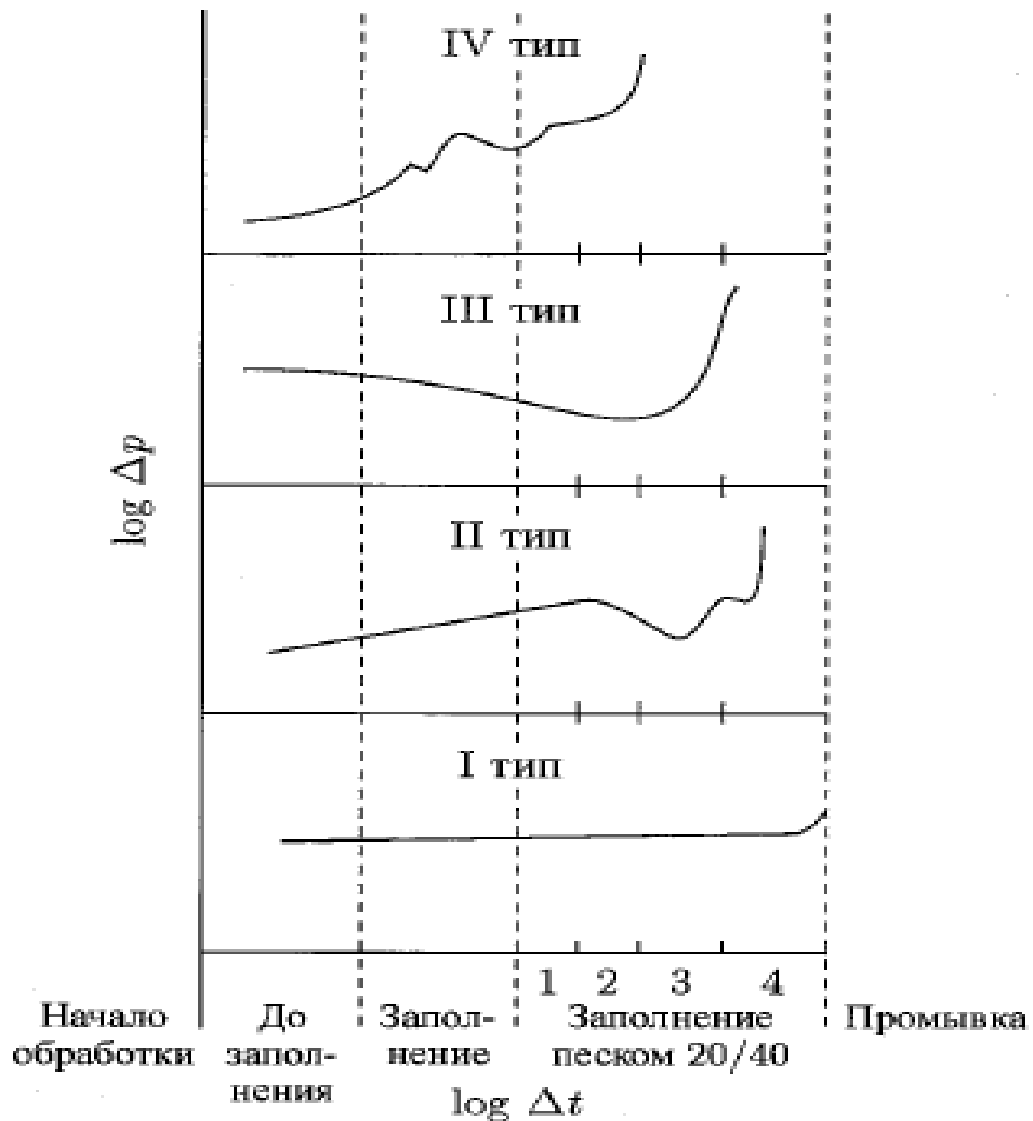


Рисунок 1.10 – Типы восстановления давления в реальном масштабе времени (графики Нолта-Смита) [Экономидес, 2007]

Для определения интервалов трещин используются промыслово-геофизические методы [Кременецкий и др., 2017]. В условиях вскрытия пласта МГРП методы ПГИ более информативны. Это объясняется тем, что трещин гидроразрыва практически полностью локализуют притоки углеводородов в горизонтальном стволе [Кричевский и др., 2016]. Также в горизонтальных скважинах с МГРП активно применяется метод спектральной шумометрии.

С целью определения направления развития и геометрии трещины применяются методы микросейсмического мониторинга. [Warpinski et al., 1995; Warpinski et al., 2012]. Упруго-деформационные свойства породы изменяются при

изменении напряженного состояния породы. Упруго-деформационные свойства породы исследуются при помощи акустического волнового каротажа (ВАК) [Добрынин и др, 1996]. В случае возникновения трещин ГРП упруго-деформационные свойства породы меняются. В связи с этим целесообразно проводить измерения ВАК до и после проведения ГРП.

Приемистость нагнетательных скважин может измениться из-за образования трещин автоГРП или из-за загрязнения призабойной скважины. Помимо этого в призабойной зоне скважины происходит множество других процессов. Эффективными инструментами для анализа работы нагнетательных является графики Холла и Хорна [Jarrell and Stein, 1991]. На рисунке 1.11 приведен график Холла [Jarrell and Stein, 1991]. График Холла является графиком функции давления от суммарной закачки. График показывает, что при росте трещин будет уменьшение наклона, а в случае засорения призабойной зоны наклон должен увеличиваться (рисунок 1.11).

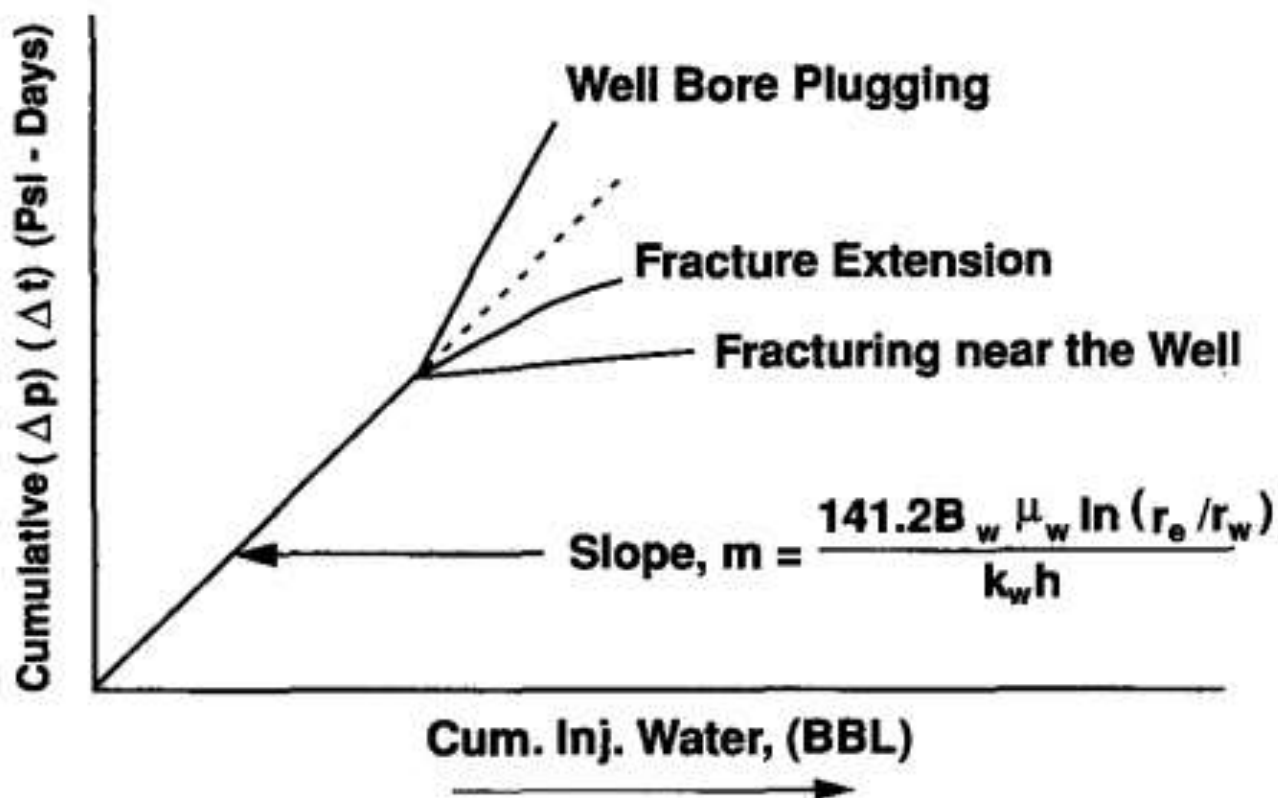


Рисунок 1.11 – График Холла [Jarrell and Stein, 1991]

В статьях [Мальцев и др., 2012; Байков и др., 2011; Байков и др., 2012; Давлетбаев и др., 2014; Давлетбаев и др., 2015; Makhota et al., 2014] приведены

результаты исследований трещин автоГРП при помощи гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

В работе [Байков и др., 2011] были проведены ГДИС с целью определения зависимости приемистости нагнетательных скважин от забойного давления (рисунки 1.12 и 1.13). Приемистость скважины значительно увеличивалась в случае превышения давления раскрытия трещин автоГРП. Целью работы было оценить влияние динамики давления смыкания трещин на приемистость скважин. В статье [Байков и др., 2012] была продолжена работа по определению диапазонов давлений нагнетания для нагнетательных скважин для управления трещинами автоГРП с целью оптимизации поддержания пластового давления.

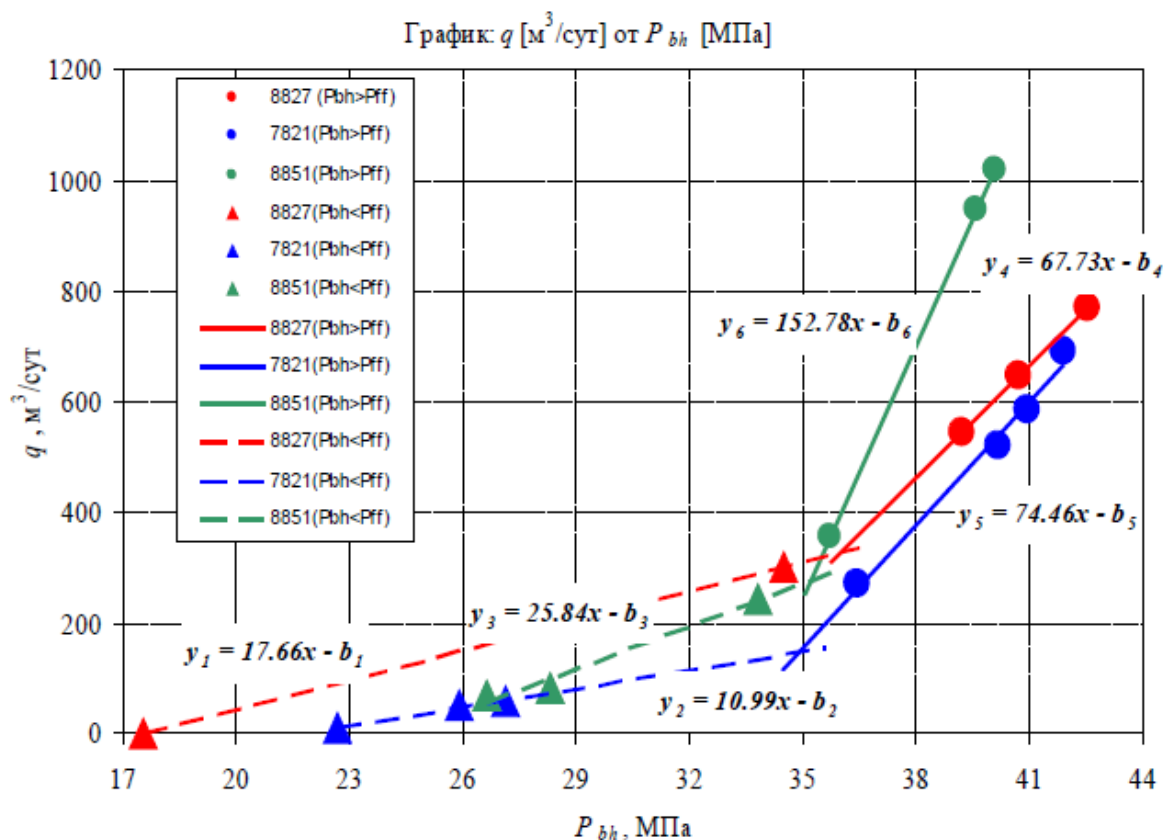


Рисунок 1.12 Индикаторные диаграммы по скважинам, характеризующие отклонение течения от известного решения о притоке в трещину [Байков и др., 2011]

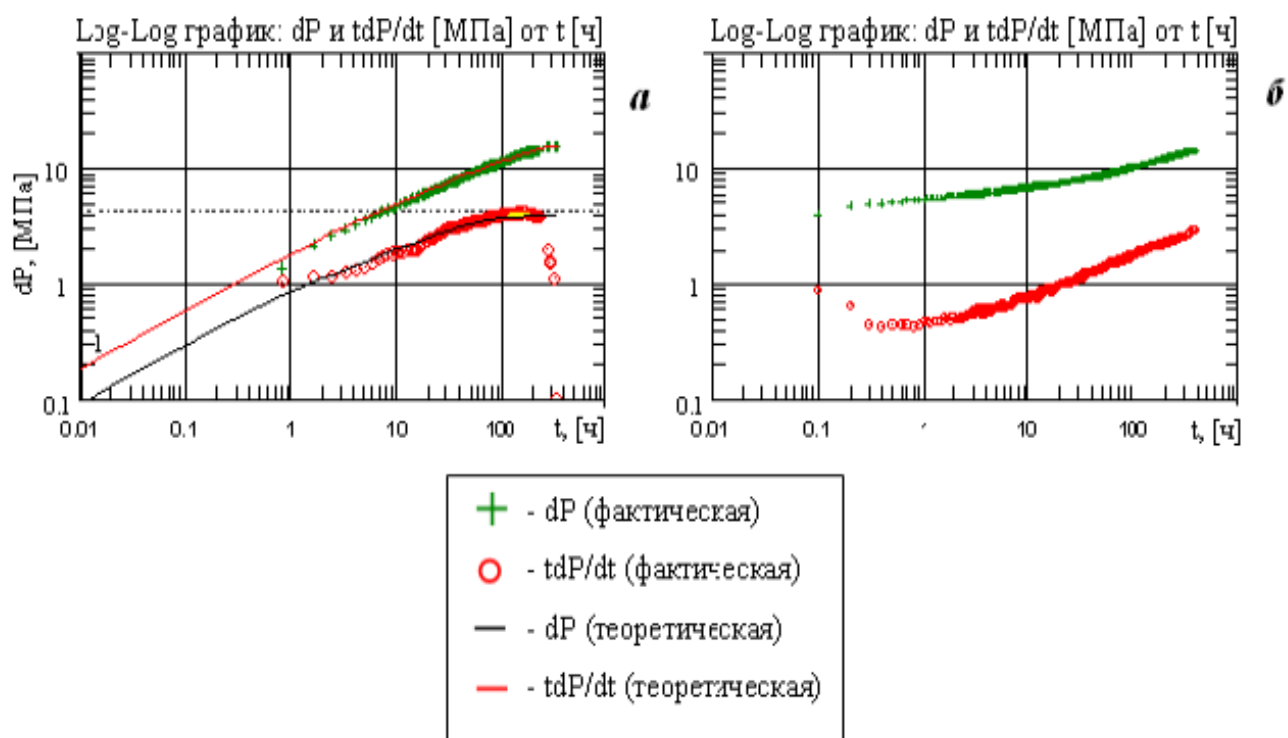
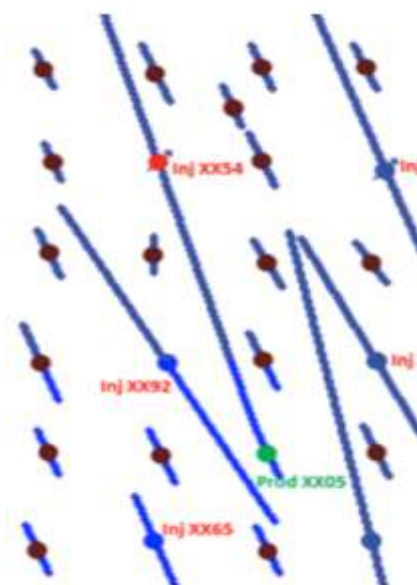


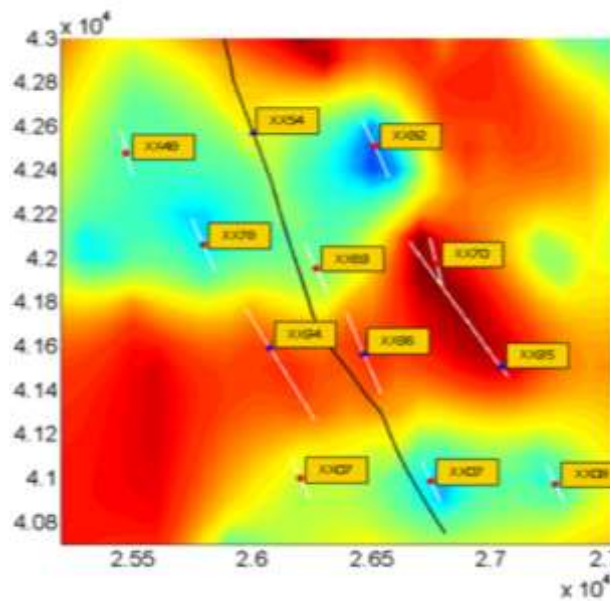
Рисунок 1.13 Графики в двойных логарифмических координатах циклов остановки скважины на различные даты проведения ГДИС: а – на 27.06.2004, б – на 03.02.2008 [Байков и др., 2011]

В статье [Мальцев и др., 2012] рассматриваются результаты промысловых исследований с целью оценки развития трещин автоГРП в нагнетательных скважинах. В течение 3 месяцев после начала нагнетания рост трещин автоГРП составил около 1000 м. В статье рассматривалась численная модель, способная интерпретировать результаты полевых исследований и оценить проводимость трещин автоГРП.

В статье [Давлетбаев и др., 2015] описана методика поиска нагнетательной скважины, которая является причиной высокой обводненности вследствие наличия трещины автоГРП. Среди методов рассматриваются: метод гидропрослушивания, корреляция изменения приемистости в нагнетательных скважинах, дебита жидкости и обводненности в добывающих скважинах, а также анализа этих же данных при проведении гидродинамических исследований методом установившихся закачек на соседних нагнетательных скважинах (рисунок 1.14 – 1.17).



а)



б)

Рисунок 1.14 - а) Участки исследования взаимодействия скважин; б) Карта распределения давления и расчет траектории развития трещины автоГРП в нагнетательной скважине [Давлетбаев и др., 2015]

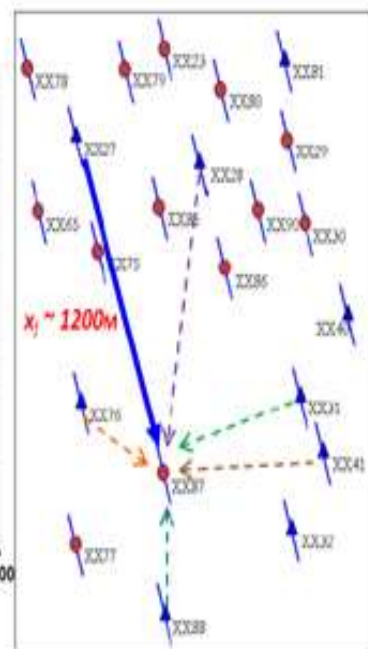
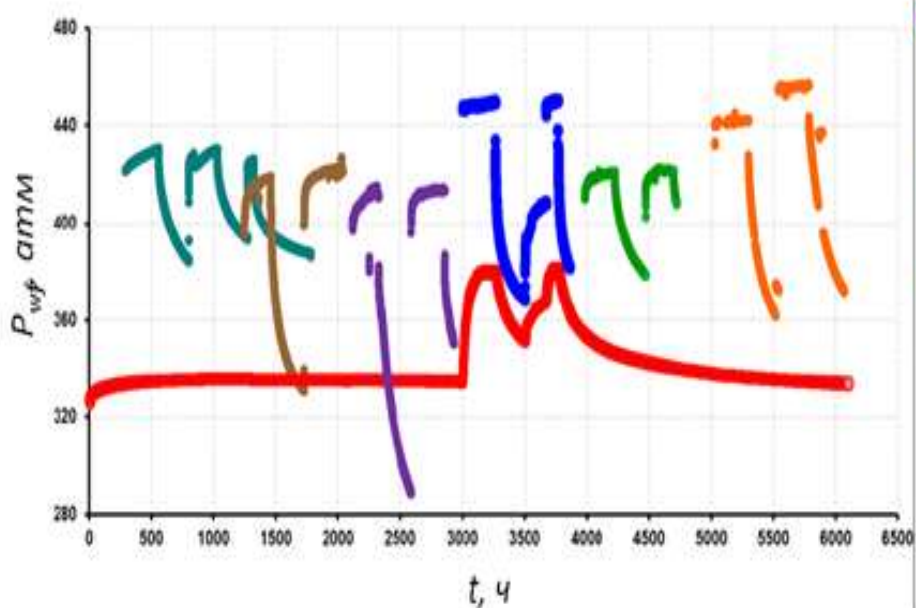


Рисунок 1.15 -. Выявление трещин автоГРП с помощью гидропрослушивания [Давлетбаев и др., 2015]

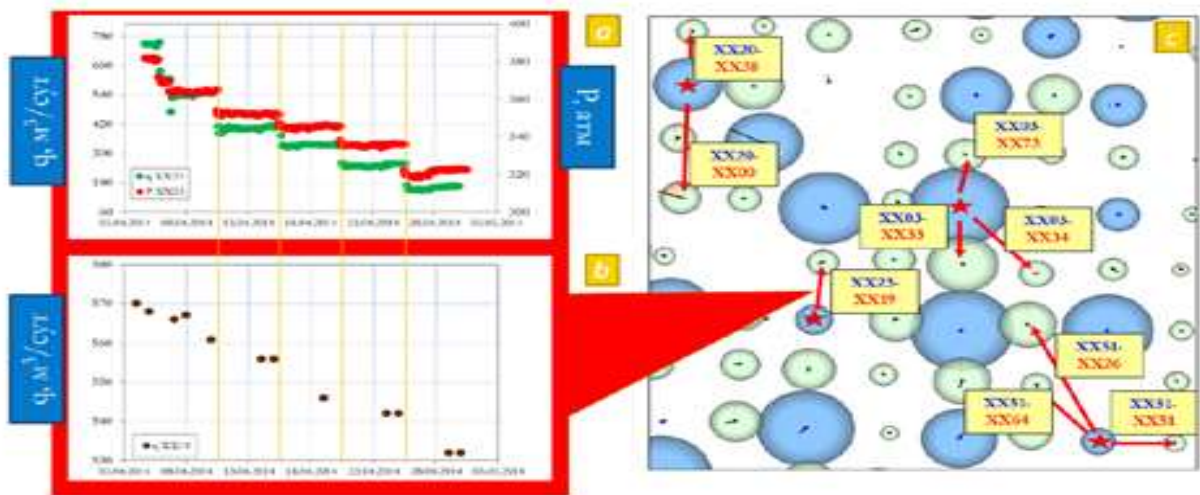


Рисунок 1.16 - Динамика изменения давления и приемистости в нагнетательной скважине XX23 при проведении гидродинамического исследования методом установившихся закачек (а), динамика дебита жидкости в добывающей скважине XX19 (б), участок месторождения анализа взаимовлияния скважин (с) [Давлетбаев и др., 2015]

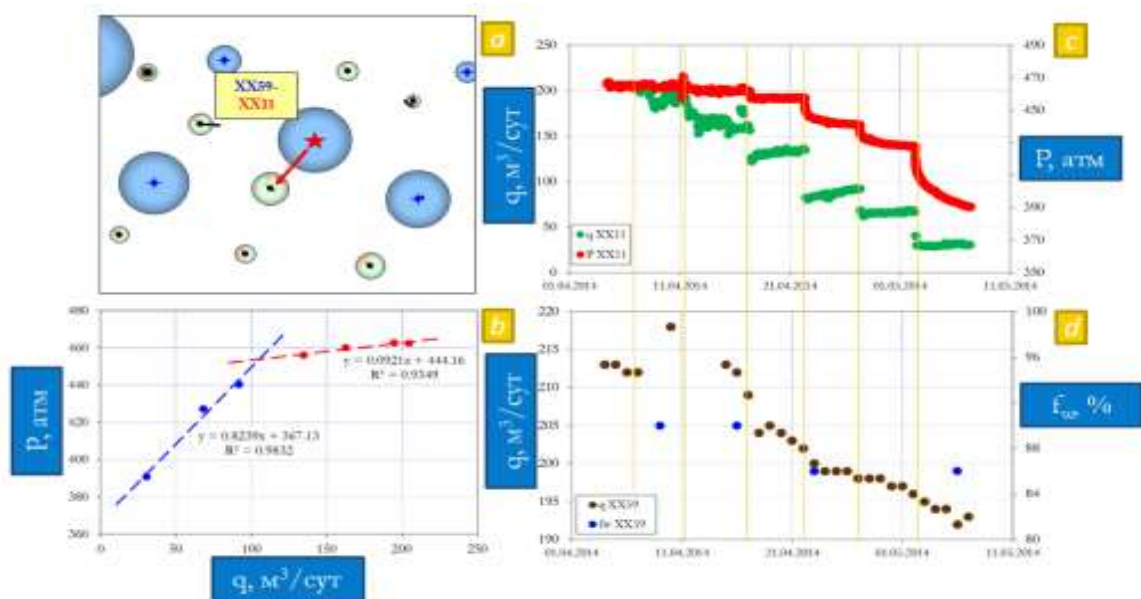


Рисунок 1.17 - Участок месторождения для проведения анализа взаимовлияния скважин (а), зависимость забойного давления от приемистости в нагнетательной скважине XX59 (б), динамика изменения давления и приемистости в нагнетательной скважине XX59 при проведении гидродинамического исследования методом установившихся закачек (с), динамика дебита жидкости и обводненности в добывающей скважине XX11 (д) [Давлетбаев и др., 2015]

На рисунке 1.18 показана динамика дебита жидкости, обводненности и давления с датчика на приеме УЭЦН в реагирующей добывающей скважине. В статье [Makhota et al., 2014] приведена зависимость давления смыкания трещин автоГРП от пластового давления (рисунок 1.19). Было получено уравнение линейной регрессии с высоким коэффициентом детерминации. Полученная зависимость хорошо согласуется с формулой Итона, где давление закрытия/открытия трещины (минимальное горизонтальное напряжение) линейно зависит от порового давления. Рассмотрение данного вопроса подробно описано в главе 2.

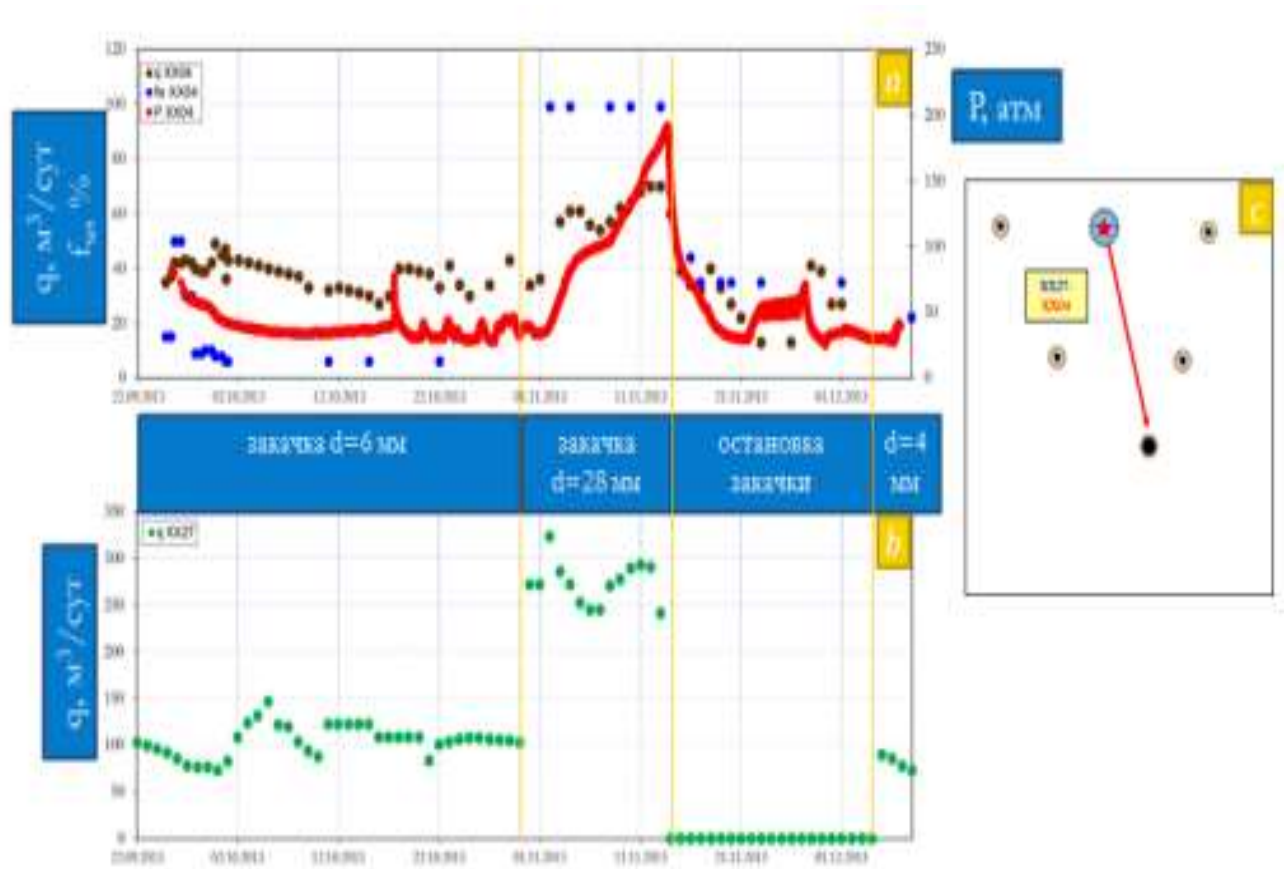


Рисунок 1.18 - Динамика дебита жидкости, обводненности и давления с датчика на приеме УЭЦН в реагирующей добывающей скважине XX04 (а), динамика изменения приемистости в нагнетательной скважине XX27 при смене режимов закачки (б), участок месторождения анализа взаимовлияния скважин (с) [Давлетбаев и др., 2015]

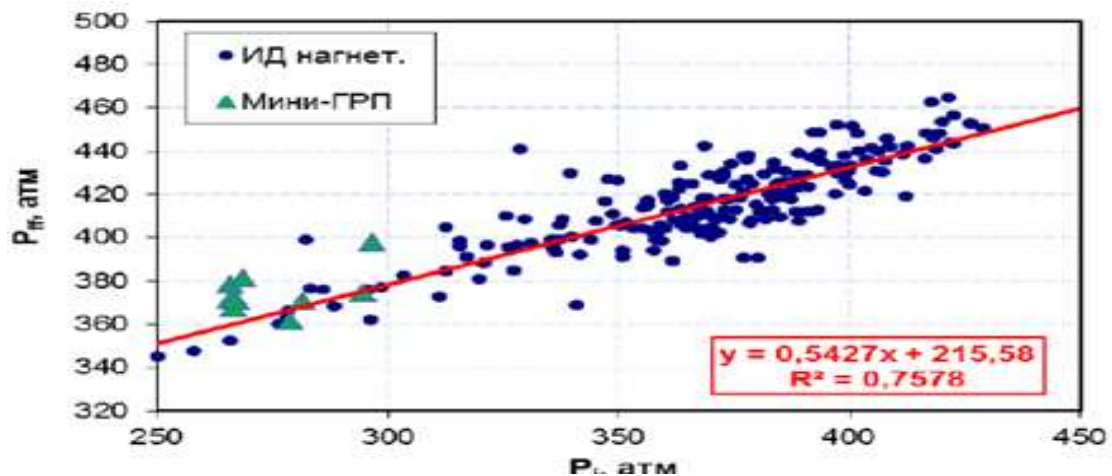


Рисунок 1.19 - Зависимость давления смыкания трещины от пластового давления по пластам T10, T11, T12 по результатам исследований на установившихся режимах закачки и данным мини-ГРП [Makhota et al., 2014]

Исследования являются важными инструментами для получения информации о развитии трещин ГРП и автоГРП, однако, без качественных моделей зачастую трудно проинтерпретировать полученные результаты, оценить вклад различных эффектов в развитие трещины автоГРП, а также понять, какие необходимо оптимизировать параметры, рассмотренные в разделе 1.1.2. Отечественные и зарубежные модели развития трещин автоГРП рассмотрены в следующей главе.

1.3 Анализ теоретических исследований роста трещин автоГРП.

Моделирование процесса роста трещины автоГРП можно представить в виде моделирования следующих процессов: фильтрация жидкости в пласте, движение жидкости в трещине, изменение напряженно-деформированного состояния пласта. Детальный учёт всех процессов может значительно усложнить модель и значительно повысить требуемые вычислительные ресурсы. Для упрощения модели некоторые процессы могут описываться приближенно, в связи с этим актуальным вопросом является разработка аналитических и полуаналитических моделей, способных помочь в понимании основных физических механизмов инициации и роста трещин автоГРП.

Трещины автоГРП в зарубежной литературе получили название “waterflood-induced hydraulic fractures”. Первое упоминание о моделировании процесса

распространения “waterflood-induced hydraulic fractures” было в работе [Nagoort et al., 1980]. Авторы в своей модели объединили численную модель однофазной фильтрации с аналитической моделью распространения трещины. В качестве условий задачи авторы рассматривают двумерный симметричный элемент, содержащий одну нагнетательную и одну и более добывающие скважины. Модель распространения трещины авторов предполагает, что трещина распространяется перпендикулярно минимальному главному напряжению в горизонтальном направлении, в вертикальном направлении трещина сдерживается в целевом пласте соседствующими пластом-“покрышкой” и подстилающим пластом. На рисунке 1.20 показана схематическая иллюстрация моделируемого элемента разработки.

Допущения о том, что трещина распространяется в линейно-пороупругой однородной изотропной непористой твердой среде, позволили авторам получить простые аналитические формулы для оценки параметров распространения трещины. На основе результатов работы [Nagoort, 1980] давление распространения трещины находится по формуле (1.1):

$$p_{fp} = p_{foc} + K_{Icr} / \sqrt{\pi L_f} \quad (1.1)$$

где p_{fp} - давление распространения трещины, p_{foc} - давление смыкания трещины, K_{Icr} - критический коэффициент интенсивности напряжений, L_f - полудлина трещины.

Давление смыкания трещины находится по следующей формуле: (1.2):

$$p_{foc} = s_h \quad (1.2)$$

где s_h - минимальное горизонтальное напряжение.

В соответствии с теорией [Biot, 1955] минимальное горизонтальное напряжение линейно зависимо от порового давления (1.3):

$$\Delta s_h = A \Delta p \quad (1.3)$$

где A - пороупругая константа и равняется (1.4):

$$A = 2 \frac{(1-2\nu)}{1-2\nu} \alpha \quad (1.4)$$

где ν - коэффициент Пуассона, α - константа Био.

Важным результатом статьи является зависимости давления распространения трещины и длины трещины от времени (рисунок 1.21). Уравнение 1.1 может быть применимо при длине трещины, большей двух радиусов скважины. Начиная с начальной длины трещины авто-ГРП L_{fi} , давление распространения уменьшается с увеличением длины трещины, для длинных трещин давление практически сравнивается с давлением открытия/закрытия трещины. Давление инициации рассчитывается согласно формуле (1.5):

$$p_{fi} = p_{foc} + \frac{K_{Icr}}{\sqrt{\pi L_{fi}}} \quad (1.5)$$

где L_{fi} - начальная длина трещины, при которой справедливо уравнение (1.1).

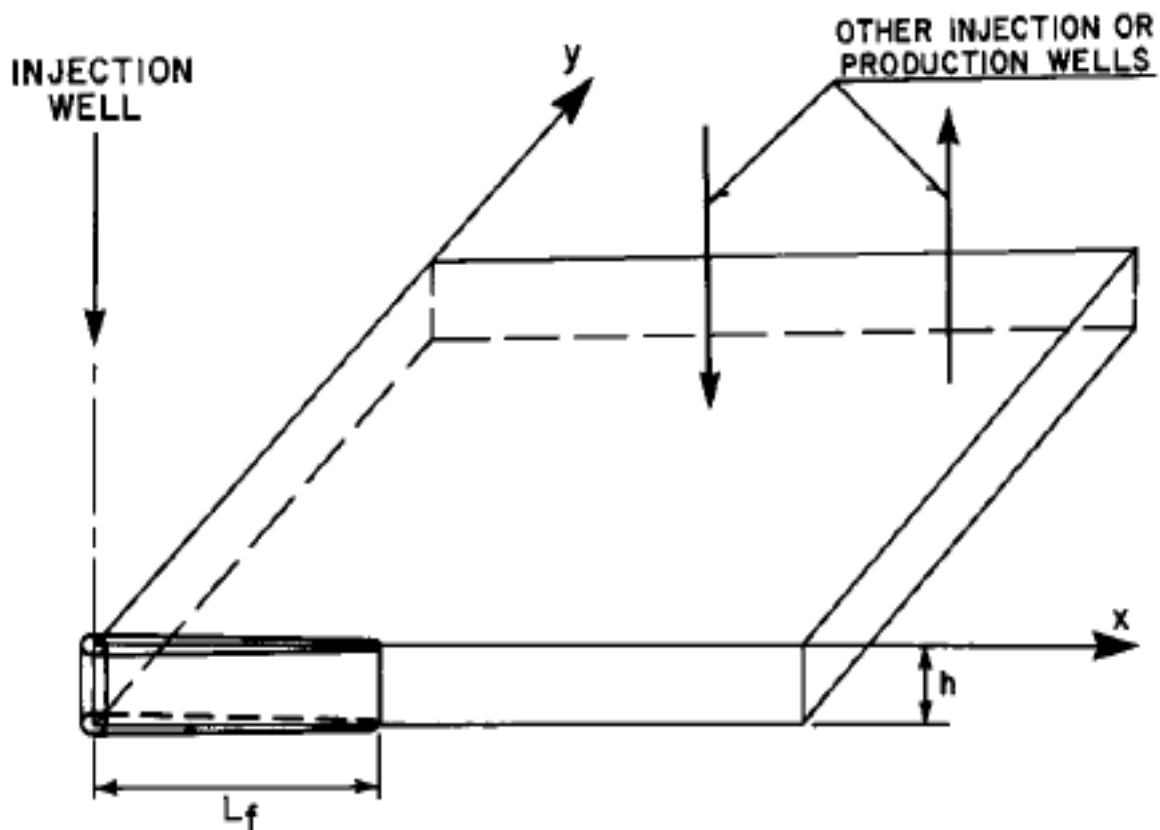


Рисунок 1.20 - Схематическая иллюстрация моделируемого элемента разработки [Hagoort et al., 1980]

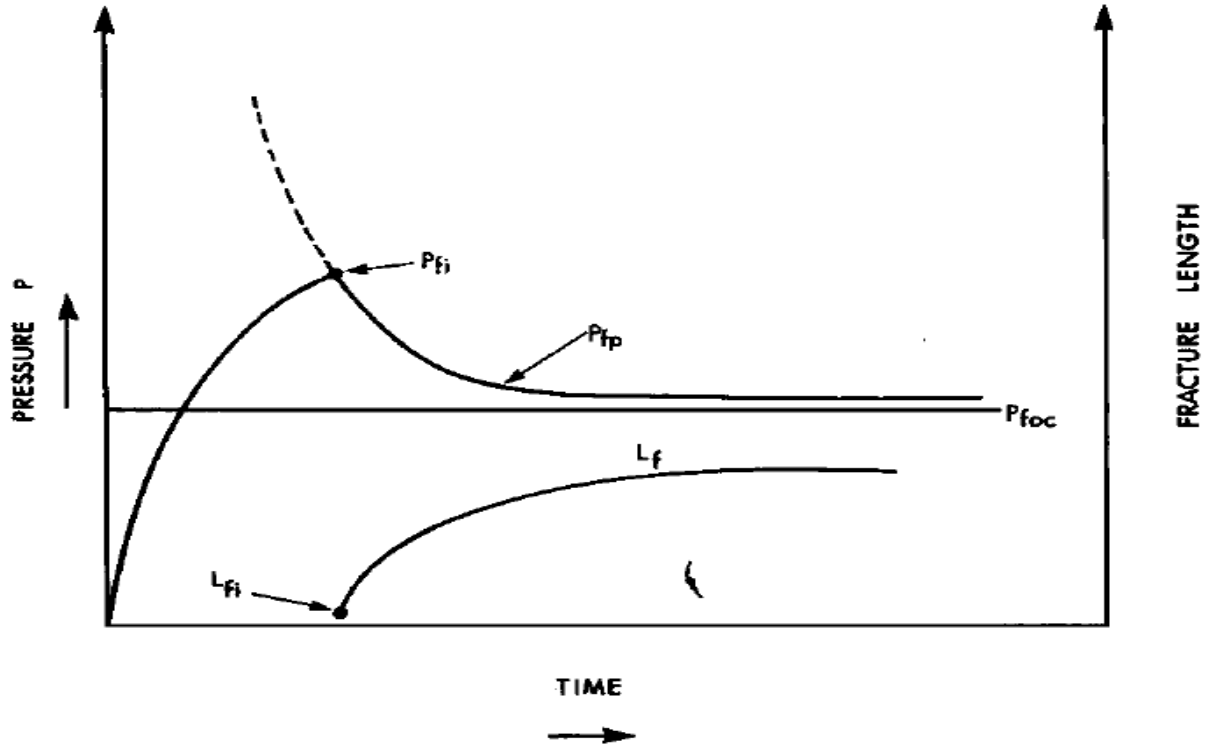


Рисунок 1.21 - Зависимости давления распространения трещины и длины трещины от времени [Hagoort et al., 1980]

В модели предполагается, что с увеличением длины трещины ширина трещины может уменьшаться за счет расширения скелета породы из-за эффектов пороупругости. В статье раскрытие трещины находится по формуле (1.6):

$$w_f = \frac{2(1-\nu^2)L_f}{E} \left(p_f - s_h - \frac{\lambda}{1+2\lambda} A(p_f - p_e) \right) \quad (1.6)$$

где L_f – полудлина трещины, E – модуль Юнга, s_h – минимальное горизонтальное напряжение.

Утечки из трещины в пласты были рассчитаны на основе модели Картера (1.7):

$$q_d = \int_0^{L_f} \frac{k_y h}{\mu B} \frac{\partial p}{\partial y} \partial x \quad (1.7)$$

Однако, формула (1.7) для давления распространения трещины выведена для трещин, где высота намного больше длины. В работе [Kabanova and Shel, 2020] рассматривается случай, когда длина трещины намного больше высоты, что больше соответствует действительности.

Обычная модель Картера [Carter, 1957] для одномерных утечек, перпендикулярных трещине, как правило, не всегда верна, т.е. в случае одномерных утечек скорость распространения трещины может получиться намного больше скорости распространения давления в пласте. Большое исследование, как влияют утечки на скорость распространения трещины, проведено в работе [Koning, 1985]. Согласно модели Картера, скорость распространения трещины пропорционально квадратному корню из времени, следовательно, пропорциональна скорости распространения возмущения пластового давления (т.к. скорость распространения давления также пропорциональна квадратному корню из времени) (1.8):

$$L = \frac{q_d * t^{\frac{1}{2}}}{\pi * C * h_f} \quad (1.8)$$

где q_d - безразмерный параметр L - длина трещины автоГРП, C - коэффициент потери жидкости, h_f - высота трещины автоГРП, t - время.

В свою очередь параметр q_d определяется следующей формулой (1.9):

$$q_d = \frac{q\mu}{2\pi k h_f (p_f - p_i)} \quad (1.9)$$

где p_i - забойное давление, p_f - пластовое давление, q - объемная скорость потока, μ - вязкость жидкости.

Как было написано выше, когда скорость распространения трещины становится меньше скорости распространения возмущения пластового давления, одномерная модель Картера перестает быть верной. Авторы вывели свою формулу расчёта длина трещины, исходя из выводов, что можно использовать эллиптическое решение для давления (1.10):

$$L = 3 \exp\left(-\frac{2\pi k h \Delta p}{q\mu}\right) \sqrt{\pi \eta} \quad (1.10)$$

В работе [Settari and Warren, 1994] изучены эффекты двумерной утечки, эффект предыдущей закачки, влияние относительной проницаемости и тепловые эффекты, а также влияние уже существующих трещин или трещин кислотного ГРП. Среди полуаналитических моделей распространения трещин автоГРП можно также выделить работу [Perkins and Gonzalez, 1985]. В статье [Perkins and Gonzalez,

1985] было показано, что учёт термоупругих эффектов при охлаждении закачиваемой водой пласта влияет на длину трещин авто-ГРП. Помимо этого, в работе были рассмотрены эффекты переориентации напряжений, а также открытия вторичных трещин. Также влияние термоупругих эффектов было рассмотрено в работах [Dikken and Niko, 1987], [Салимов и др., 2016].

В статье [Clifford, 1989] представлена модель роста трещины автоГРП в трехмерной постановке. В работе поднята важная проблема совмещения задачи фильтрации жидкости в пористой среде и упругой задачи. Проблема в том, что концентратор напряжений в упругой задаче расположен в кончике трещины, в то время как фронты температуры и насыщения могут находиться в другом месте. Введя ряд допущений, авторы получили трехмерную модель распространения трещины авто-ГРП (рисунок 1.22).

Трехмерная модель также присутствует в работах [Bachman, Harding, Settari, Walters, 2003], [Ji, Settari, Sullivan, 2004], [Ji, Settari, Sullivan, 2009]. В данных работах представлены модели, которые позволяют в трехмерной постановке описывать процессы, происходящие в ходе развития трещин автоГРП, с учетом их взаимного влияния. Стоит отметить, что трехмерные модели отличаются сложностью постановки задачи, большими вычислительными затратами для расчетов, что делает сложным их использование для практических приложений.

Также заслуживают работы отечественных авторов по данной тематике. В работах [Davletova et al., 2014; Fedorov and Davletova, 2014] был проведен предварительный расчёт фильтрации в пласте, после этого было произведено совместное решение уравнений распространения трещины и деформаций породы. Описанные выше статьи позволяют предсказать направление распространения трещины автоГРП. В статьях [Мальцев и др., 2012; Асалхузина и др., 2016; Тримонова и Дубиня, 2016] фильтрация жидкости в пласте и ее движение в трещине описываются одновременно. Данный подход позволяет диагностировать наличие трещины автоГРП.

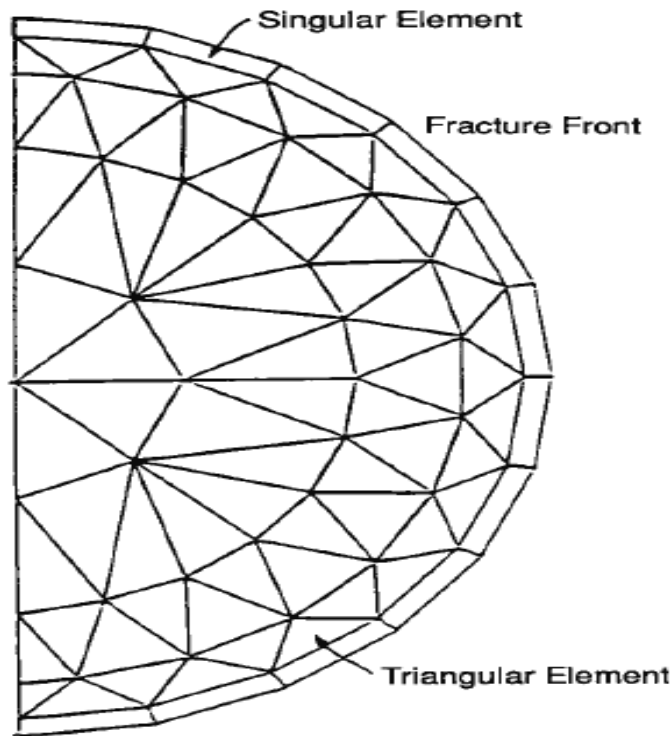


Рисунок 1.22 - Иллюстрация трехмерной модели распространения трещины авто-ГРП [Clifford, 1989]

Стоит отметить, что также существуют модели, где наличием трещины пренебрегается. Данные модели могут быть использованы для предсказания инициации трещины или активации естественных трещин. После бурения скважины напряженное состояние существенно изменится от исходного состояния в окрестности скважины, концентрация напряжений вокруг скважины может быть описана уравнением Кирша [Kirsch, 1898]. В ранних работах влияние измененного состояния вокруг скважин на динамику развития трещины учитывалось при помощи аналитических методов на основе теории линейной упругости [Hubert and Willis 1957; Haimson and Fairhurst, 1967; Eaton, 1969; Aadnoy, 1988; Aadnoy et al., 1987; Fjaer et al., 2008]. Далее, было показано, что при расчёте давления инициации трещины важное влияние оказывает траектория ствола скважины (угол наклона, азимут скважины) [Bradley, 1979]. Аналитическая модель прогноза давления инициации трещины была дополнена учётом наличия перфорационного отверстия [Yew et al. 1993, Hossain et al, 2000; Huang et al., 2012], наличием естественных трещин [Hossain et al, 2000, Rahman et al., 2009], влиянием обсадной колонны [Zhu

et al., 2013; Fallahzadeh and Shadizadeh, 2013], влиянием длины перфорации [Fallahzadeh and Shadizadeh, 2013; Waters and Weng, 2016].

В нагнетательных скважинах влияние температурного эффекта на давление инициации трещин было рассмотрено в работах [Li et al., 2016; Li et al., 2019; Sun et al., 2015]. Эффект закупоривания, связанный с загрязнением пор породы закачиваемой водой, содержащей сульфиды, бактерии и взвешенные твердые частицы, описан в работах [Sun et al., 2015; Fischer, 2017]. В работе [Lu et al., 2019] предлагается модифицированный метод для прогнозирования давления инициации трещины в нагнетательных скважинах, в котором учитываются термический эффект и эффект закупоривания вокруг перфораций. Результаты модели сравниваются с испытаниями на приемистость.

Как отмечалось выше, в модели роста трещин автоГРП используется пороупругая теория Био. Пороупругие эффекты могут внести значительный вклад при расчёте напряженного состояния пласта. Таким образом, при больших утечках в пласт жидкость при ГРП может повлиять на напряженное состояние пласта около трещины и дополнительно на рост трещины. Неравномерно распределенное поровое давление в окрестности нагнетательной скважины, с одной стороны регулирует величину утечек жидкости из трещины автоГРП в пласт, с другой способствует изменению напряженного состояния пласта вблизи трещины за счет того, что фильтрующаяся жидкость трещина автоГРП способна принимать на себя часть нагрузки пласта. Эффекты, связанные с вышеупомянутым процессом, рассматривались в работах [Clifton and Wang, 1991; Coussy, 2004; Golovin and Baykin, 2015; Golovin and Baykin, 2018; Baykin and Golovin, 2018].

Стоит отметить, что особое внимание заслуживают те модели, которые могут использовать фактические данные при адаптации модели к конкретному месторождению, например те, которые позволяют использовать возможность использования стороннего симулятора для расчёта начального поля порового давления при проведении моделирования трещины автоГРП., в том числе на PEVI сетках. Существующие коммерческие симуляторы плохо приспособлены для моделирования трещин автоГРП в связи со сложностью учета геометрии трещин

переменной длины. Однако в коммерческих симуляторах могут быть смоделированы отдельные процессы, а результаты моделирования этих процессов можно использовать в других моделях для описания роста трещины автоГРП.

1.4 Выводы по первой главе

В данной главе был выполнен анализ проблемы процесса развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах в контексте влияния на систему разработки месторождения. Было рассмотрено, какие методы позволяют регистрировать и контролировать процесс развития техногенных трещин в скважинах. Уделено большое внимание физическим основам процесса образования и развития техногенных трещин, методам моделирования процессов образования и развития техногенных трещин. Исходя из обзора существующих методов моделирования, можно сделать заключение, что аналитические модели могут быть использованы только при определенных предположениях о распределении порового давления, напряженно-деформированном состоянии пласта и рассматриваемой области решения. Численные методы позволяют избежать эти предположения, однако являются более вычислительно затратными. Помимо аналитических и численных подходов существует полуаналитический, который позволяет совмещать численные решения для решения задачи установившейся фильтрации в пласте с аналитической моделью роста и инициации трещины.

Актуальной задачей является оптимизация системы ГППД, в частности подбор давления в линии нагнетательных скважин и расход нагнетательных скважин, в которых существуют трещины автоГРП. Трещины автоГРП растут со временем, в свою очередь с ростом трещин автоГРП меняется приёмистость нагнетательных скважин. Таким образом, важными вопросами являются, когда закончится рост трещины автоГРП, будут ли трещины находиться в устойчивом равновесии и сохранять постоянные размеры, какая будет приёмистость скважин в этот момент? Решению задач, возникающих при поиске ответов на эти вопросы, посвящены следующие главы.

ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК И КРИТЕРИЕВ УСТОЙЧИВОСТИ РАВНОВЕСНОГО СОСТОЯНИЯ ИНДУЦИРОВАННЫХ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ФИКСИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ РАЗРАБОТКИ

Данная глава посвящена вопросам поиска устойчивого состояния трещин автоГРП, т.е. при каких условиях трещины автоГРП будут находиться в устойчивом равновесии и сохранять постоянные размеры. Во-первых, надо отметить, что эта ситуация возможна на поздних временах, когда вокруг трещины образуется стационарное поле давлений. В этой ситуации добывающие и нагнетательные скважины должны работать при постоянных давлениях и отборы флюида из пласта должны компенсироваться закачкой. Рассмотрим далее постановку задачи, решение которой представляет наибольший практический интерес.

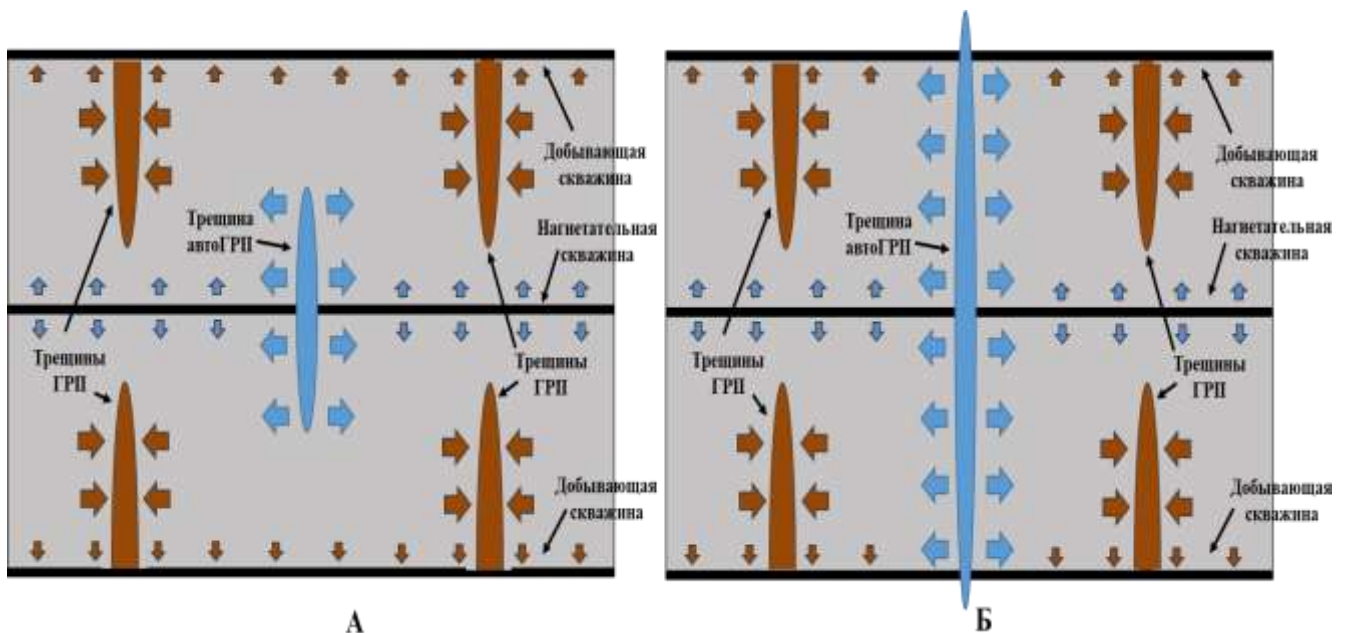


Рисунок 2.1 - Горизонтальное сечение области развития трещины автоГРП: А – до прорыва трещины автоГРП, Б – после прорыва трещины автоГРП.

2.1 Постановка задачи.

Рассмотрим периодическую систему разработки (рисунок 2.2), при которой добывающие и нагнетательные скважины образуют рядную систему. Поставим задачу о нахождении давления, при котором произойдет рост трещины автоГРП

при закачке жидкости в нагнетательную скважину с постоянным забойным давлением. Рассматриваемая среда предполагается однородной и изотропной по своим упругим, прочностным и фильтрационно-емкостным свойствам. Задача состоит в поиске равновесного давления для каждой полудлины трещины автоГРП. Равновесное состояние трещины автоГРП - это способность трещины находиться в устойчивом равновесии и сохранять постоянные размеры. Задача была решена на основе численной модели в трехмерной постановке.

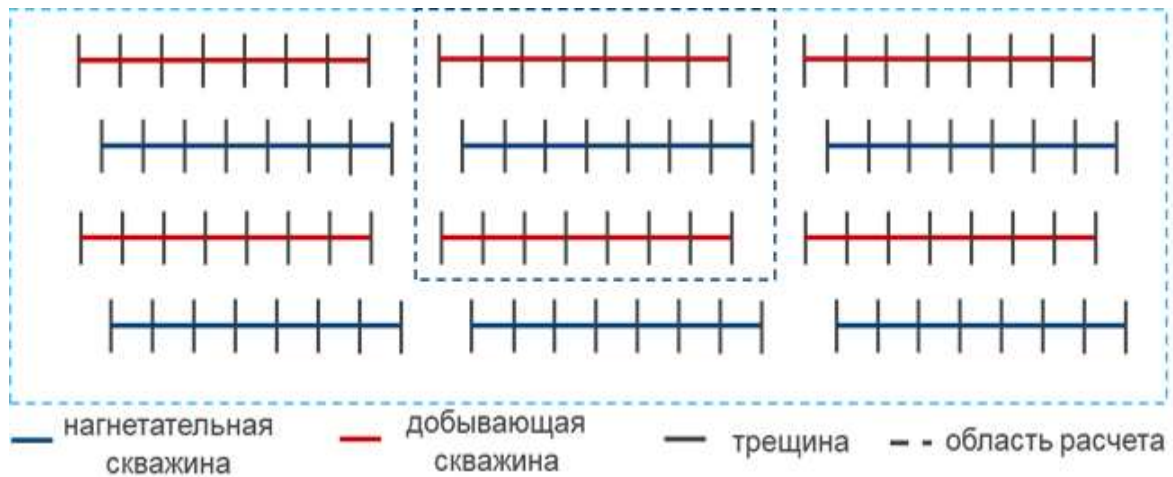


Рисунок 2.2 - Рассматриваемый элемент разработки

2.2 Физико-математическая модель распространения трещины автоГРП

Горная порода в данной работе рассматривается как пористая среда с однородными свойствами по латерали выделяемого слоя, но неоднородными свойствами по глубине. Нагрузка, создаваемая вышележащими породами, передается на нижние пласты, создавая напряжение, называемое вертикальным (или горным). В горизонтальном направлении порода находится в состоянии неравномерного трехосного обжатия, что, в совокупности с упругими характеристиками среды, формирует горизонтальные напряжения. Пористая среда обладает особенностью распределения нагрузки на составляющие скелета, отдавая оставшуюся часть на пластовый флюид [Bazyrov et al., 2017]. Для связанного гидрогеомеханического моделирования пласта используется теория линейной пороупругости и теория фильтрации [Bazyrov et al., 2017].

Уравнение баланса можно записать в следующем виде (2.1):

$$\nabla \cdot \sigma(u, p) = 0 \quad (2.1)$$

где σ тензор полных напряжений, $\bar{u}$ – вектор перемещений, а p – поровое давление.

Соотношение между напряжениями, деформациями и поровым давлением, можно описать с помощью модели эффективного напряжения [Biot, 1962] (2.2):

$$\sigma' = \sigma - \alpha p I = 2\mu \varepsilon(u) + \lambda \varepsilon_{Vol} I - \alpha p I \quad (2.2)$$

где σ - тензор полных напряжений, μ и λ - модули Ламе, α - постоянная Био, p - поровое давление, I – единичный тензор, ε_{Vol} - объемная деформация.

Поровое давление может быть определено следующим соотношением (2.3):

$$p = M(\zeta - \alpha \varepsilon_{Vol}) \quad (2.3)$$

где ζ - относительное изменение объема жидкости в объеме насыщенной среды, M - модуль Био.

Модуль Био может быть определен в пористости φ и в объемных модулях упругости: скелета и жидкости K_s и K_f (2.4):

$$\frac{1}{M} = (\alpha - \varphi)/K_s + \frac{\varphi}{K_f}. \quad (2.4)$$

Объемный модуль упругости K определяется как (2.5):

$$K = \lambda + \frac{2}{3}\mu = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (2.5)$$

где E – модуль Юнга, ν – коэффициент Пуассона.

Поток жидкости может быть описан законом Дарси (2.6):

$$\vartheta = -\frac{k}{\eta} \text{grad} p, \quad (2.6)$$

где ϑ - скорость фильтрации, k – тензор проницаемости, η – динамическая вязкость жидкости.

Содержание жидкости может быть определено (2.7):

$$\zeta = \alpha \varepsilon_{Vol} + \beta p \quad (2.7)$$

где $\beta = 1/M$ – сжимаемость жидкости в зависимости от деформации пористой среды.

Скорость потока в пористой среде может быть описана уравнением неразрывности (2.8):

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + \nabla \cdot \vartheta = f \quad (2.8)$$

где f – интенсивность потока.

Подстановкой 2.2. в 2.1 и 2.6, 2.7 в 2.8 получаем уравнения (2.9) и (2.10):

$$\operatorname{div} \sigma(u) - \alpha \operatorname{grad} p = 0, \quad (2.9)$$

$$\alpha \frac{\partial \operatorname{div} u}{\partial t} + \frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} - \operatorname{div} \left(\frac{k}{\eta} \operatorname{grad} p \right) = f \quad (2.10)$$

Где коэффициент Био можно найти по формуле (2.11):

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s}, \frac{1}{M} = \frac{\varphi}{K_f} + \frac{\alpha - \varphi}{K_s}, \quad (2.11)$$

где K, K_s, K_f -объемные модули упругости матрицы, скелета и жидкости соответственно, φ - пористость.

Граничные условия могут быть описаны условиями смешанного типа. Связанная модель состоит из геомеханической и гидродинамической областей (Ω_G и Ω_H соответственно, $\Omega_H \subset \Omega_G$) с границами (рисунок 2.3) $\partial \Omega_G = \Gamma_G = \Gamma_{bot} + \Gamma_{top} + \Gamma_{side}$ и $\partial \Omega_H = \Gamma_H + \Sigma_i \Gamma_{fi}$.

Геомеханическая модель имеет следующие граничные условия (2.12):

$$u = 0, x \in \Gamma_{bot}, \sigma_n = 0, x \in \Gamma_{top}, \sigma = \sigma_0, x \in \Gamma_{side}. \quad (2.12)$$

Граничные условия для гидродинамической модели (Γ_H) (2.13):

$$\frac{\partial p}{\partial n} = 0, x \in \Gamma_H, p(x, t) = p_{fi}, x \in \Gamma_{fi}. \quad (2.13)$$

Начальное условие для давления (2.14):

$$p(x, 0) = p_0(x), x \in \Omega \setminus \{\cup_i \Gamma_{fi}\}. \quad (2.14)$$

Начальное условие смещения (2.15):

$$\operatorname{div} \sigma(u_0) - \alpha \operatorname{grad} p_0 = 0, x \in \Omega. \quad (2.15)$$

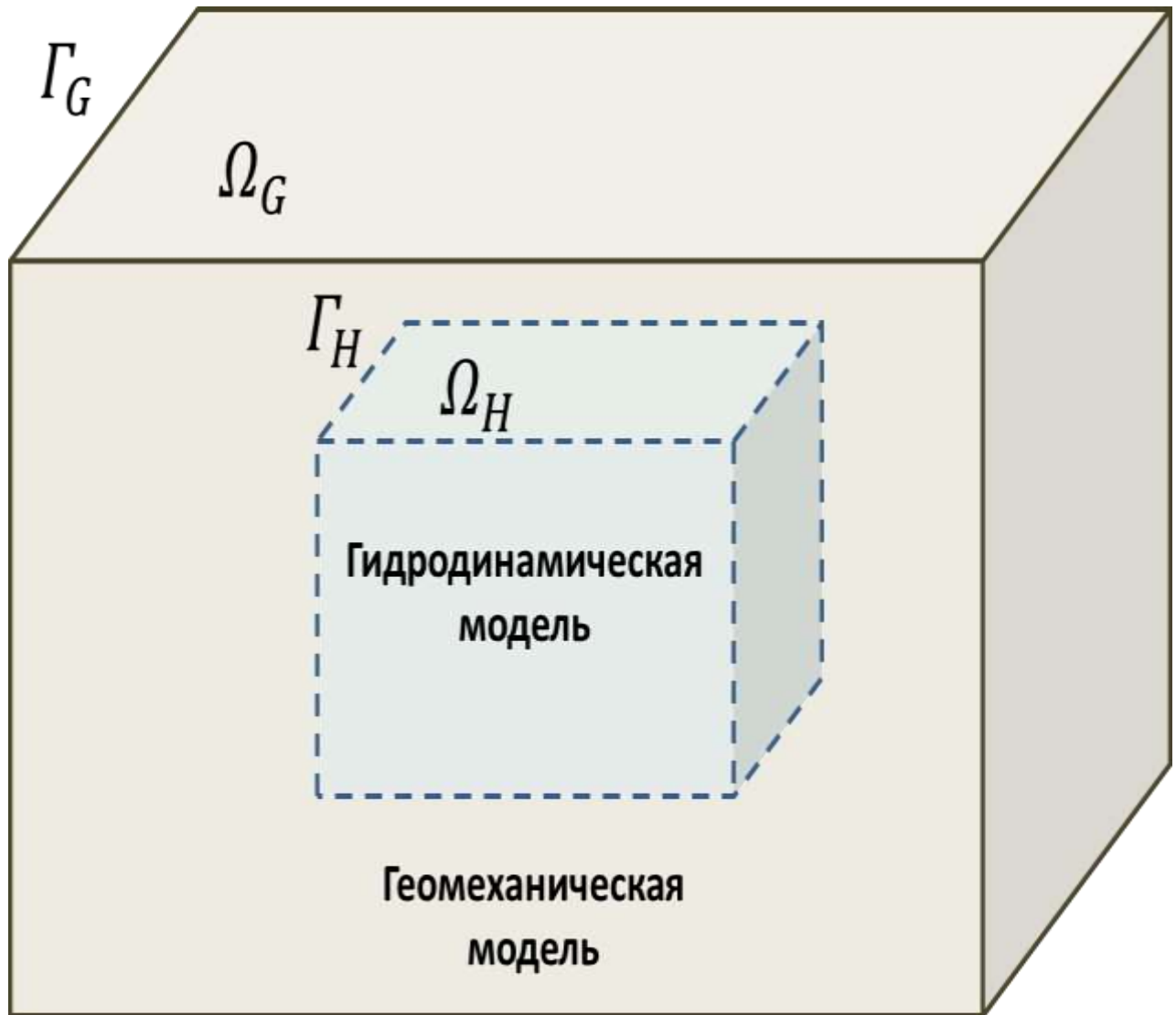


Рисунок 2.3 - Постановка совмещенной гидрогеомеханической задачи

Распределение давлений в области вокруг трещины при стационарном поле давлений будет определяться уравнением Лапласа с граничными условиями (2.16):

$$\{\Delta p(x, y) = 0 \quad p|_{\Gamma_p} = p_b \quad p|_{\Gamma_f} = p_f, \quad (2.16)$$

где Γ_p - граница трещин на нагнетательных скважинах, Γ_f - граница трещин на добывающих скважинах, p_b и p_f забойные давления на добывающей и нагнетательной скважинах (рисунок 2.4).

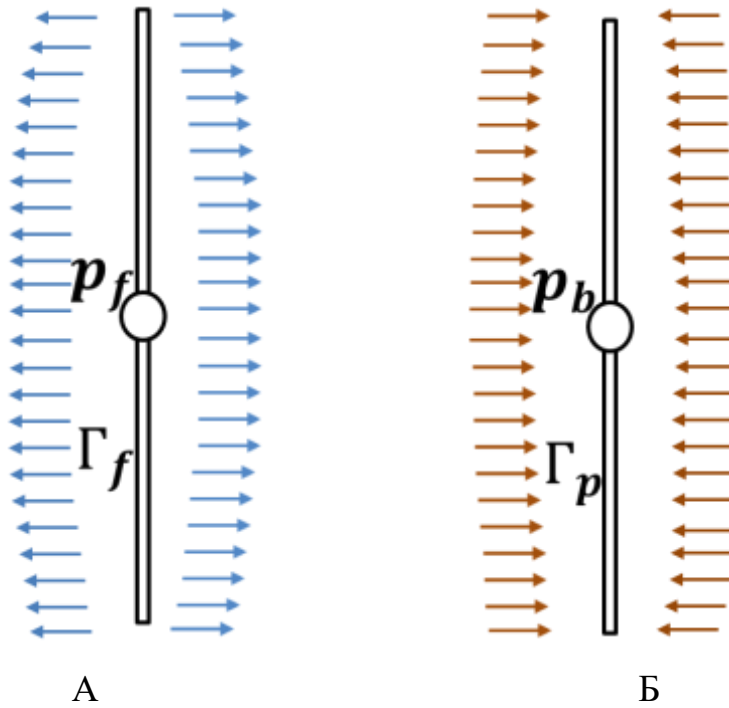


Рисунок 2.4 - Постановка задачи для моделирования состояния трещины автоГРП: А – нагнетательной скважины, Б – добывающей скважины.

Модель [Koning, 1985] наиболее подходит для описания роста трещины автоГРП. В этой модели предполагается, что практически вся жидкость из трещины утекает в бесконечный пласт, давление в трещине равняется минимальному горному напряжению, при постоянном расходе и забойном давлении трещина автоГРП растёт так, чтобы компенсировать приёмистость скважины. Согласно этой модели полудлина трещины пропорциональна квадратному корню из времени (2.17):

$$x_f = L_d(q_d)\sqrt{\kappa t} \quad (2.17)$$

где $\kappa = \sqrt{\frac{k}{\mu c_t}}$ коэффициент пьезопроводности, а L_d – безразмерный коэффициент, который зависит от безразмерного параметра q_d [Koning, 1985].

Исходя из работы [Kabanova and Shel, 2020] давление распространения трещины p_{fp} находится по формуле (2.18):

$$p_{fp} = \sigma_0 + \sqrt{\frac{8K_{IC}^2}{H\pi}} \quad (2.18)$$

где σ_0 – первоначальное минимальное горизонтальное напряжение, H – высота пласта, K_{IC} – коэффициент трещиностойкости породы.

При характерных значениях $\sigma_0 = 40$ МПа, $K_{Ic} = 1$ МПа $\sqrt{м}$, $H = 20$ м $p_{fr} = 40,36$ МПа. Видно, что в уравнении (2.19) второе слагаемое намного меньше первого. Таким образом, можно предположить, что рост трещины будет происходить при превышении давления смыкания трещины на кончике трещины (минимального горизонтального напряжения). Также стоит отметить, что направление роста трещин автоГРП совпадает с направлением максимальных горизонтальных напряжений.

Отличие вертикального распространения трещины от горизонтального заключается в том, что минимальное горизонтальное напряжение сильно различается по высоте, и это может сильно замедлить вертикальный рост. Иногда допускается, что высота трещины автоГРП не изменяется и равна общей проницаемой толщине пласта. Это можно объяснить тем, что обычно техногенную трещину сдерживают глинистые перемычки с более высокими горными напряжениями. Механизм распространения трещины описан в работах [Perkins and Kern, 1961; Nordgren, 1972; Simonson et al., 1978; Экономидес, 2007; Adachi et al., 2010; Fisher et al., 2012; Шель, 2017; Shel et al., 2018; Shel and Paderin, 2019; Davletova et al., 2019].

Однако стоит отметить, что трещина ГРП растёт в высоту, если чистое давление в трещине будем сопоставимо по порядку величины с разницей давлений с соседним пластом. Рисунок 2.5 показывает, как трещина будет проникать в стресс-барьеры в зависимости от отношения чистого давления к контрасту сжимающих напряжений между целевым пропластком и глинистыми перемычками [Nolte, 1986]. Видно, что до отношения чистого давления к контрасту сжимающих напряжений, равного 0.4, трещина проникнет только на десять процентов от высоты пропластка, а при значении 0.8 проникнет практически на полную высоту пропластка. После значения 0.8 идет стремительный рост трещины в высоту.

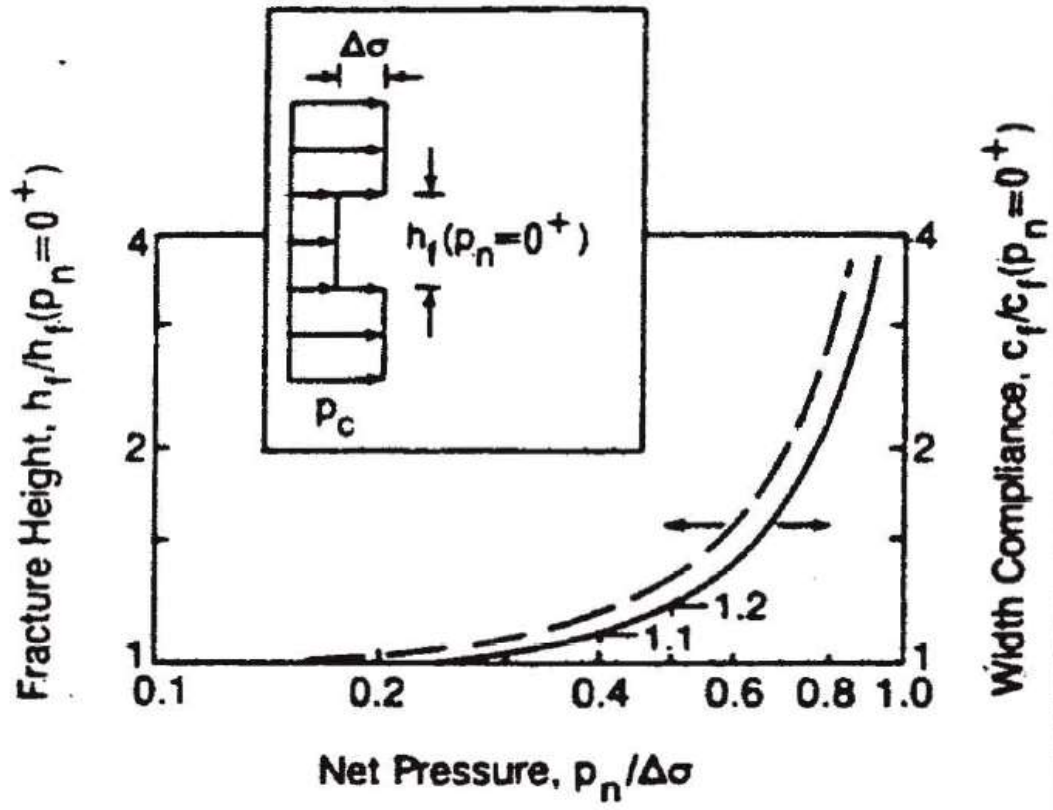


Рисунок 2.5. Зависимость высоты трещины от отношения чистого давления к контрасту сжимающих напряжений между целевым пропластком и глинистыми перемычками [Nolte, 1986].

На рисунке 2.6 показана схематичная иллюстрация, которую можно применить к данной работе. Когда есть резкая разница между минимальными горизонтальными напряжениями в разных слоях, справедлива теория о равновесной высоте трещины, представленная в работе [Simonson et al., 1978].. Коэффициенты интенсивности напряжений K_I находится по формуле [Adachi et al., 2010] (2.19):

$$K_I = \sqrt{\frac{8h}{\pi}} \left[p \int_0^{H/2} \frac{ds}{\sqrt{h^2 - 4s^2}} + (p_n - \Delta\sigma) \int_{H/2}^{h/2} \frac{ds}{\sqrt{h^2 - 4s^2}} \right] \quad (2.19)$$

где h – высота трещины, H – толщина пласта, p – чистое давление, $\Delta\sigma$ – разница напряжений с соседним пластом.

Чистое давление p_n находится по формуле (2.20):

$$p_n = p_f - \sigma_0 \quad (2.20)$$

где p_f – давление в трещине, σ_0 – первоначальное минимальное горизонтальное напряжение.

Условием для распространения трещины в высоту является (2.21):

$$K_I = K_{IC} \quad (2.21)$$

где K_{IC} – коэффициент трещиностойкости породы.

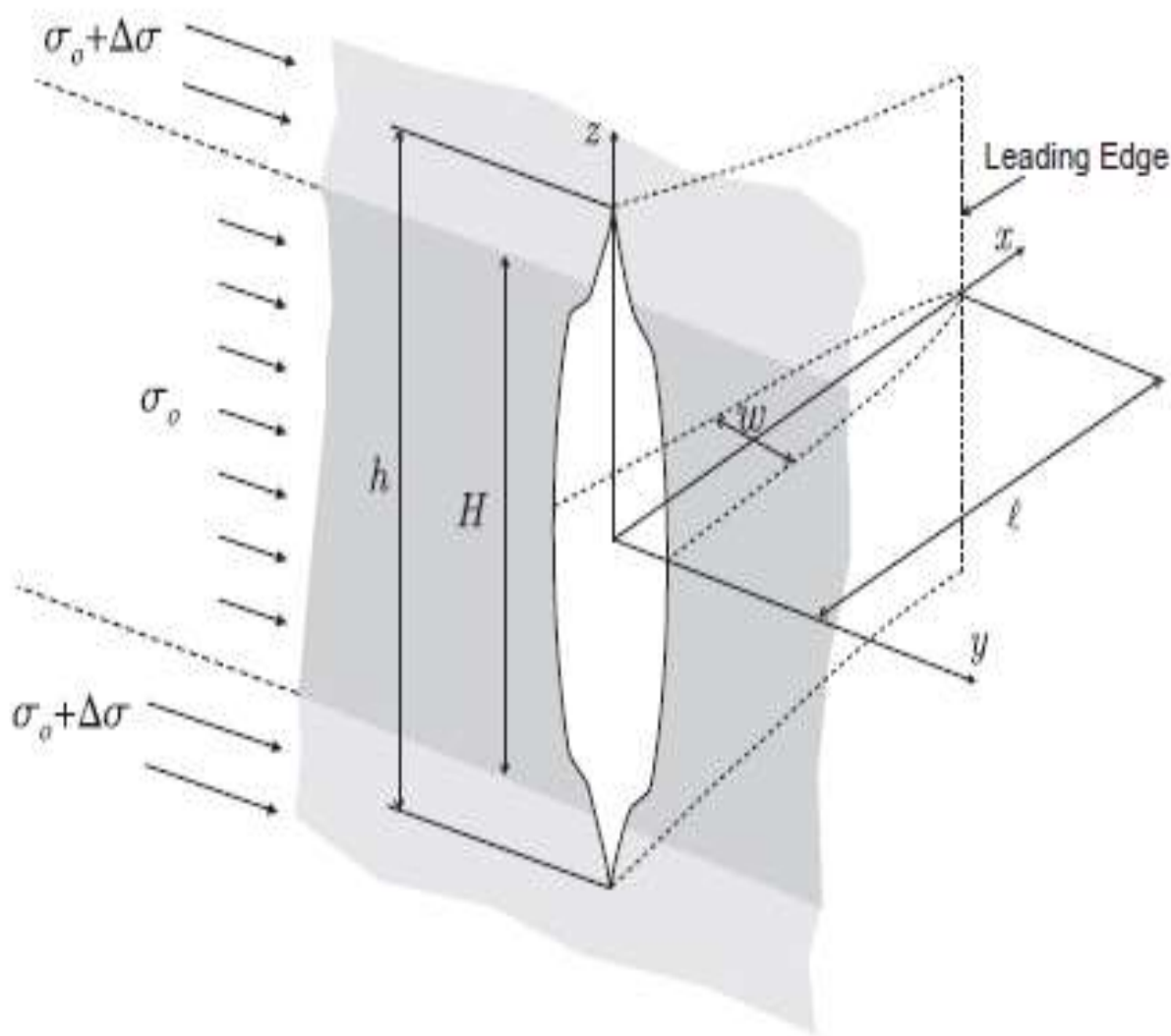


Рисунок 2.6 – Схематическая иллюстрация для вычисления высоты трещины
[Adachi et al., 2010]

Чистое давление в случае для прямоугольной трещины в случае доминирующих утечек можно найти из следующей формулы [Perkins and Kern, 1961; Adachi et al., 2010] (2.22):

$$p_n = 4 * \left[\frac{2 * G^3 * \mu * q^2}{\pi^3 * (1 - \nu)^3 * C * H^5} \right]^{\frac{1}{4}} * t^{\frac{1}{8}} \quad (2.22)$$

где G – модуль плоской деформации породы, μ – вязкость жидкости, q – расход закачиваемой жидкости, H – толщина пласта, t – время закачки.

Эту формулу можно применять, когда маленькая скорость расхода, малая вязкость жидкости, что справедливо для трещин автоГРП.

Для трещин автоГРП также работает механизм роста в высоту, связанный с повышением эффективных напряжений за счет заводнения пласта. Эффективные напряжения повышаются только в целевых пластах песчаника, в глинистых барьерах эффективные напряжения не растут, таким образом, трещины автоГРП распространяются в соседние глинистые пласты из-за эффектов пороупругости.

Как видно из вышенаписанного, высота трещины сильно зависит от геомеханической модели. Первичными характеристиками геомеханической модели являются динамические упругие модули, а именно модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Используя предположения об упругой, гомогенной, изотропной среде, из уравнения распространения волны, а также благодаря данным из акустического и плотностного каротажа для продольных V_p и поперечных волн V_s можно получить выражения (2.23) и (2.24) [Fjaer et al., 2008]:

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2G}{\rho}} \quad (2.23)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (2.24)$$

Из взаимосвязи между упругими модулями в изотропных материалах можно получить выражения (2.25) и (2.26) для динамических модуля Юнга и коэффициента Пуассона:

$$E_{dyn} = \frac{\rho V_s (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad (2.25)$$

$$\nu = \frac{(V_p^2 - 2V_s^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (2.26)$$

Как было описано выше, трещина растёт в высоту, если чистое давление в трещине превысит разницу давлений (минимальных горизонтальных напряжений) с соседним пластом. В свою очередь, формула для нахождения минимальных горизонтальных напряжений в зависимости от порового давления была получена в работе [Eaton, 1969]. С учётом тектонических деформаций эту формулу для

нахождения минимального горизонтального напряжения можно записать в виде (2.27) [Al-Qahtani and Rahim, 2001]:

$$\sigma_{min}(z) = \sigma_V(z) \frac{\nu(z)}{1-\nu(z)} + \frac{E(z)}{1-\nu^2(z)} (\varepsilon_{min} + \nu(z)\varepsilon_{max}) + \alpha(z)p(z) \frac{1-2\nu(z)}{1-\nu(z)} \quad (2.27)$$

где $\sigma_V(z)$ - вертикальное напряжение, ε_{min} и ε_{max} - минимальные и максимальные тектонические деформации, $p(z)$ - среднее пластовое давление, $\nu(z)$, $E(z)$, $\alpha(z)$ - полученные при помощи керновых данных статический коэффициент Пуассона, модуль Юнга, коэффициента Био.

Стоит отметить, формула 2.27 подразумевает подход, где рассчитываются механические свойства горных пород для конкретных стратиграфических разрезов, представляющих интерес. Одномерная геомеханическая модель подразумевает интеграцию каротажных (динамические свойства) [Лехницкий, 1963; Мухелишвили, 1966; Лехницкий, 1977; Hudson et al., 2002; Баклашов, 2004; Jaeger, 2007; Fjaer et al., 2008; Garia et al., 2019; Crawford et al., 2020] и керновых данных (корреляции статические-динамические свойства) [Hudson et al., 2002; Баклашов, 2004; Jaeger, 2007; Crawford et al., 2020], а также калибровочных данных (данные операций микроГРП, миниГРП и ГРП, данные в процессе бурения, микросейсмический мониторинг и др.) [Экономидес, 2007; Zoback M.D., 2007]. Стоит отметить, что ошибки в корреляционных зависимостях при переводе свойств из динамические в статические могут сильно повлиять на расчёт давления смыкания трещины, а из-за этого в свою очередь можно не правильно оценить контраст напряжений между целевым пластом и глинистыми пропластками. Обычно из керновых данных тяжело найти прямую связь между динамическими и статическим свойствами при большой выборке образцов. Перевод в статические свойства может быть менее ошибочным, если были бы учтены анизотропные эффекты за счёт совместной калибровки анизотропных акустических и керновых исследований.

В данной работе рассматривается изотропный случай, и матрица упругой жесткости определяется всего двумя независимыми упругими модулями. В случае анизотропной породы, не имеющей плоскостей симметрии тензор жесткости,

тензор жесткости можно определить с помощью 21 независимой упругой постоянной [Лехницкий, 1963].

Тензор жёсткости можно записать в следующем виде (2.28):

$$S = \begin{bmatrix} \frac{1}{E_x} & -\frac{\nu_{yx}}{E_y} & -\frac{\nu_{zx}}{E_z} & \frac{\eta_{x,yz}}{G_{yz}} & \frac{\eta_{x,xz}}{G_{xz}} & \frac{\eta_{x,xy}}{G_{xy}} \\ -\frac{\nu_{xy}}{E_x} & \frac{1}{E_y} & -\frac{\nu_{zy}}{E_z} & \frac{\eta_{y,yz}}{G_{yz}} & \frac{\eta_{y,xz}}{G_{xz}} & \frac{\eta_{y,xy}}{G_{xy}} \\ -\frac{\nu_{zx}}{E_x} & -\frac{\nu_{yz}}{E_y} & \frac{1}{E_z} & \frac{\eta_{z,yz}}{G_{yz}} & \frac{\eta_{z,xz}}{G_{xz}} & \frac{\eta_{z,xy}}{G_{xy}} \\ \frac{\eta_{yz,x}}{E_x} & \frac{\eta_{yz,y}}{E_y} & \frac{\eta_{yz,z}}{E_z} & \frac{1}{G_{yz}} & \frac{\mu_{yz,xz}}{G_{xz}} & \frac{\mu_{yz,xy}}{G_{xy}} \\ \frac{\eta_{xz,x}}{E_x} & \frac{\eta_{xz,y}}{E_y} & \frac{\eta_{xz,z}}{E_z} & \frac{\mu_{xz,yz}}{G_{yz}} & \frac{1}{G_{xz}} & \frac{\mu_{xz,xy}}{G_{xy}} \\ \frac{\eta_{xy,x}}{E_x} & \frac{\eta_{xy,y}}{E_y} & \frac{\eta_{xy,z}}{E_z} & \frac{\mu_{xy,yz}}{G_{yz}} & \frac{\mu_{xy,xz}}{G_{xz}} & \frac{1}{G_{xy}} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

где S – тензор упругости, E , G и ν – модуль Юнга, модуль сдвига и коэффициент Пуассона, соответственно; $\mu_{ij,kl}$ описывает сдвиг в плоскости «ij», который создает касательное напряжение в плоскости «kl»; $\eta_{k,ij}$, и $\eta_{ij,k}$ – коэффициенты взаимовлияния первого и второго типа соответственно.

Для уменьшения количества независимых упругих постоянных можно использовать предположения о симметрии породы. В случае поперечно изотропной породы (тонкослоистые песчаники, глины) матрица жесткости определяется с помощью пяти независимых упругих постоянных и имеет одну ось вращательной симметрии. Ортотропная модель предполагает наличие трех ортогональных плоскостей симметрии в горной породе и снижает число упругих постоянных до девяти [Лехницкий, 1977]. Для пород с кубической симметрией тензор жёсткости описывается тремя константами, с ортогональной изотропией (такие как тонкослоистые песчаники и пласты глин) характеризуются пятью константами. Читателю, интересующемуся распространением волн в породах со слабой ортогональной анизотропией рекомендуются работы Thomsen (1986) и Tsvankin (2001).

2.3 Компьютерное моделирование распространения трещины автоГРП

Для реализации модели, представленной в этой работе, была проведена серия численных экспериментов. Численные расчеты включали гидродинамическое и геомеханическое моделирование. Гидродинамическое моделирование было реализовано в гидродинамическом симуляторе T-navigator. На рисунке 2.7 показана гидродинамическая модель для схемы расположения добывающих и нагнетательной скважин.

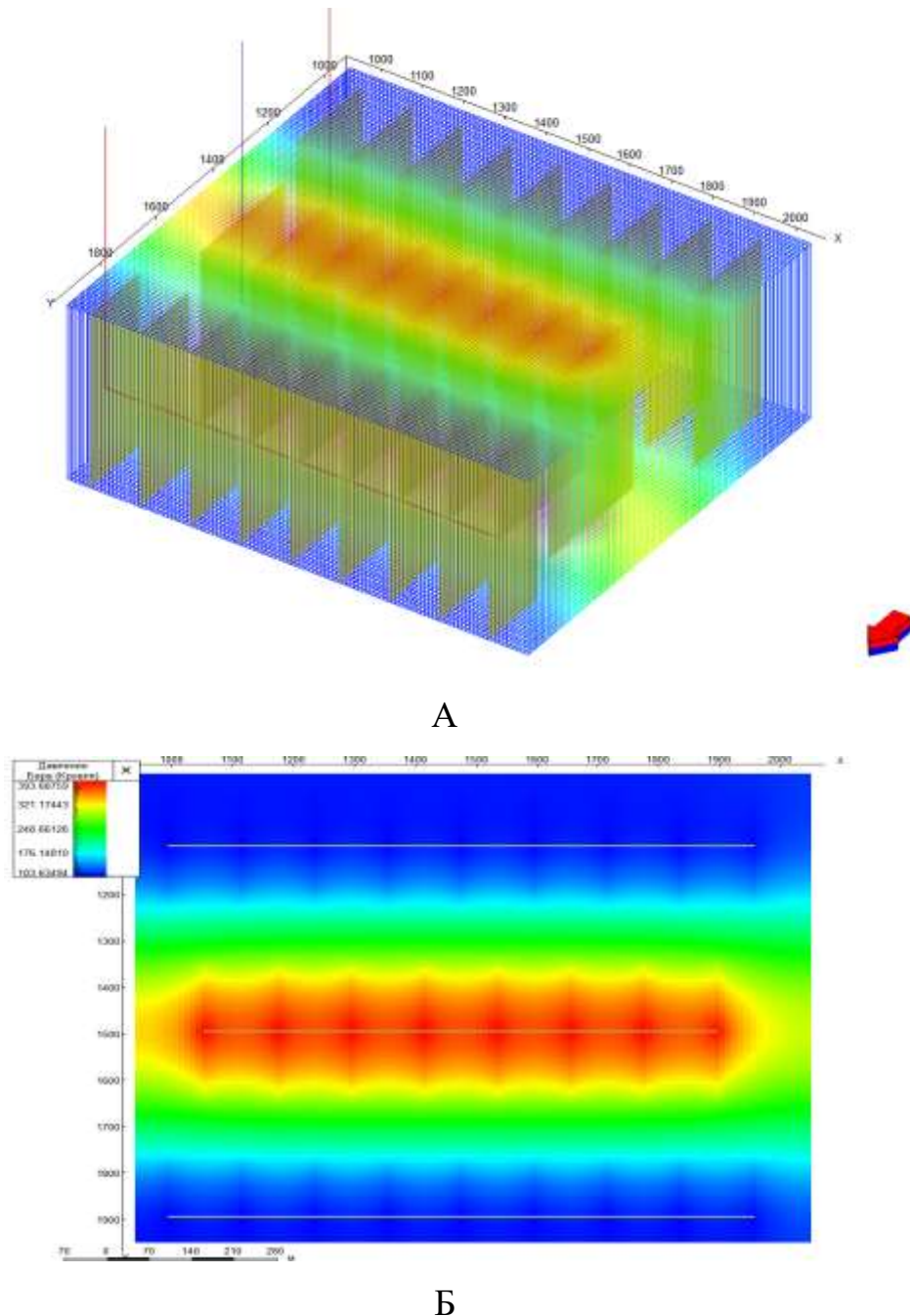


Рисунок 2.7 - Гидродинамическая модель для схемы расположения добывающих и нагнетательной скважин: А – 3D вид, Б – вид сверху.

В качестве основы для создания сетки для геомеханического моделирования служила гидродинамическая модель, в то время как секторы гидродинамической модели были построены на основе геологической модели. Исходная геологическая модель характеризуется большим количеством ячеек с высокой вертикальной детализацией. 3D геомеханическая модель была построена на основе моделей механических свойств (ММС) опорных скважин (1D моделей). ММС есть численное представление горных и пластовых давлений, тектонических напряжений, механических и прочностных свойств пород, включая деформационные качества пород. Расчет основывается на данных бурения, каротажных и геологических данных и калибруется с помощью тестов на механические свойства, замеров (пластового давления и напряжений) и буровых событий [Bazyrov et al., 2017]. Схематичная иллюстрация геомеханической модели представлена на рисунке 2.8. Геомеханическое моделирование было реализовано в конечно-элементном симуляторе Visage.

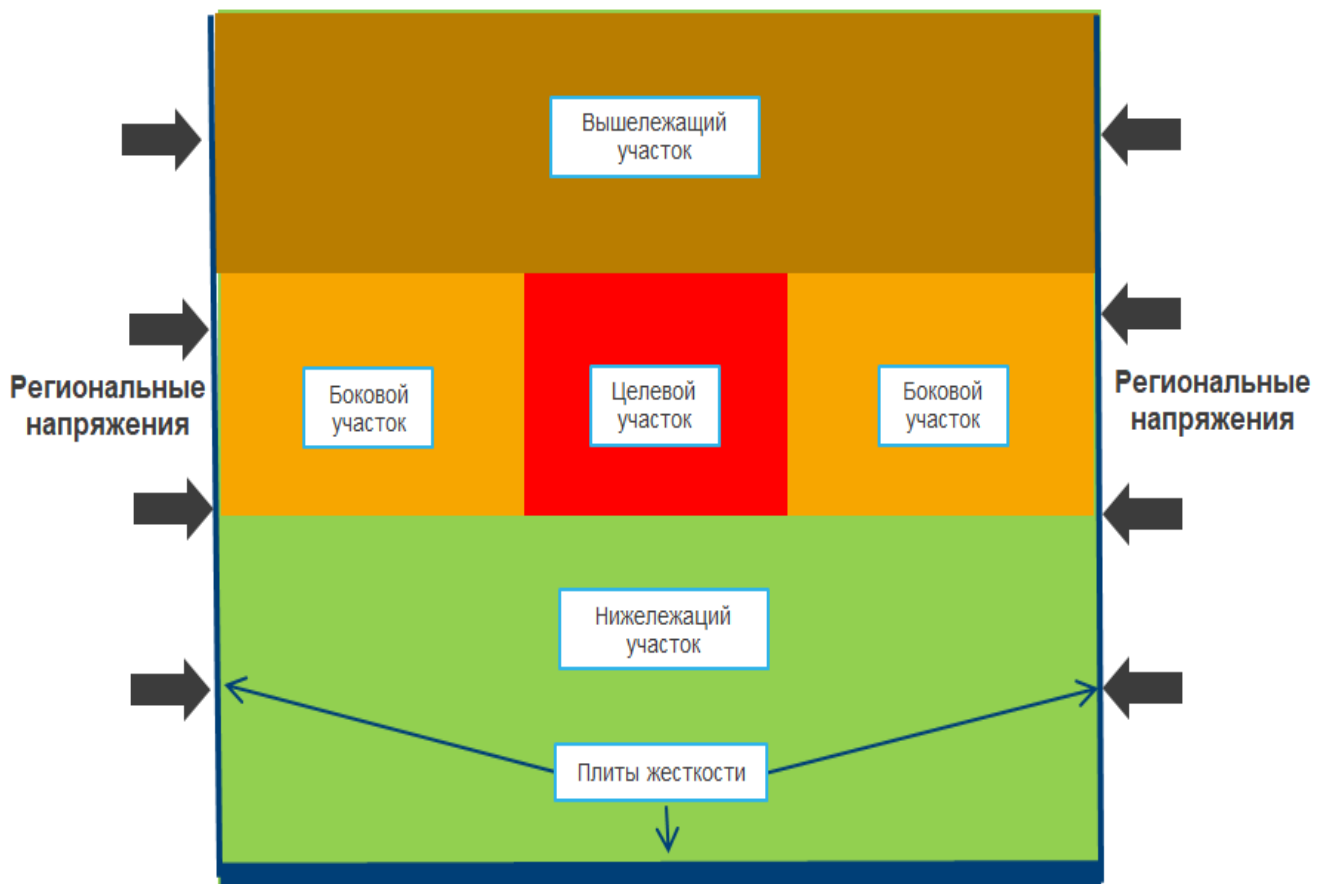


Рисунок 2.8 - Схематичное представление геомеханической модели.

Основные параметры для расчёта и их диапазоны показаны в таблице 2.1.
Построенная модель представлена на рисунке 2.9.

Таблица 2.1 - Диапазоны основных параметров расчета

Параметр	Диапазон значений
Расстояние между скважинами по вертикали	400 м
Полудлина трещин ГРП	120 м
Полудлина трещин автоГРП	10-390 м.
Начальное поровое давление	26 МПа
Начальное давление закрытия трещины	39 МПа
Проницаемость пласта	0.5 мД
Проницаемость трещинной среды	100000 мД
Вязкость закачиваемой жидкости	0.71 сПз
Пьезопроводность пласта	0.015 м ² /с
Эффективная проницаемая толщина пласта	15 м
Модуль Юнга породы в целевом интервале	20 ГПа
Коэффициент Пуассона породы в целевом интервале	0,27
Коэффициент Био породы в целевом интервале	0,8
Забойное давление на добывающих скважинах	10 МПа
Забойное давление на нагнетательных скважинах	26-65 МПа
Расход закачиваемой жидкости	25-2300 сут

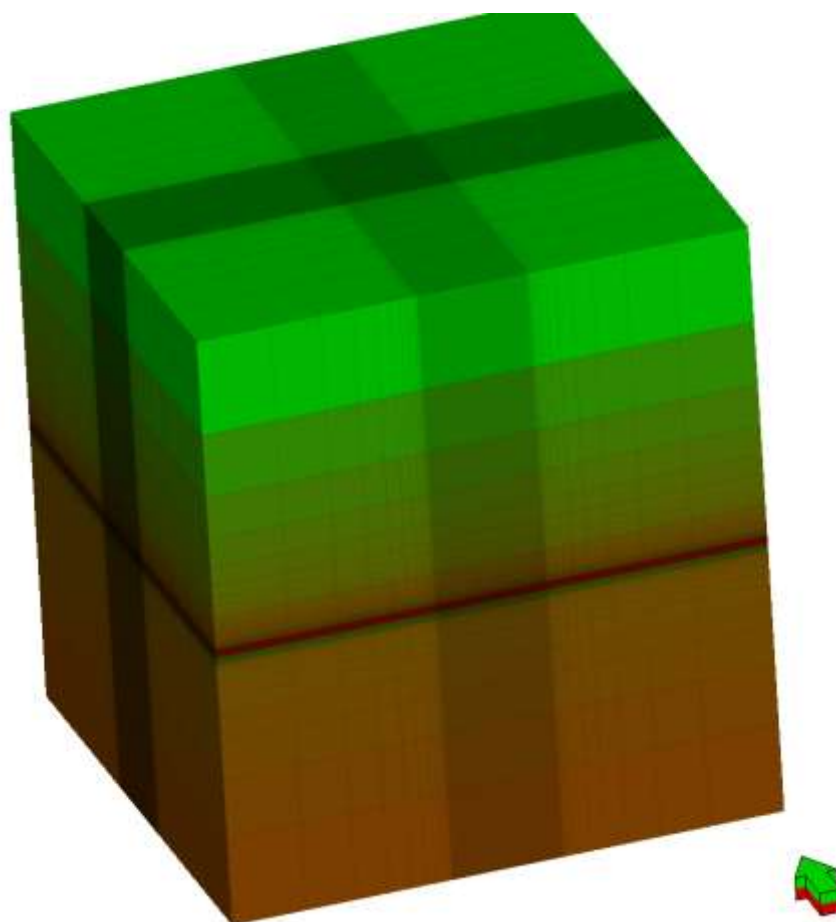


Рисунок 2.9 - Геомеханическая модель (3D вид).

Расчет трехмерной геомеханической модели проверялся с результатами 1D геомеханического моделирования и наблюдениями на скважинах (давление закрытия при миниГРП) [Bazyrov et al., 2017]. Среди методов для проверки результатов геомеханического моделирования можно выделить микросейсмический мониторинг.

2.4 Метод определения характеристик равновесных трещин

Равновесное существование трещины автоГРП – это состояние трещины, когда трещина сохраняет свои размеры в условиях стационарного поля давлений. Как было описано выше, для сохранения размеров трещины давление на кончике должно равняться минимальному напряжению на кончике трещины. Для нахождения минимальных горизонтальных напряжений в кончике формулу (2.27) можно записать в следующем виде (2.29):

$$\sigma_{min} = \sigma_h^0 + \sigma_{\min_{\Delta}}(p) \quad (2.29)$$

где σ_h^0 - тензор напряжений для исходного распределения порового давления p_0 , $\sigma_{\min_{\Delta}}(p)$ - прирост минимального горизонтального напряжения, связанный с изменением порового давления

Формула (2.29) является одномерной, так как все переменные зависят только от глубины. Для трехмерной задачи переменные в формуле (2.29) помимо глубины зависят от координат x и y . $\sigma_{\min_{\Delta}}$, а формулу (2.29) можно записать в виде (2.30):

$$\sigma_{\Delta \min} = C * \alpha * p_{\Delta}, \quad (2.30)$$

где C – коэффициент, зависящий от коэффициента Пуассона ν и расстояний между скважинами и трещинами в системе разработки, α - коэффициента Био, p_{Δ} – репрессия в нагнетательной скважине.

Исходя из формулы (2.30) $C < 1$, что означает, что напряжения растут медленнее, чем давление в трещине (принимаемое равным забойному давлению в нагнетательной скважине) [Базыров и др., 2020]. На рисунке 2.10 показана точка, на которой линии пересекаются. Эта точка и есть линия равновесного давления равновесного давления p_{eq} [Базыров и др., 2020]. Правее этой точки за счёт того,

что давление жидкости в трещине выше, чем сжимающие напряжения, трещина начнёт открываться и расти. Левее этой точки трещина начнёт смыкаться.

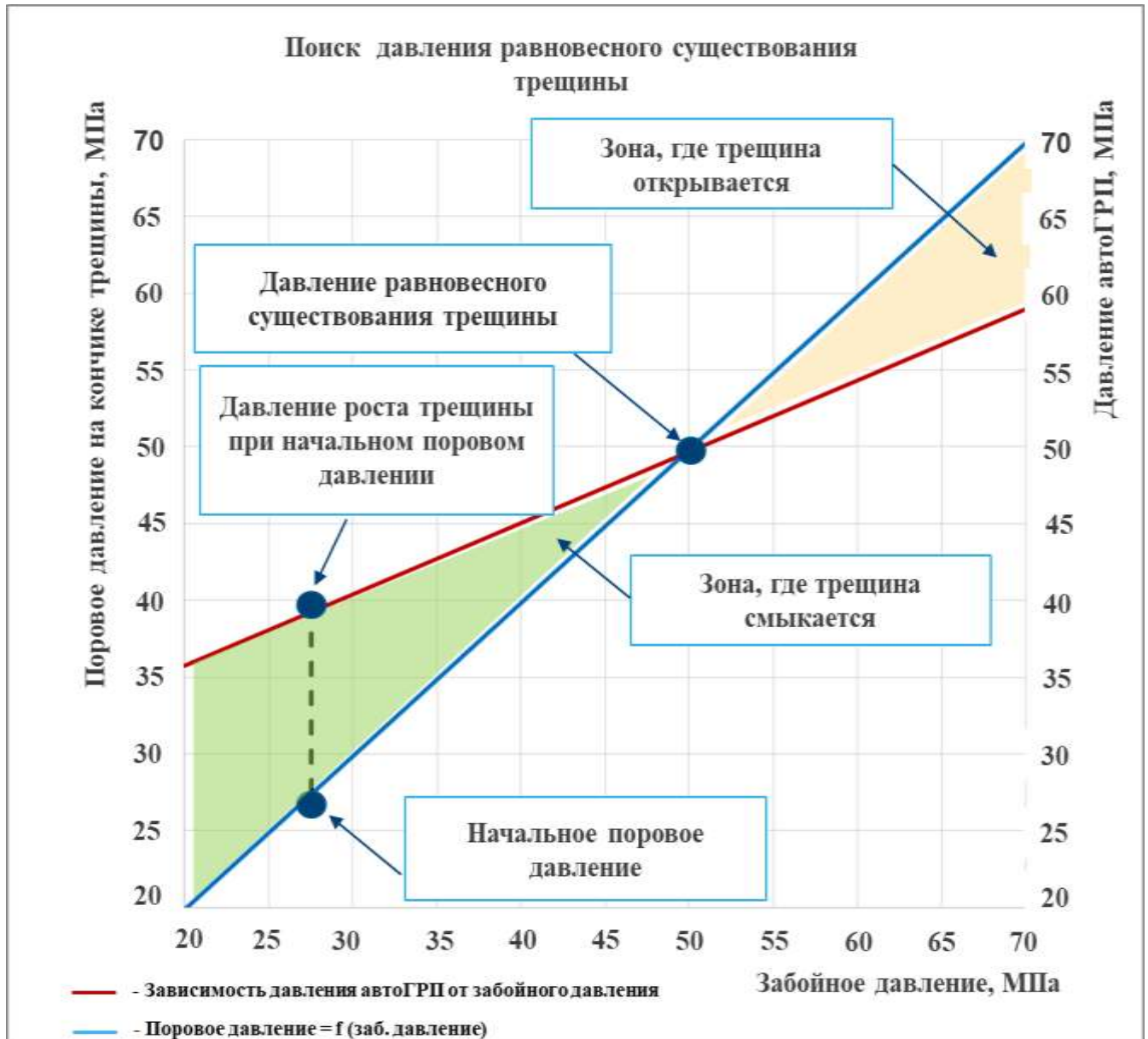


Рисунок 2.10 - Поиск давления равновесного существования трещины

2.4.1 Поиск давления равновесного существования различных длин трещин

Как было описано в разделе 2.4 существует конкретное значение равновесного давления p_{eq} . Это значение зависит от выбранной системы разработки и полудлины трещины автоГРП. В фиксированной системе разработки была проведена расчёты для различных полудлин трещин автоГРП. В расчетах оценивалось давления смыкания трещины на кончике трещины для 3 значений

забойного давления на нагнетательной скважине p_{fi} в условиях стационарного поля давления [Базыров и др., 2020]. На рисунке 2.11 схематично изображен алгоритм поиска давления равновесного существования различных длин трещин.

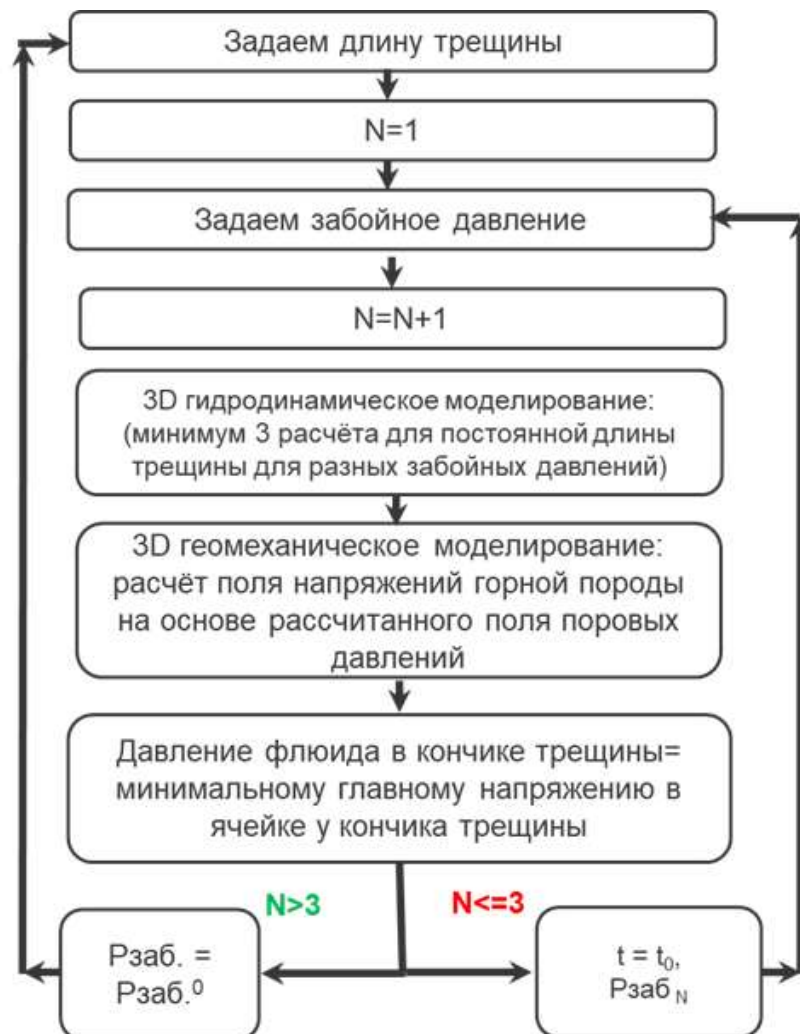


Рисунок 2.11 - Алгоритм поиска давления равновесного существования различных длин трещин

Алгоритм поиска давления равновесного существования различных длин трещин состоял из этапов, представленных ниже.

Этап 1. Задание длины трещины.

Этап 2. Задание забойного давления.

Этап 3. «3D гидродинамическое моделирование»: расчет поля поровых давлений.

Этап 4. «3D геомеханическое моделирование»: расчёт поля напряжений горной породы на основе рассчитанного в гидродинамической модели поля

поровых давлений в соответствии с теорией пороупругости и решением задачи равновесия.

Этап 5. Определение величины критического давления роста трещины автоГРП как минимального главного напряжения в ячейке у кончика трещины.

Этап 6. Повторение этапов 2-5 (минимум 3 итерации), при превышении количества итераций 3 переход к новой длине трещины.

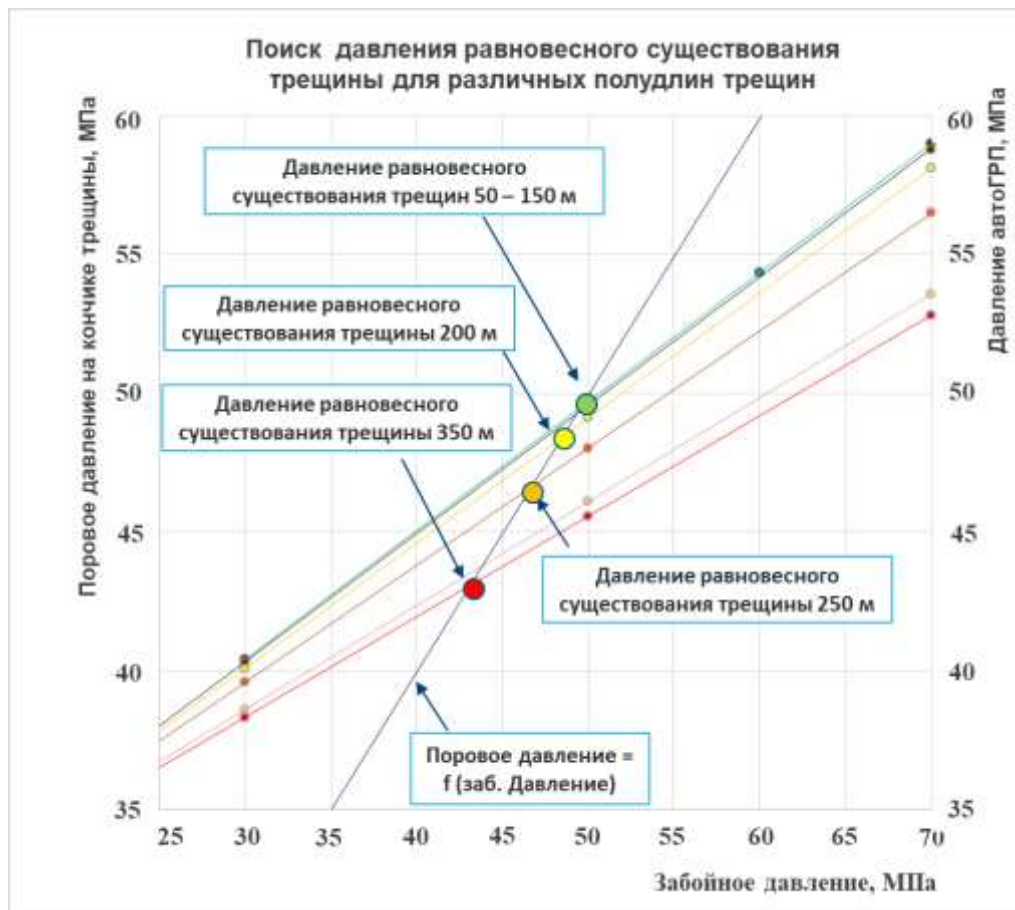


Рисунок 2.12 - Поиск давления равновесного существования различных полудлин трещин (50-150 м, 200 м, 250 м, 350 м)

Как видно из рисунка 2.13, для каждой полудлины трещины значения наклона $\sigma_{\text{delta min}}$ (коэффициент С) отличаются. Также стоит отметить, что на рисунке 2.13 равновесное давление трещины автоГРП незначительно растет с полудлины от 50 и до 100 метров, а после 100 метров падает.

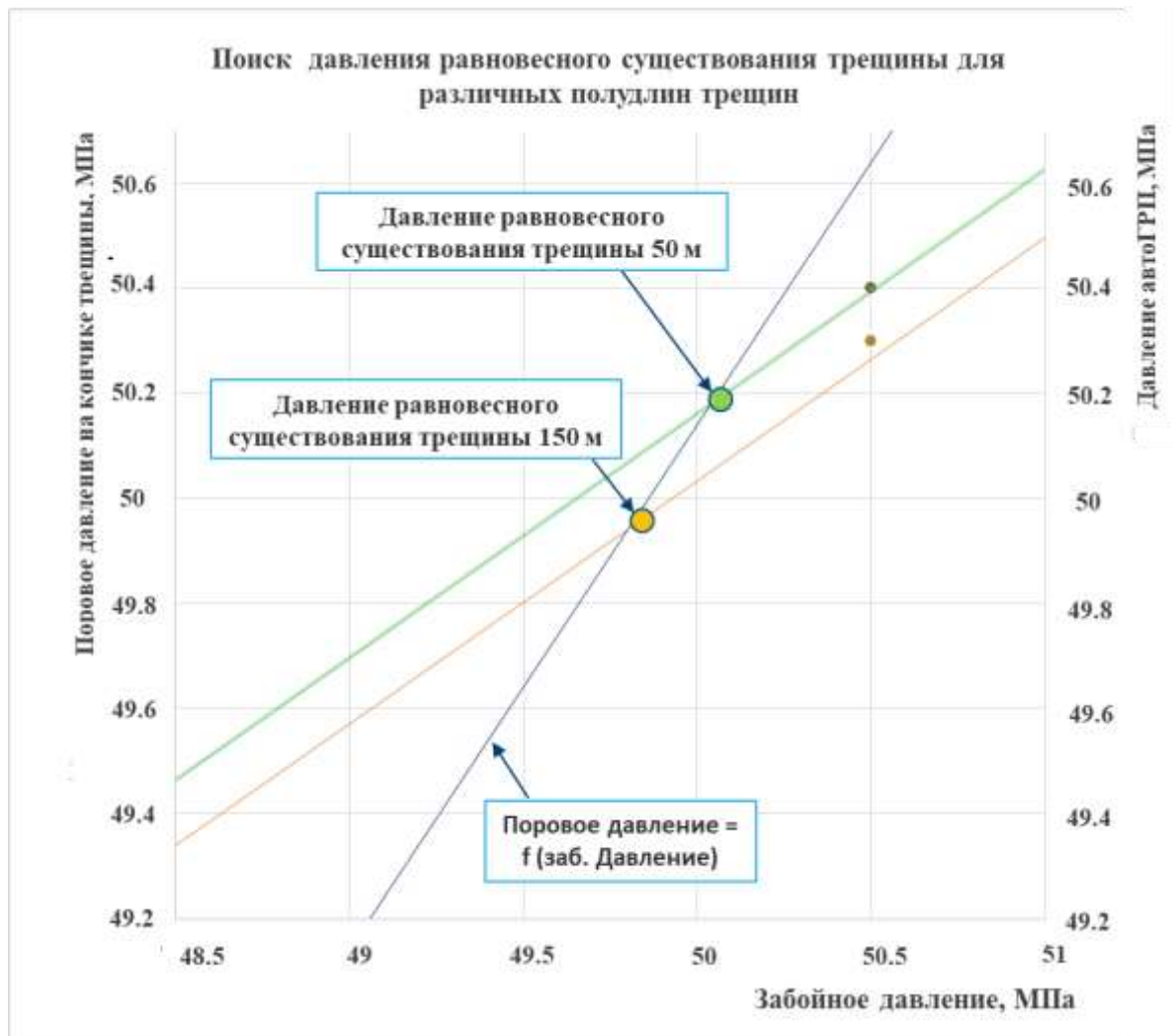


Рисунок 2.13 - Поиск давления равновесного существования различных полудлин трещин (50-100 м, 150 м) в более крупном масштабе.

2.4.2 Поиск расхода равновесного существования трещины

Для того чтобы поддерживать равновесное давление p_{eq} необходимо закачивать жидкость в нагнетательную скважину с определенным расходом Q_{eq} . На рисунке 2.14 показана зависимость критического расхода равновесного существования трещины от полудлины трещины.

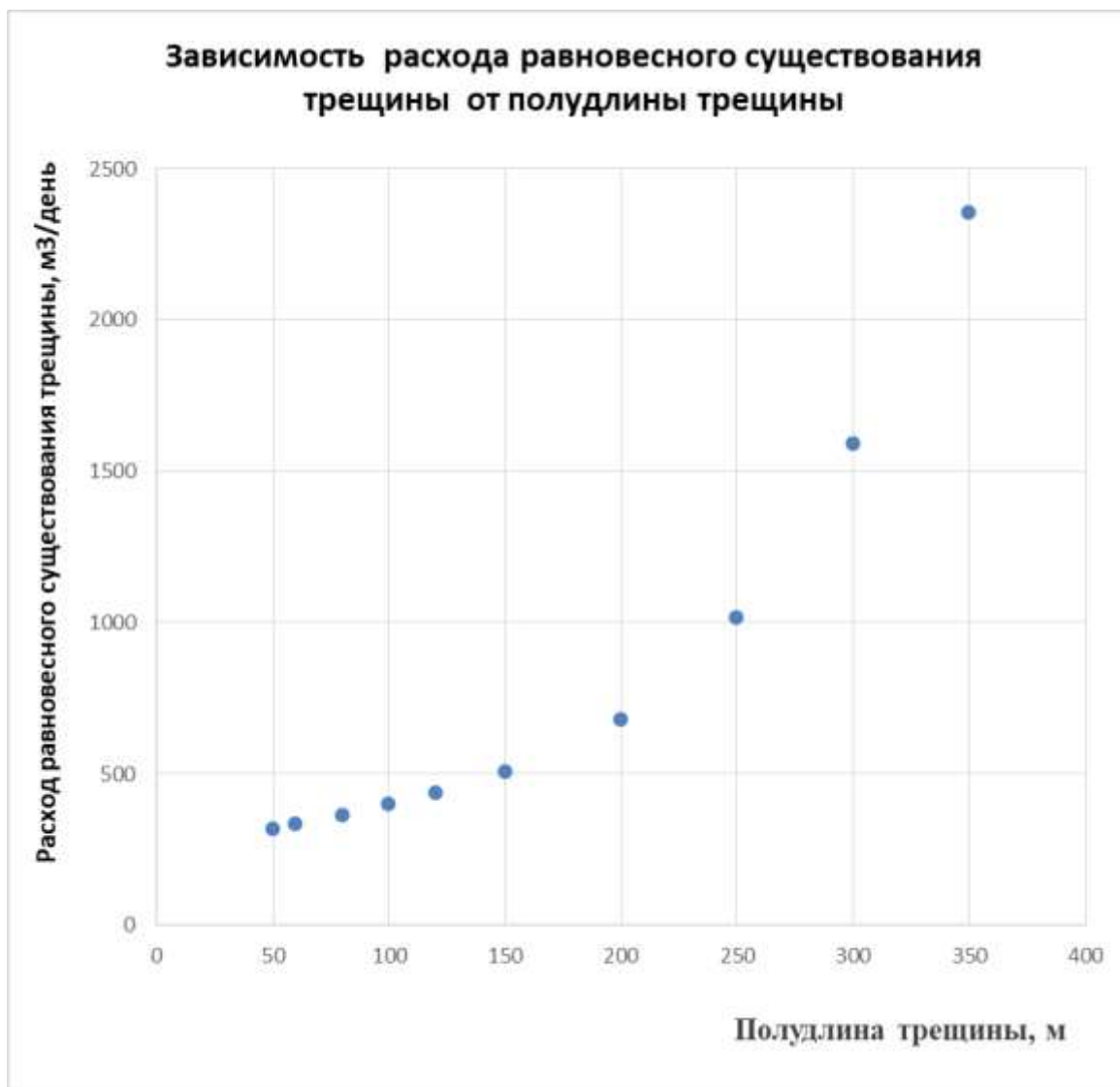


Рисунок 2.14 - Зависимость критического расхода равновесного существования трещины от полудлины трещины

Для участков с другой проницаемостью, толщиной пласта и вязкостью флюида равновесного расхода жидкости Q'_{eq} может быть пересчитано по формуле (2.31):

$$Q'_{eq} = \frac{\frac{k'H'}{\mu'}}{\frac{kH}{\mu}} Q_{eq} \quad (2.31)$$

где Q_{eq} , k , H - равновесный расход жидкости, проницаемость, толщина пласта для опорного участка Q'_{eq} , k' , H' - равновесный расход жидкости, проницаемость, толщина пласта для нового участка.

2.5 Критерии устойчивости равновесного состояния индуцированных трещин гидроразрыва пласта в фиксированной системе разработки

Как видно на рисунке 2.15, полученная зависимость давления равновесного существования трещины от полудлины трещины автоГРП имеет нелинейный и немонотонный характер. При полудлине трещины 100 м достигается максимум.

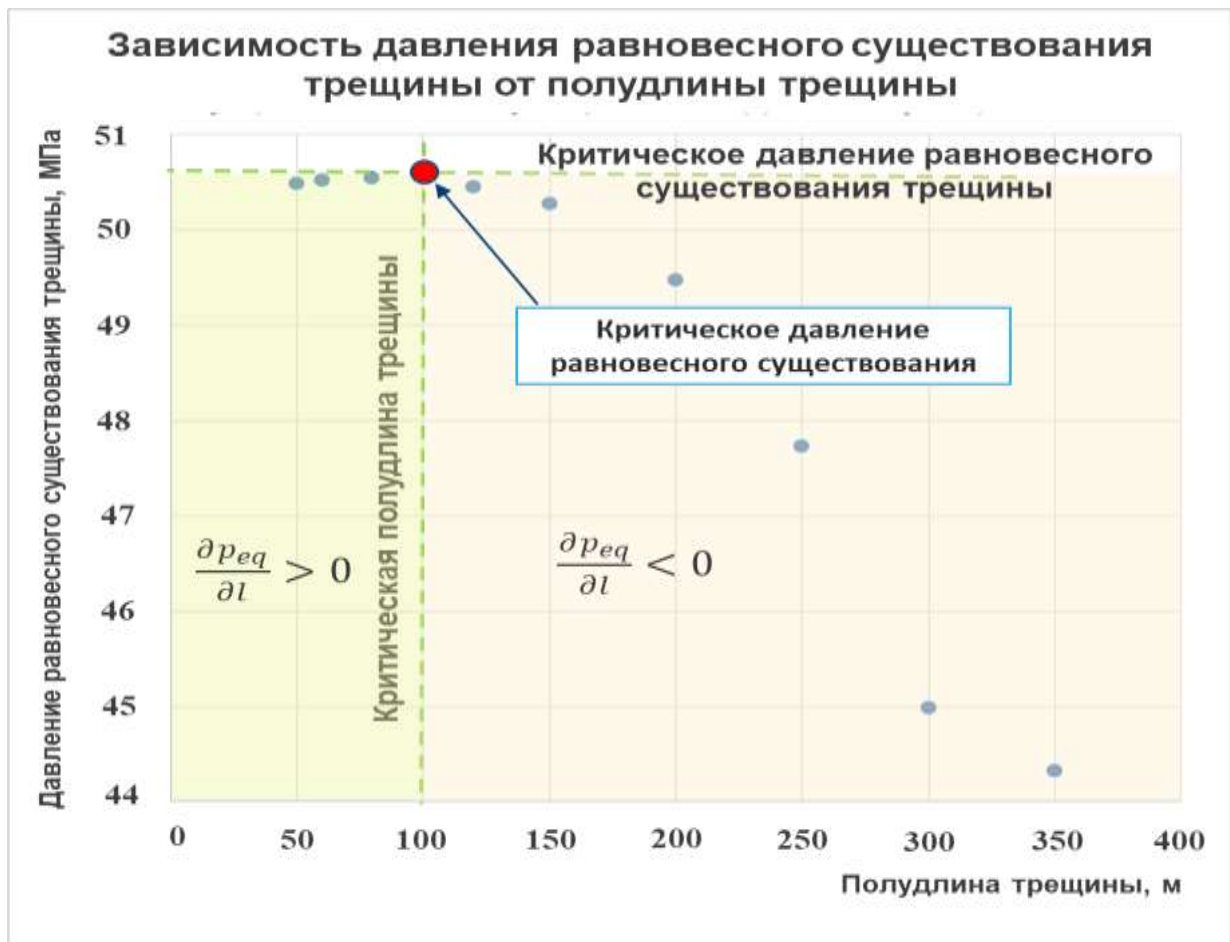


Рисунок 2.15 - Зависимость давления равновесного существования трещины от полудлины трещины (график на основе численного моделирования).

Были формализованы математически критерии для критического давления равновесного существования трещины:

- $\frac{\partial p_{eq}}{\partial l} > 0$ – спонтанное приращение давления не приведет к неконтролируемому росту трещины автоГРП.
- $\frac{\partial p_{eq}}{\partial l} < 0$ – спонтанное приращение давления приведет к неконтролируемому росту трещины автоГРП.

В интервале полудлины от 0 до 100 метров трещина будет находиться в устойчивом состоянии [Базыров и др., 2020]. В этом интервале рост трещины можно контролировать давлением и расходом. В интервале свыше 100 метров трещина будет не контролируема.

2.6 Выводы по второй главе

1. Разработанная физико-математическая модель позволила получить зависимости давления гидроразрыва пласта от полудлины трещины для условий нагнетательной скважины и стационарного поля давлений.
2. Сформулированы критерии устойчивости равновесного состояния индуцированных трещин гидроразрыва пласта в фиксированной системе разработки.
3. Показана область устойчивого роста трещины автоГРП до критической полудлины трещины 100 метров. Свыше полудлины 100 метров рост трещины не контролируем.

ГЛАВА 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ АКТИВАЦИИ ЕСТЕСТВЕННЫХ ТРЕЩИН В НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ В ТРЕЩИНОВАТОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Определение давления активации естественных трещин на нагнетательных скважинах позволяет избежать прорывов воды к добывающим скважинам. Возможность трещине оставаться проводящей зависит от напряженно-деформированного состояния породы, а также и от сил трения и сцепления по плоскости разрыва. В данной главе для изучения влияния изменения напряженно-деформированного состояния породы на активность естественных трещин была разработана аналитическая модель. В качестве примера на рисунке 3.1 рассмотрен случай, когда трещина пересекает скважину под углом 45 градусов (рисунок 3.1).

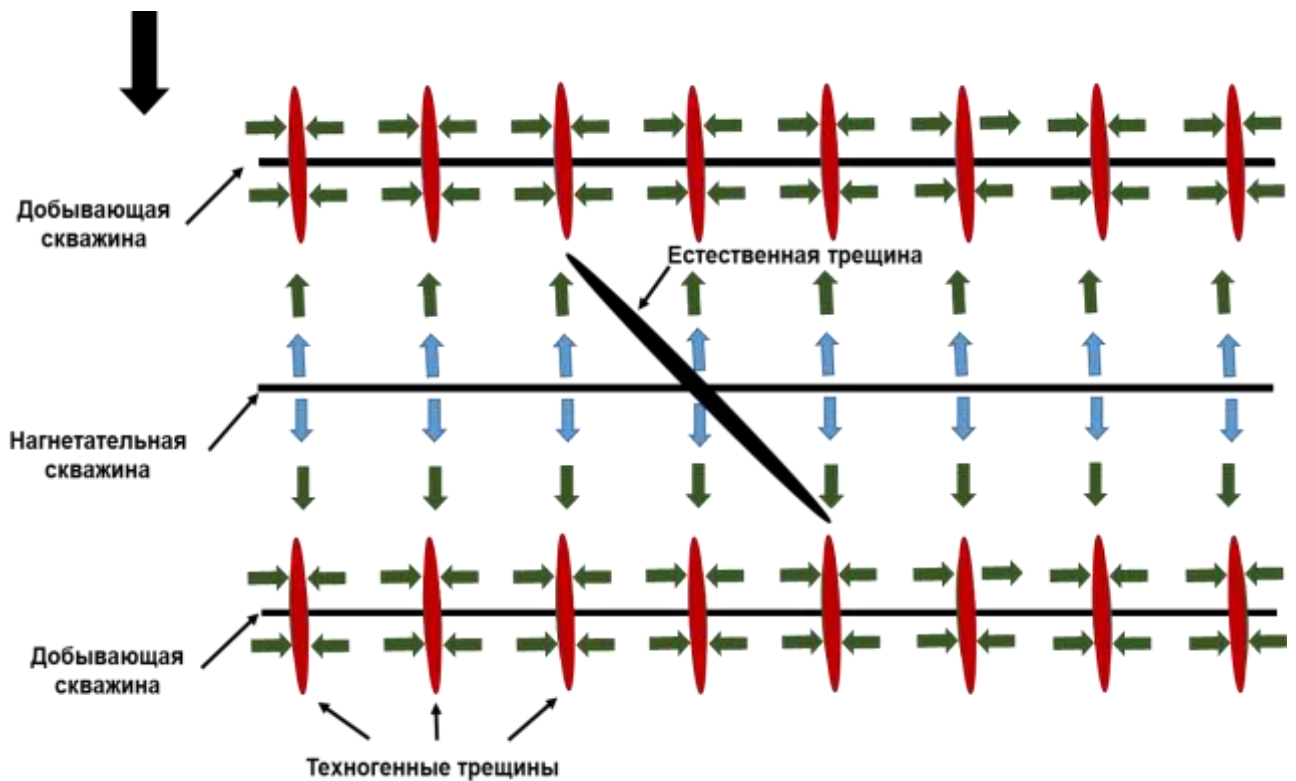


Рисунок 3.1 - Схема расположения добывающих скважин и нагнетательной скважины, которую пересекает естественная трещина, на участке низкопроницаемой залежи.

3.1 Физико-математическая модель активации трещин в наклонных и горизонтальных скважинах в трещиноватом коллекторе

Естественная трещиноватость играет очень значимую роль в миграции нефти при разработке месторождений [Голф-Рахт, 1986]. В свою очередь характеристики трещин (раскрытость, размеры, ориентация) зависят от напряженно-деформированного состояния породы [Zoback, 2007]. Если трещина находится в критически-напряженном состоянии ее принято называть активной. Активная трещина находится в состоянии неустойчивого равновесия, и в случае если взаимосвязь нормального и сдвигового напряжений превышает так называемую линию минимального сопротивления сухого трения в определенной области трещины, то в данной области трещина испытывает перемещения по поверхности и вследствие возникающих деформаций становится проводящей. Гипотеза активной трещиноватости была исследована в работах [Barton et al., 1995; Jin and Zoback, 1995; Zhigulskiy et al., 2018]. Среди методов для проверки гипотезы активной трещиноватости можно привести исследования на керне, промыслово-геофизические исследования, запись микросканера и специальных методов геофизического исследования скважин, различные тесты на утечку, а также тесты давлений во время бурения.

3.1.1 Трансформация тензора напряжений в скважинную систему координат

Исходное напряженное состояние породы в пласте можно записать в следующем виде (3.1):

$$\begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_h & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_H & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_v \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

где $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ – нормальные составляющие тензора напряжений; $\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$, – сдвиговые составляющие тензора напряжений.

После бурения напряженное состояние в окрестности скважины измениться. Для расчёта напряженного состояния породы в окрестности скважины,

преобразовать компонент напряжений в (3.1) с учётом перехода в систему координат, связанную со скважиной.

Измененное напряжённое состояние можно записать в следующем виде (3.2) [Fjaer et al., 2008]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_x^0 = l_{xx}'\sigma_h + l_{xy}'\sigma_H + l_{xz}'\sigma_v \\ \sigma_y^0 = l_{yx}'\sigma_h + l_{yy}'\sigma_H + l_{yz}'\sigma_v \\ \sigma_z^0 = l_{zx}'\sigma_h + l_{zy}'\sigma_H + l_{zz}'\sigma_v \\ \tau_{xy}^0 = \tau_{yx}^0 = l_{xx}'l_{yx}'\sigma_h + l_{xy}'l_{yy}'\sigma_H + l_{xz}'l_{yz}'\sigma_v \\ \tau_{xz}^0 = \tau_{zx}^0 = l_{zx}'l_{xx}'\sigma_h + l_{zy}'l_{xy}'\sigma_H + l_{zz}'l_{xz}'\sigma_v \\ \tau_{yz}^0 = \tau_{zy}^0 = l_{yx}'l_{zx}'\sigma_h + l_{yy}'l_{zy}'\sigma_H + l_{yz}'l_{zz}'\sigma_v \end{array} \right. \quad (3.2)$$

где $\sigma_x^0, \sigma_y^0, \sigma_z^0, \tau_{xy}^0, \tau_{xz}^0, \tau_{yz}^0$ - преобразованные компонент напряжений при переходе в систему координат, связанную со скважиной, $\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$, – сдвиговые составляющие тензора напряжений в исходной системе координат.

Направляющие косинусы можно найти по формуле (3.3):

$$\left(\begin{array}{ccc} l_{xx}' & l_{xy}' & l_{xz}' \\ l_{yx}' & l_{yy}' & l_{yz}' \\ l_{zx}' & l_{zy}' & l_{zz}' \end{array} \right) = \left(\begin{array}{ccc} \cos\alpha\cos i & \sin\alpha\cos i & -\sin i \\ -\sin\alpha & \cos\alpha & 0 \\ \cos\alpha\sin i & \sin\alpha\sin i & \cos i \end{array} \right), \quad (3.3)$$

где l_{ij}' - направляющие косинусы, α – угол между осью X и азимутом скважины, i – угол наклона скважины относительно вертикали.

3.1.2 Расчет перераспределения региональных напряжений на кольцевое пространство рассматриваемой скважины

Напряжения, действующие на кольцевое пространство скважины (рисунок 3.2) можно записать в следующем виде (3.4) [Fjaer et al., 2008]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_{rr} = \frac{\sigma_x^0 + \sigma_y^0}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2} \left(1 + 3\frac{R_w^4}{r^4} - 4\frac{R_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + \tau_{xy}^0 \left(1 + 3\frac{R_w^4}{r^4} - 4\frac{R_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + p_w \frac{R_w^2}{r^2} \\ \sigma_{\theta\theta} = \frac{\sigma_x^0 + \sigma_y^0}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2} \left(1 + 3\frac{R_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \tau_{xy}^0 \left(1 + 3\frac{R_w^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - p_w \frac{R_w^2}{r^2} \\ \sigma_{zz} = \sigma_z^0 - \vartheta \left(2(\sigma_y^0 - \sigma_x^0) \frac{R_w^2}{r^2} \cos 2\theta + 4\tau_{xy}^0 \frac{R_w^2}{r^2} \sin 2\theta\right) \\ \tau_{r\theta} = \tau_{\theta r} = \frac{\sigma_y^0 - \sigma_x^0}{2} \left(1 - 3\frac{R_w^4}{r^4} + 2\frac{R_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + \tau_{xy}^0 \left(1 - 3\frac{R_w^4}{r^4} + 2\frac{R_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \\ \tau_{rz} = \tau_{zr} = (\tau_{xz}^0 \cos \theta + \tau_{yz}^0 \sin \theta) \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) \\ \tau_{\theta z} = \tau_{z\theta} = (-\tau_{xz}^0 \sin \theta + \tau_{yz}^0 \cos \theta) \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) \end{array} \right. \quad (3.4)$$

где p_w – внутрискважинное давление, R_w – радиус скважины, r – расстояние от оси симметрии скважины до рассматриваемой точки, ϑ – коэффициент

Пуассона, θ – направление радиального напряжения, измеренного по направлению максимального горизонтального напряжения (σ_{Hmax}).

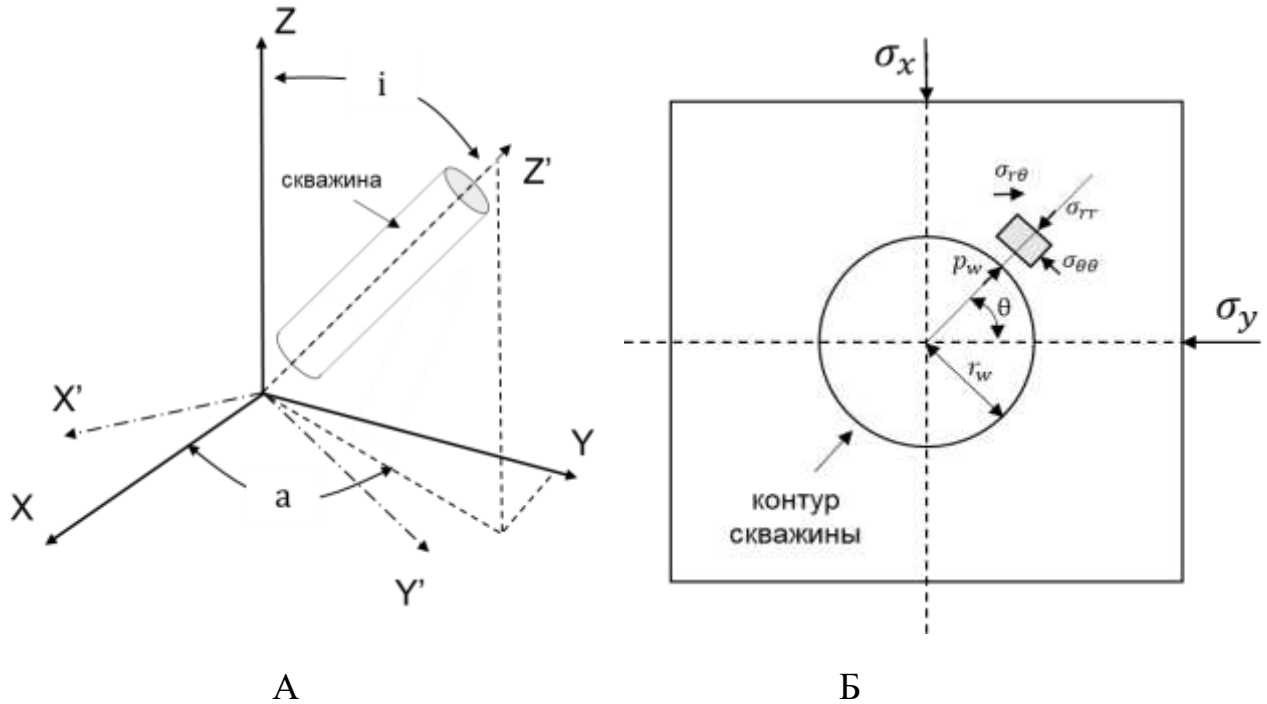


Рисунок 3.2 - Напряженное состояние в окрестности ствола скважины:

а) трехмерный вид; б) сечение ствола скважины.

Для $r = R_w$ уравнение (3.4) принимает вид (3.5):

$$\begin{cases} \sigma_r = p_w \\ \sigma_\theta = \sigma_x^0 + \sigma_y^0 - 2(\sigma_x^0 - \sigma_y^0)\cos 2\theta - 4\tau_{xy}^0 \sin 2\theta - p_w \\ \sigma_z = \sigma_z^0 - \nu(2(\sigma_y^0 - \sigma_x^0)\cos 2\theta + 4\tau_{xy}^0 \sin 2\theta) \\ \tau_{\theta r} = \tau_{r\theta} = \tau_{zr} = \tau_{rz} \\ \tau_{\theta z} = \tau_{z\theta} = 2(-\tau_{xz}^0 \sin \theta + \tau_{yz}^0 \cos \theta) \end{cases} \quad (3.5)$$

3.1.3 Критерии для активации естественных трещин

Классическое понимание активации трещин, вызванных нагнетанием, в первую очередь связано с критерием разрушения Мора-Кулона и теорией эффективных напряжений [Terzaghi, 1923; Jaeger and Cook, 2007]. На рисунке 3.3 изображена интерпретация критерия Кулона-Мора на диаграмме Мора. Когда напряжение сдвига превышает прочность на сдвиг, происходит дестабилизация трещины из-за уменьшения эффективного нормального напряжения, действующего на поверхность трещины. В ходе этого процесса может измениться проницаемость трещины вследствие изменения апертуры трещины.



Рисунок 3.3. Интерпретация критерия Кулона-Мора на диаграмме Мора.

Классическое выражение для закона Кулона-Мора выглядит следующим образом (3.6):

$$\tau \geq \sigma_n \tan \varphi + C \quad (3.6)$$

где C – когезия при сдвиге, φ – угол внутреннего трения породы; σ_n – нормальное напряжение, τ – напряжение сдвига.

На диаграмме Мора (рисунок 3.3) критически напряженная трещина находится выше линии сухого трения. На рисунке 3.3 можно увидеть угол β , по которому можно определить расположение точки разрушения, и можно найти сдвиговые и нормальные напряжения. Отметим, что критерий Треска является частным случаем критерия Кулона-Мора при $\varphi = 0$.

Еще один механизм активации естественной трещины возможен, если давление внутри трещины, которое можно принять равное внутрискважинному в случае пересечения трещины и ствола скважины, превысит нормальные напряжения. Этот механизм может быть реализован, если трещина заполнена фильтрующей породой, и вследствие нагнетания жидкости изменяются

эффективные напряжения. Стоит отметить, что критерий Кулона-Мора может быть выполнен как для фильтрующих, так и для нефилтрующих трещин.

Критерий прочности на предельное растягивающее напряжение можно записать в следующем виде (3.7):

$$p_w \geq A\sigma_n + B \quad (3.7)$$

где A и B – эмпирические коэффициенты, которые могут быть подобраны в ходе полевых испытаний, σ_n – нормальное напряжение, p_w – внутрискважинное давление.

Беря в учёт оба критерия, давление активации трещины будет определяться (3.8):

$$p_{fa} = \min(p_{ws}; p_{wn}) \quad (3.8)$$

где p_{ws} – внутрискважинное давление, необходимое для выполнения критерия на сдвиг, p_{wn} – внутрискважинное давление, необходимое для выполнения критерия прочности на предельное растягивающее напряжение.

Породы обладают слабым пределом прочности на растяжение, которым можно пренебречь для пород, содержащих естественные трещины [Bradley, 1979; Aaadnoy et al., 1987; Tan and Willoughby, 1993, Hossain et al, 2000].

Трещину можно представить как плоскость с нормалью к координатным осям (рисунок 3.4).

Нормальное и сдвиговое напряжение, действующие на плоскость трещины можно рассчитать (3.9-3.11):

$$\sigma_n = \sigma_x^1 l_2^2 + \sigma_y^1 m_2^2 + \sigma_z^1 n_2^2 + 2\tau_{xy}^1 l_2 m_2 + 2\tau_{yz}^1 m_2 n_2 + 2\tau_{zx}^1 n_2 l_2 \quad (3.9)$$

$$p^2 = (\sigma_x^1 l_2^2 + \tau_{yz}^1 m_2 + \tau_{zx}^1 n_2)^2 + (\sigma_x^1 l_2^2 + \tau_{yz}^1 m_2 + \tau_{zx}^1 n_2)^2 + (\sigma_x^1 l_2^2 + \tau_{yz}^1 m_2 + \tau_{zx}^1 n_2)^2 + (\sigma_x^1 l_2^2 + \tau_{yz}^1 m_2 + \tau_{zx}^1 n_2)^2 \quad (3.10)$$

$$\tau = \sqrt{p^2 - \sigma_n^2} \quad (3.11)$$

где p – полное напряжение, l_2, m_2, n_2 – направляющие косинусы площадки трещины в трансформированной системы координат, σ_i^1, τ_{ij}^1 – преобразованные компоненты тензора напряжений.

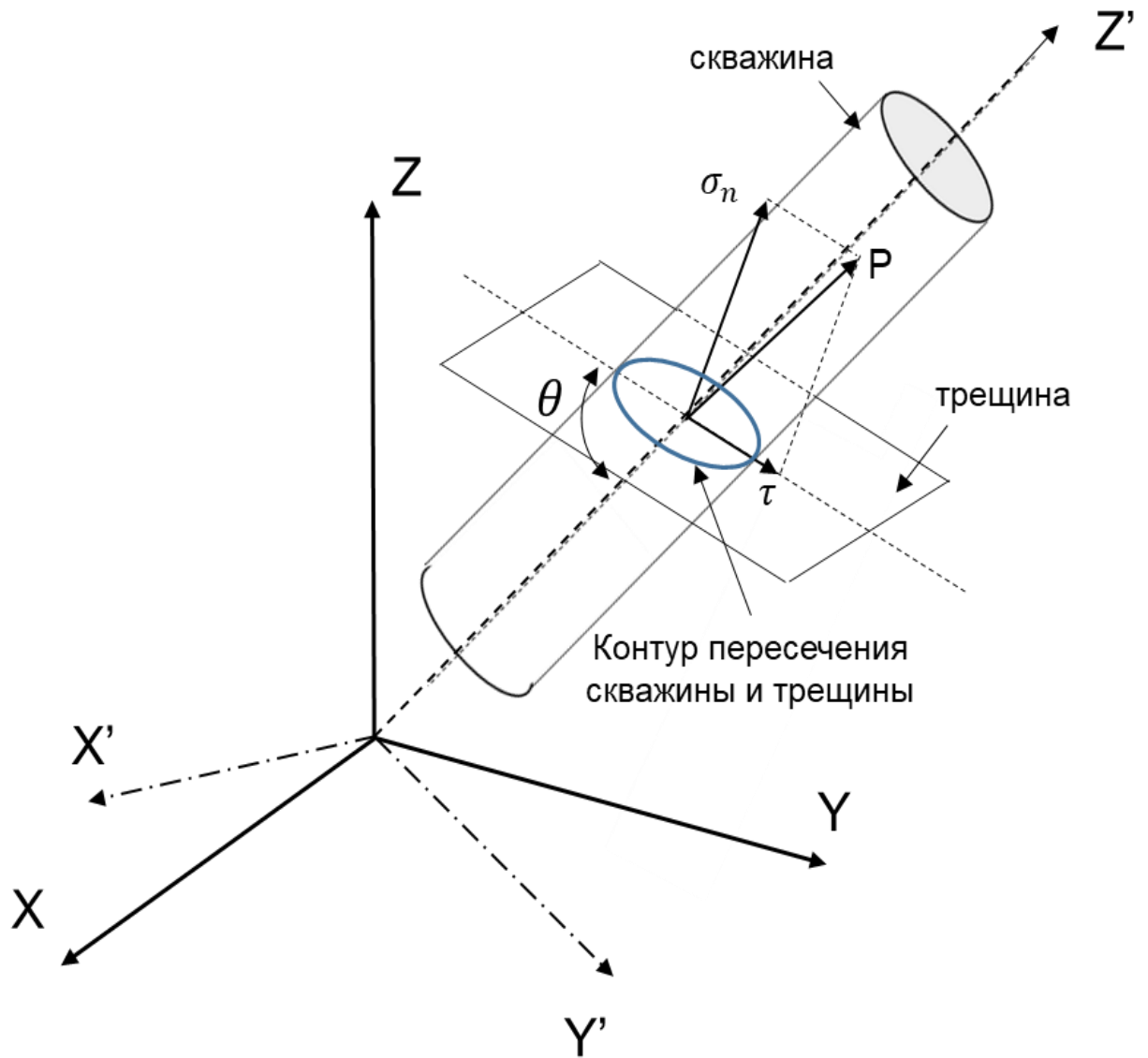


Рисунок 3.4 - Схематическая иллюстрация пересечения ствола скважины и трещины.

Для того, чтобы рассчитать нормальную и сдвиговую составляющую полного напряжения в уравнениях (3.9-3.11), необходимо перевести тензора напряжений, полученный в (3.4), из цилиндрической системы координат в декартову. Перевод тензора напряжений из цилиндрической системы координат в декартову производится при помощи следующих преобразований [Fjaer et al., 2008] (3.12):

$$T' = aTa^T, \quad (3.12)$$

где T – матрица, полученная в уравнении (3.4), a – матрица поворота вокруг оси z .

Также необходимо произвести расчёт направляющих косинусов площадки трещины в трансформированной системе координат (3.13):

$$\begin{cases} l_2 = \sin(90 - \beta) \cos \omega \cos \alpha \cos i - \sin(90 - \beta) \sin \omega \sin \alpha + \cos(90 - \beta) \cos \alpha \sin i \\ m_2 = \sin(90 - \beta) \cos \omega \sin \alpha \cos i - \sin(90 - \beta) \sin \omega \cos \alpha + \cos(90 - \beta) \sin \alpha \sin i \\ n_2 = -\sin(90 - \beta) \cos \omega \sin i + \cos(90 - \beta) \cos i \end{cases} \quad (3.13)$$

где ω – угол между азимутом падения трещины и направлением максимального горизонтального напряжения, β – угол падения трещины, i – угол наклона скважины относительно вертикали, α – угол между осью X (горизонталью) и азимутом скважины.

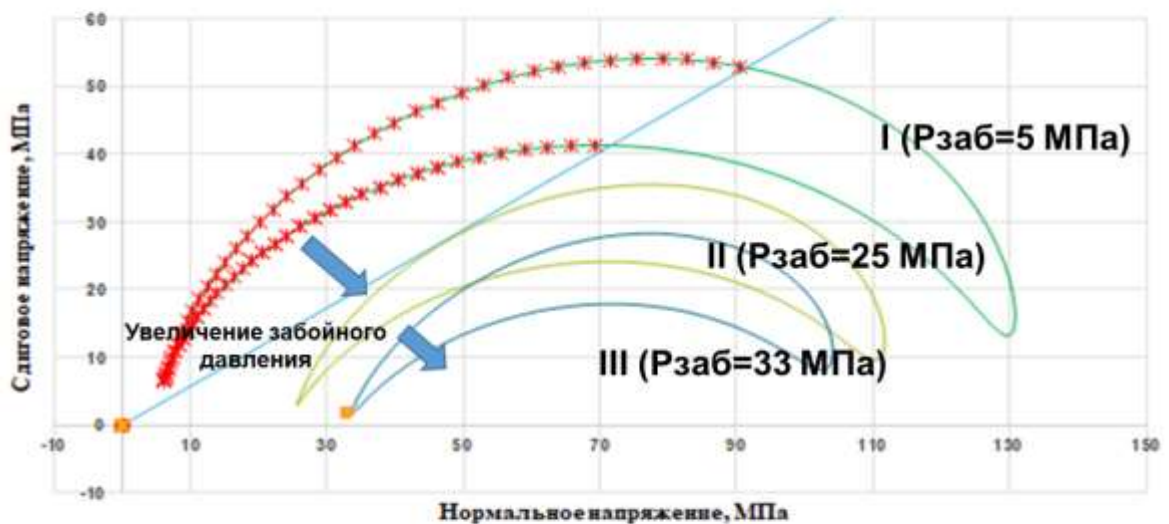
3.1.4 Результаты расчётов

Параметры расчёта приведены в таблице 3.1. На рисунке 3.5 видно, что для состояния 1 при внутрискважинном давлении 5 МПа преодоление цементирующих связей между берегами трещины происходит за счёт преодоления критерия на сдвиг, в состоянии 3 при внутрискважинном давлении 33 МПа преодоление происходит за счёт преодоления критерия прочности на предельное растягивающее напряжение, а в состоянии 2 при внутрискважинном давлении 25 МПа трещина не испытывает перемещения по поверхности. Это означает что между состоянием 1 и 3 трещина не является активной. Таким образом, диапазон внутрискважинного давления, при котором будет предотвращён ранний прорыв воды, составляет от 25 до 33 МПа [Bazyrov et al., 2019]. Стоит отметить, что предложенный метод позволяет определить оптимальное забойное давление для любой комбинации траектории нагнетательной скважины и геометрии трещины. На рисунке 3.6 показана зависимость границ забойного давления для расположенной перпендикулярно региональному стрессу нагнетательной горизонтальной скважины в зависимости от любой геометрии естественной трещины [Bazyrov et al., 2019].

Таблица 3.1 – Параметры расчёта для варианта 1

Параметр	Диапазон значений
Коэффициент Пуассона породы	0,24
Угол внутреннего трения породы	30 град.
Когезия при растяжении породы	0 МПа
Когезия при сдвиге породы	0 МПа
Минимальное горизонтальное напряжение	40 МПа
Максимальное горизонтальное напряжение	50 МПа
Вертикальное напряжение	60 МПа
Относительный угол между направлением скважины и направлением горизонтального максимального напряжения	90 град.
Наклон скважины	90 град.
Относительный угол между азимутом падения трещины и направлением горизонтального максимального напряжения	45 град.
Угол падения трещины	75 град.

Напряженное состояние точек на контуре пересечения трещины и скважины



- I - напряженное состояние точек при внутрискважинном давлении = 5 МПа ■ - точки, инициированные «сдвиговым» критерием
 II - напряженное состояние точек при внутрискважинном давлении = 25 МПа ■ - точки, инициированные «нормальным» критерием
 III - напряженное состояние точек при внутрискважинном давлении = 33 МПа

Рисунок 3.5 - Изменение напряженного состояния в точках на контуре пересечения трещины и скважины.

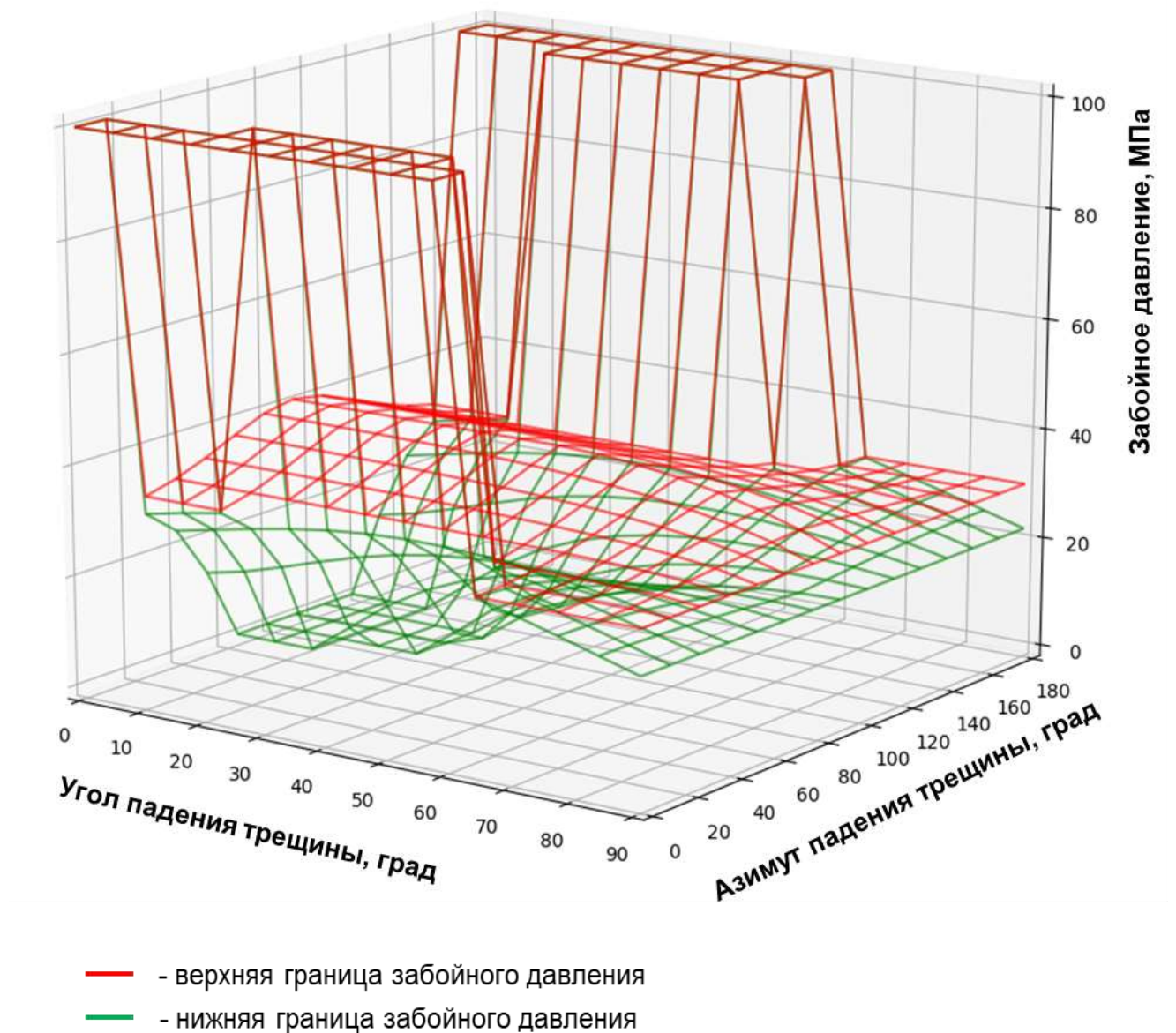


Рисунок 3.6 - Зависимость границ забойного давления (в интервале верхней и нижней границы трещины не инициируются) от геометрии трещины для расположенной перпендикулярно региональному стрессу нагнетательной горизонтальной скважиной

Также были проведены расчёты для других параметров согласно таблице 3.2. На рисунках 3.7 и 3.8. показаны результаты расчётов.

Таблица 3.2 – Параметры расчёта для варианта 2

Параметр	Значение
Коэффициент Пуассона	0,24
Угол внутреннего трения	30 град.
Когезия при растяжении	0 МПа
Когезия при сдвиге	0 МПа
Минимальное горизонтальное напряжение	40 МПа
Максимальное горизонтальное напряжение	50 МПа
Вертикальное напряжение	60 МПа
Относительный угол между направлением скважины и направлением горизонтального максимального напряжения	0 град.
Наклон скважины	90 град.
Относительный угол между азимутом падения трещины и направлением горизонтального максимального напряжения	45 град.
Угол падения трещины	45 град.

**Напряженное состояние точек на контуре пересечения
трещины и скважины**

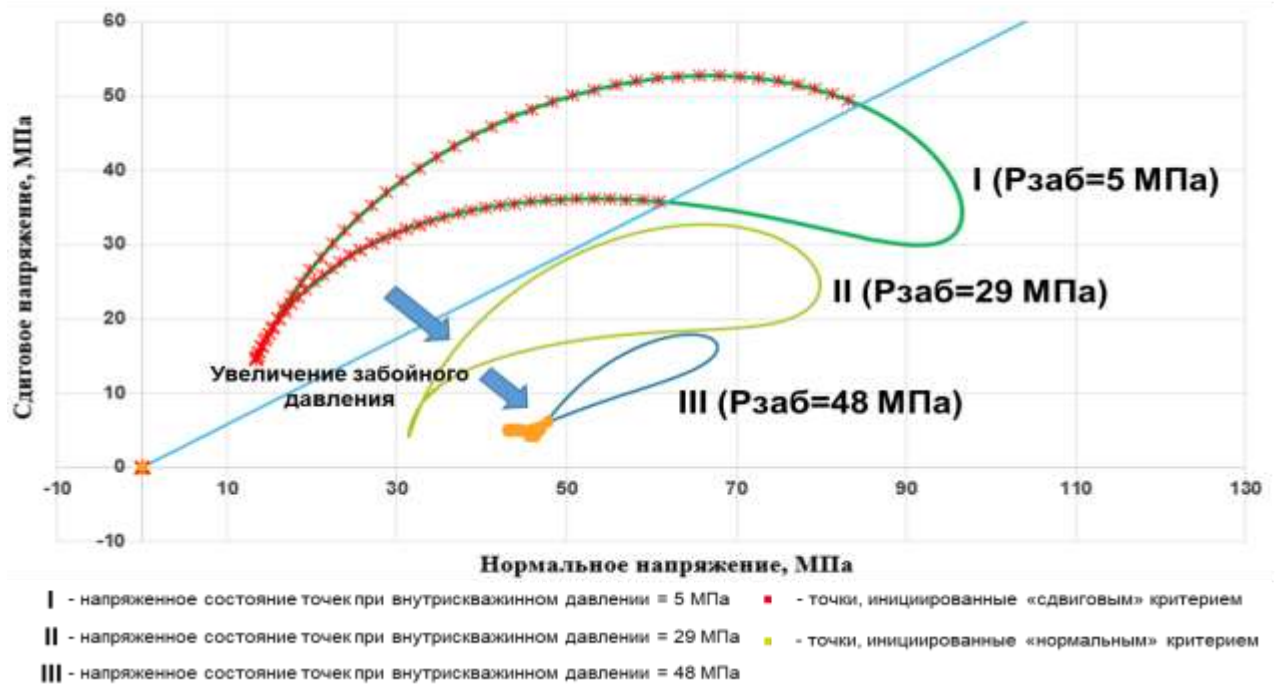
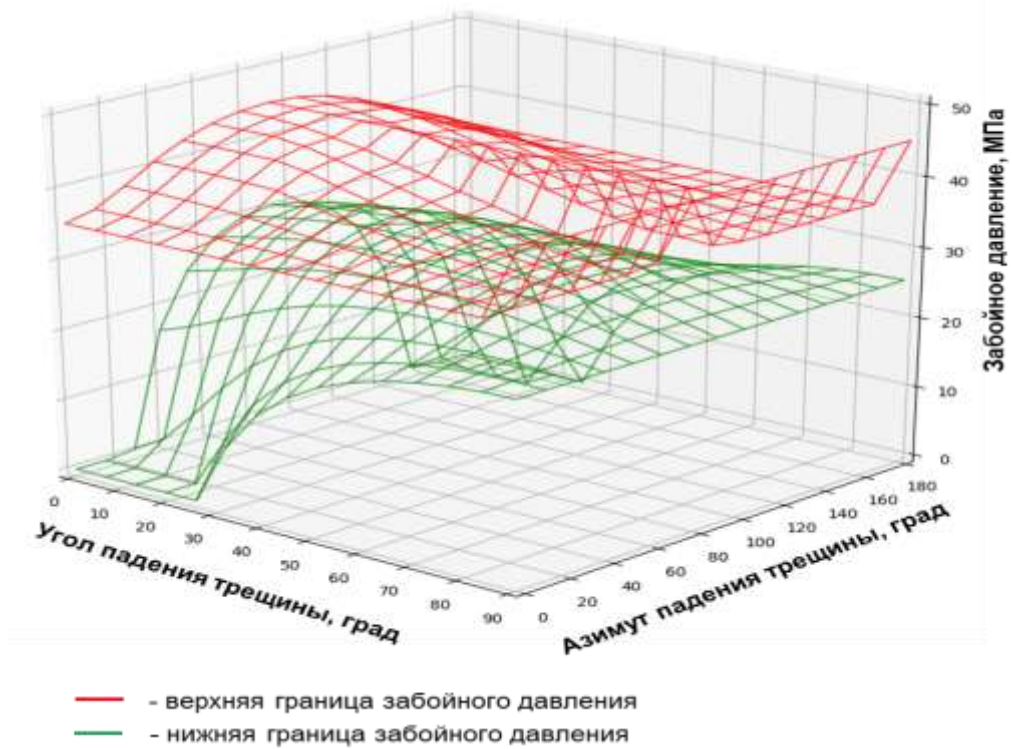
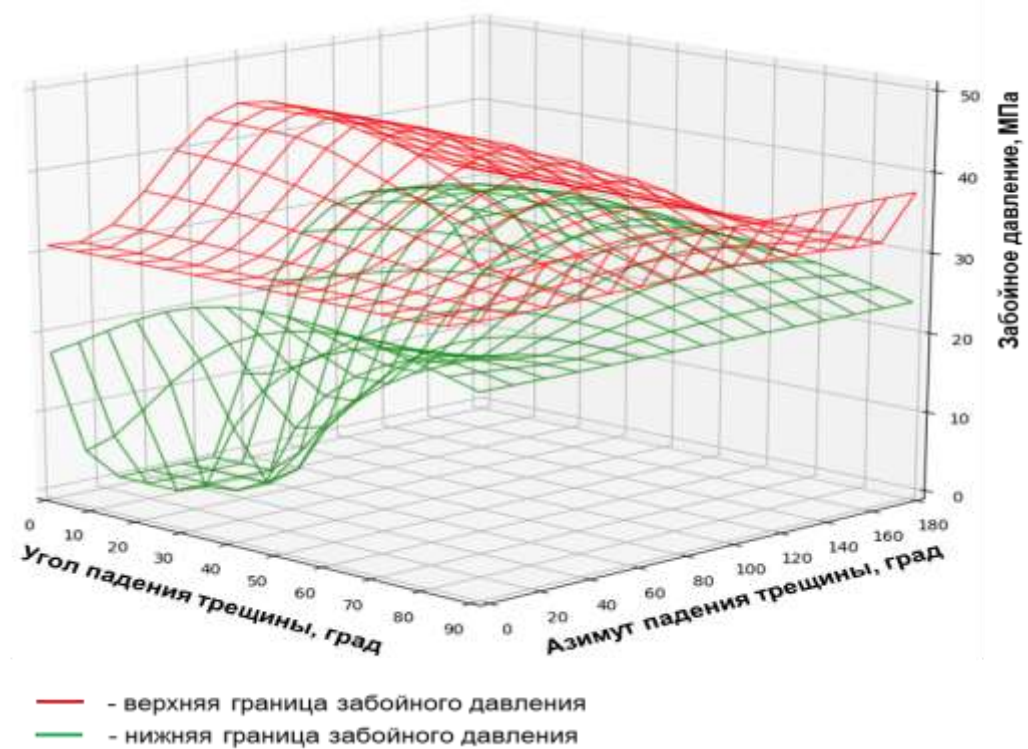


Рисунок 3.7 - Изменение напряженного состояния в точках на контуре пересечения трещины и скважины.



А



Б

Рисунок 3.8 - Зависимость границ забойного давления (в интервале верхней и нижней границы трещины не инициируются) от геометрии трещины: а) при азимуте скважины = 0 градусов; б) при азимуте скважины = 45 градусов.

3.2 Выводы по третьей главе

Для предотвращения ранних прорывов воды в трещиноватых коллекторах была разработана физико-математическая модель для определения оптимального давления закачки на нагнетательных горизонтальных скважинах. Предложенная модель позволяет определить оптимальное забойное давление для любой комбинации траектории нагнетательной скважины относительно положения естественной трещины.

ГЛАВА 4 АЛГОРИТМЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ ЗАВОДНЕНИЯ И НАЛИЧИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН

В целях обеспечения требуемой приемистости скважин заводнение не редко приводит к образованию трещин автоГРП, что помогает выполнять требования по объемам закачки воды в пласт. Однако помимо этого преимущества связанного с развитием трещин автоГРП могут быть намного более значимые, например, повышение коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти на месторождении. Однако учёт особенностей разработки пласта с трещинами автоГРП не всегда используются на ранних этапах планирования разработки. Это связано с тем, что прогноз характеристик трещин автоГРП и прогноз их роста тяжело описать.

В данной главе предлагаются подходы в ходе разработки месторождения для реализации оперативных мероприятий для снижения рисков прорыва трещин автоГРП, а также на первоначальном этапе проектирования системы разработки месторождения в ходе оптимизации технико-экономических показателей проекта.

4.1 Использование разработанных алгоритмов для снижения рисков прорыва трещин автоГРП

На рисунке 4.1 представлена схема с тремя горизонтальными добывающими скважинами, расположенному перпендикулярно региональному стрессу. Центральная скважина после «отработки на нефть» планируется к переводу в нагнетание. Так как трещины автоГРП развиваются вдоль направления регионального стресса, то существуют риски прорыва трещин автоГРП в добывающие скважины.

В данном параграфе диссертационной работы предлагаются подход на основе совмещенного гидрогеомеханического моделирования для предотвращения развития трещин автоГРП. Результатами расчётов являются ограничения по забойному давлению и объемам закачки, использованные в дальнейшем при эксплуатации скважины. Стоит отметить, что регулирование забойного давления нагнетательной скважины в последующей эксплуатации осуществляется путем создания местного сопротивления при помощи штуцеров.

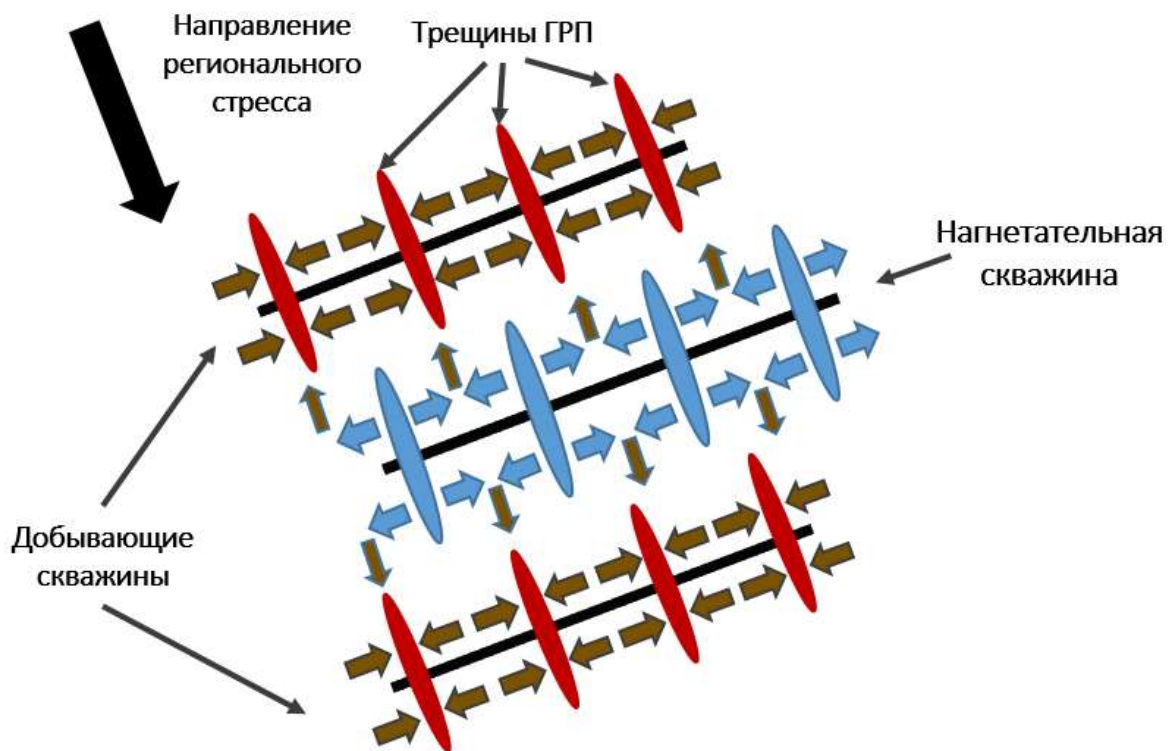


Рисунок 4.1 - Схема расположения нагнетательной и добывающих скважин на рассматриваемом участке

Алгоритм расчёта критического давления, при котором происходит неконтролируемый рост трещин автоГРП на нагнетательной ГС, состоял из следующих этапов (рисунок 4.2):

Этап 1. «3D гидродинамическое моделирование»: расчет поля поровых давлений на текущем расчетном шаге.

Этап 2. «3D геомеханическое моделирование»: расчёт поля напряжений горной породы на основе рассчитанного в гидродинамической модели поля поровых давлений в соответствии с теорией пороупругости и решением задачи равновесия.

Этап 3. Определение величины критического давления роста трещины автоГРП как минимального главного напряжения в ячейке у кончика трещины.

Этап 4. Проверка критерия роста трещины - забойное давление нагнетательной скважины не превышает критического давления. Как было описано в главе 2, рост трещины произойдет при превышении минимального

горизонтального напряжения на кончике. Таким образом, за критическое давление принималось минимальное горизонтальное напряжение, которое является функцией от порового давления.

Этап 5. Повтор этапов 1-4: при выполнении критерия – переход на следующий расчетный шаг, иначе – пересчет поля поровых давлений на текущем расчетном шаге со сниженным забойным давлением закачки.

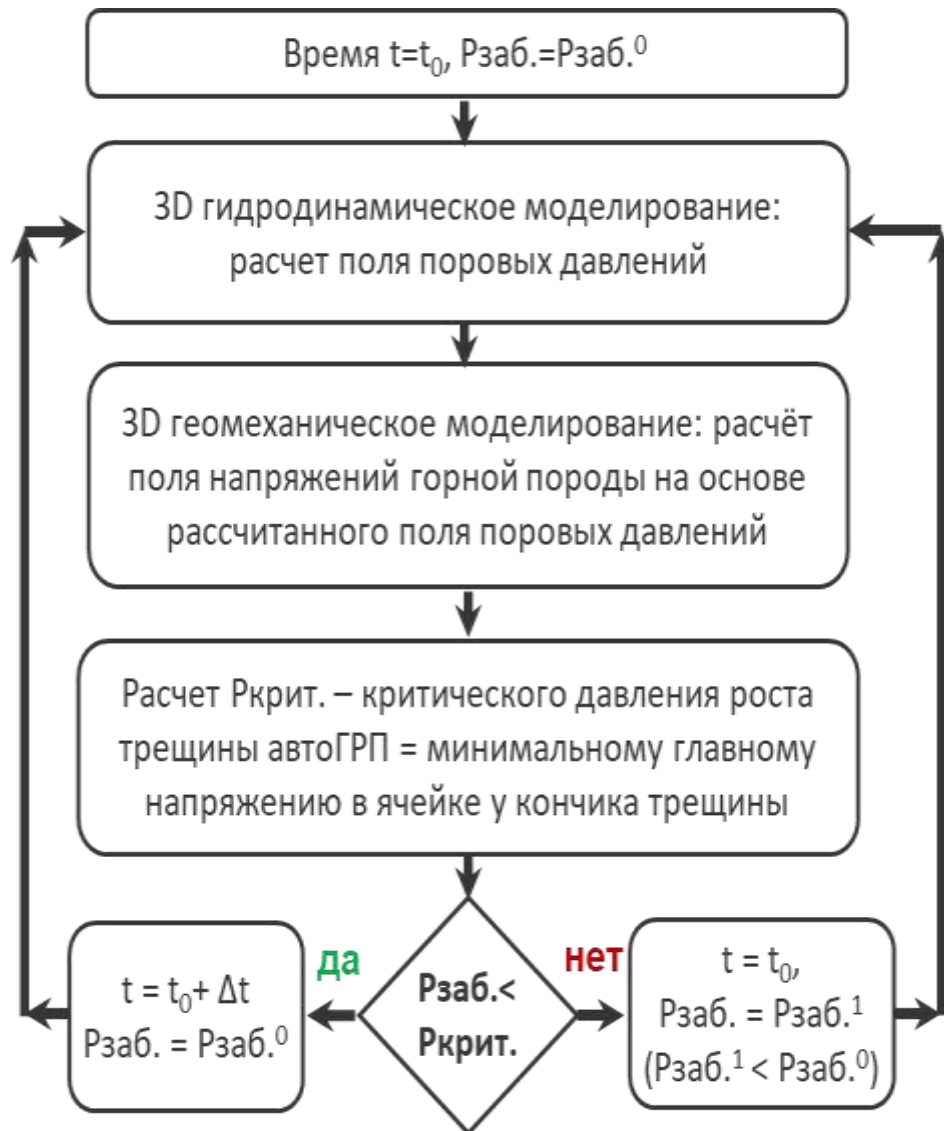


Рисунок 4.2 - Алгоритм управления режимами работы нагнетательных скважин с целью снижения темпов обводнения и повышения КИН в низкопроницаемых залежах

На рисунках 4.3 и 4.4 изображены результирующие карты порового давления и минимальных главных напряжений для 5 характерных моментов времени: а) - перед запуском добывающих скважин в работу, начальное пластовое

(гидростатическое) давление, б) - перевод центральной скважины из добывающей в нагнетательную, в) - через месяц, г) - через 2 месяца, д) - через 8 месяцев после перевода скважины в нагнетание.

Характерные параметры для расчёта приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Диапазоны основных параметров расчета

Параметр	Диапазон значений
Расстояние между скважинами по вертикали	400 м
Полудлина трещин ГРП	120 м
Полудлина трещин автоГРП	120 м.
Начальное поровое давление	26 МПа
Начальное давление закрытия трещины	39 МПа
Проницаемость пласта	0.5 мД
Проницаемость трещинной среды	100000 мД
Вязкость закачиваемой жидкости	0.71 сПз
Пьезопроводность пласта	0.015 м ² /с
Эффективная проницаемая толщина пласта	15 м
Модуль Юнга породы в целевом интервале	20 ГПа
Коэффициент Пуассона породы в целевом интервале	0,27
Коэффициент Био породы в целевом интервале	0,8
Забойное давление на добывающих скважинах	10 МПа
Забойное давление на нагнетательных скважинах	26-65 МПа
Расход закачиваемой жидкости	5-200 м ³ /сут
Количество портов на добывающих скважинах	11
Количество работающих портов на нагнетательных скважинах	7
Длина горизонтальных стволов	1000 м.

На рисунке 4.5 показан результат совмещенного гидро-геомеханического моделирования - зависимость критического давления (пересчитанного на устьевое) от объёма закаченной жидкости, которая легла в основу ограничений на устьевое давление при закачке воды в нагнетательную ГС с МГРП на участке ОПР. Увеличение критического давления на рисунке 4.5 связано с постепенным ростом пластового давления в прискважинной области по мере увеличения объёма закаченной жидкости.

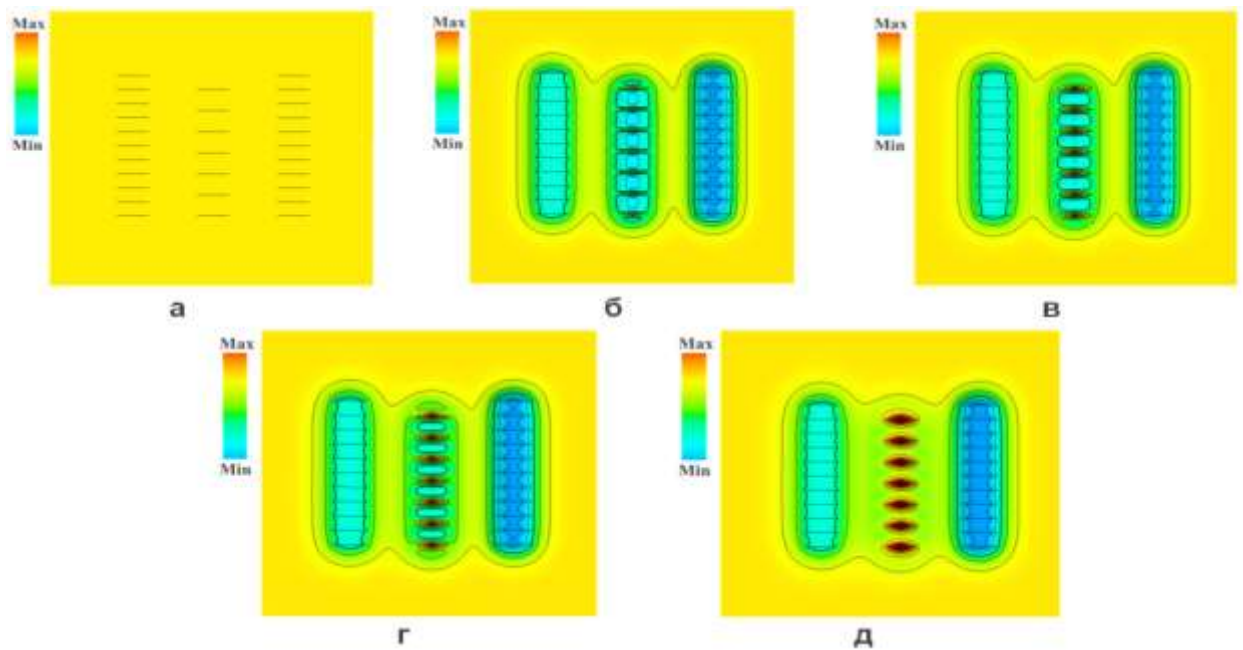


Рисунок 4.3 - Поля поровых давлений для следующих расчетных шагов: а) перед запуском добывающих скважин в работу, начальное пластовое (гидростатическое) давление; б) - перевод центральной скважины из добывающей в нагнетательную; в) - через месяц; г) - через 2 месяца; д) - через 8 месяцев после перевода центральной скважины в нагнетание

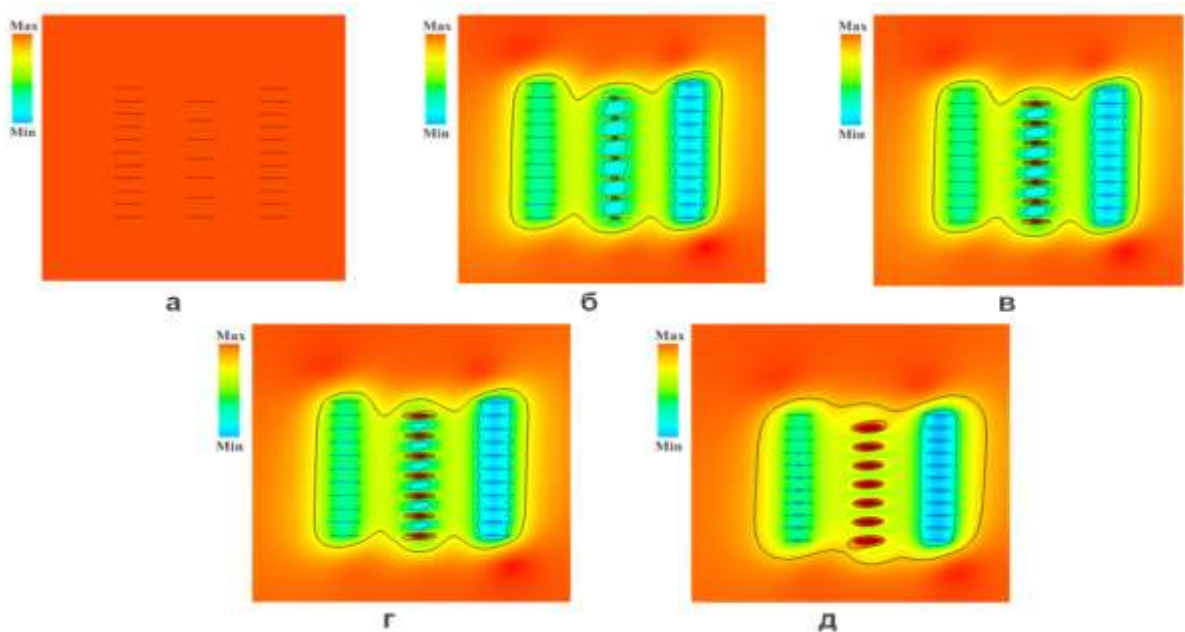


Рисунок 4.4 - Поля минимального главного напряжения для следующих расчетных шагов: а) перед запуском добывающих скважин в работу, начальное пластовое (гидростатическое) давление; б) - перевод центральной скважины из добывающей в нагнетательную; в) - через месяц после перевода центральной скважины в нагнетание; г) - через 2 месяца; д) - через 8 месяцев

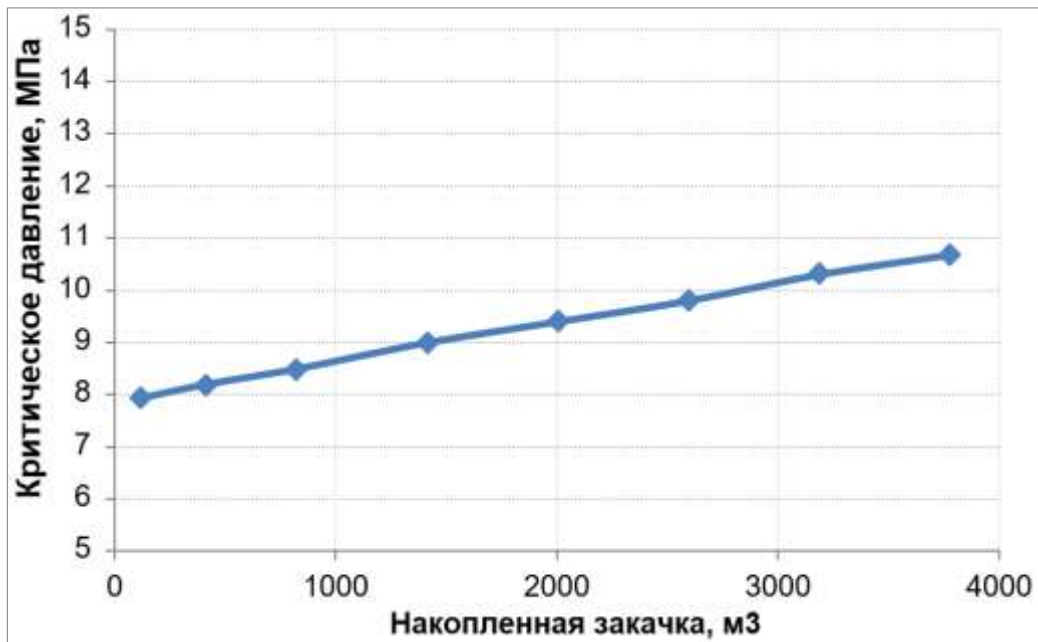


Рисунок 4.5 - Зависимость критического давления от объёма закаченной жидкости.

В соответствии с рассчитанной зависимостью на рисунке 4.5 необходимо осуществлять эксплуатацию нагнетательной скважины с постоянным контролем устьевого давления и накопленной закачки. В случае отклонения фактических от прогнозных параметров необходимо приостановить закачку и скорректировать расчёты на обновленные данные.

4.2 Использование разработанных алгоритмов для оценки КИН

Расчёт в разделе 4.1 позволяет предотвратить рост трещин автоГРП, однако он не позволяет учесть, как повлияет рост трещины автоГРП на технико-экономические показатели в случае различных сценариев роста трещины автоГРП. В данном разделе рассматриваются алгоритмы для оценки коэффициента извлечения нефти с учётом динамики параметров трещин автоГРП. На рисунке 4.6 показан рассматриваемый элемент системы разработки. На схеме показаны две добывающих скважины с техногенными трещинами и нагнетательная скважина с трещинами автоГРП. Параметры скважин, трещин и пласта приведены в таблице 4.2.

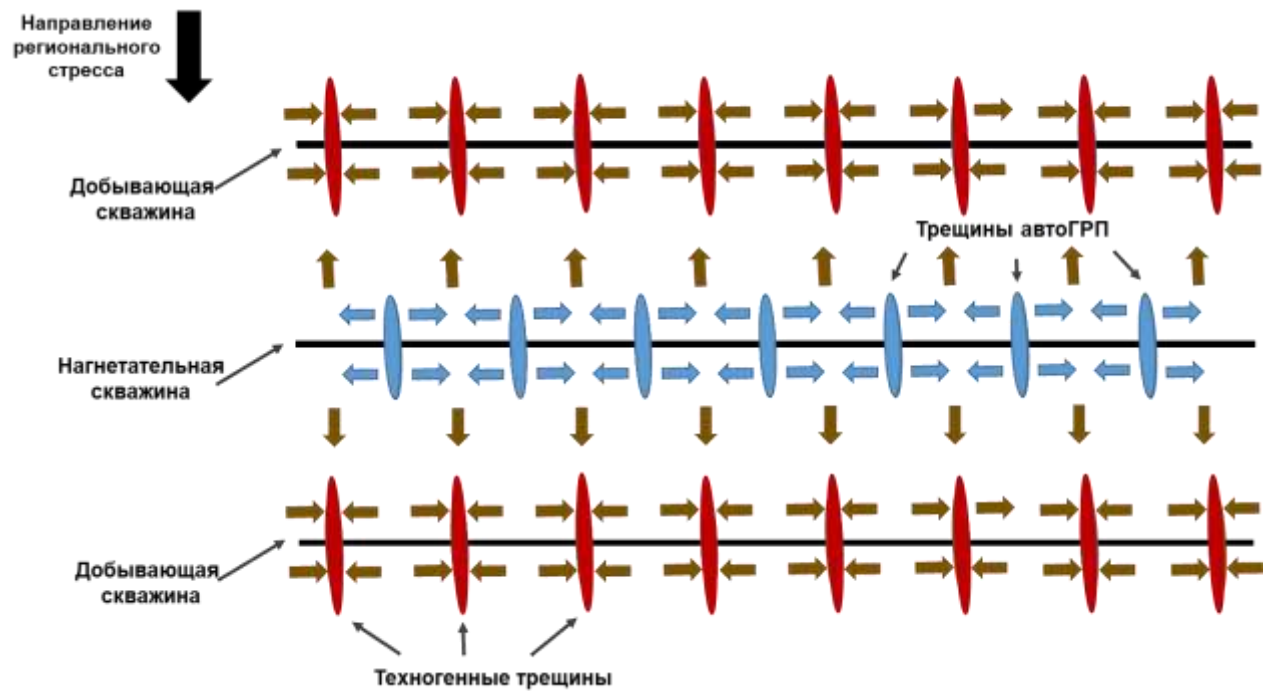


Рисунок 4.6 - Схема расположения добывающих и нагнетательной скважин на рассматриваемом участке низкопроницаемой залежи

Таблица 4.2 - Диапазоны основных параметров расчета

Параметр	Диапазон значений
Расстояние между скважинами по вертикали	400 м
Полудлина трещин ГРП	120 м
Полудлина трещин автоГРП	120 – 390 м.
Начальное поровое давление	26 МПа
Начальное давление закрытия трещины	39 МПа
Проницаемость пласта	0.5 мД
Проницаемость трещинной среды	100000 мД
Вязкость закачиваемой жидкости	0.71 сПз
Пьезопроводность пласта	0.015 м ² /с
Эффективная проницаемая толщина пласта	15 м
Модуль Юнга породы в целевом интервале	20 ГПа
Коэффициент Пуассона породы в целевом интервале	0,27
Коэффициент Био породы в целевом интервале	0,8
Забойное давление на добывающих скважинах	10 МПа
Забойное давление на нагнетательных скважинах	26-65 МПа
Расход закачиваемой жидкости	5-200 м ³ /сут
Количество портов на добывающих скважинах	9
Количество работающих портов на нагнетательных скважинах	8
Длина горизонтальных стволов	1000 м.

Первый этап расчёта, где были определены характеристики равновесных трещин, давления равновесного существования различных длин трещин, расхода равновесного существования трещины, а также критическая длина трещины автоГРП, приведен в разделах 2.4 и 2.5. Полученное давление равновесного состояния трещины являлось входной информацией для забойного давления на нагнетательных скважинах [Базыров и др., 2020]. Как было описано в главе 2, для каждой длины трещины и равновесного давления p_{eq} , с постоянным давлением в добывающей скважине p_b , в рассматриваемой системе разработки существуют определенные равновесные скорости Q_{eq} [Базыров и др., 2020]. Стоит отметить, что равновесные скорости определены для стационарного поля давлений на завершающем этапе разработки месторождений. На этом этапе водонасыщенность находится на максимуме, и можно считать, что расходы на нагнетательных и добывающих скважинах постоянны, также как и давления. Зависимость критического расхода равновесного существования трещины от полудлины трещины показана на рисунок 2.10. Полностью алгоритм моделирования представлен на рисунке 4.7. Помимо гидродинамического и геомеханического моделирования в этом разделе добавился этап моделирования состояния трещин автоГРП.

На этапе калибровки на полевые данные и данные разработки, как и в разделе 4.1, анализируются графики зависимости критического давления от объёма закаченной жидкости, показатели добывающих и нагнетательных скважин. Также анализируются результаты исследований, рассмотренные в разделе 1.2. В случае несовпадения модельных и фактических данных корректируются гидродинамическая и геомеханическая модели, а также дизайны ГРП. Стоит также отметить, что данные могут корректироваться после фактической проводки скважины. На этом этапе происходит расстановка портов и пакеров, что также вносит изменения.

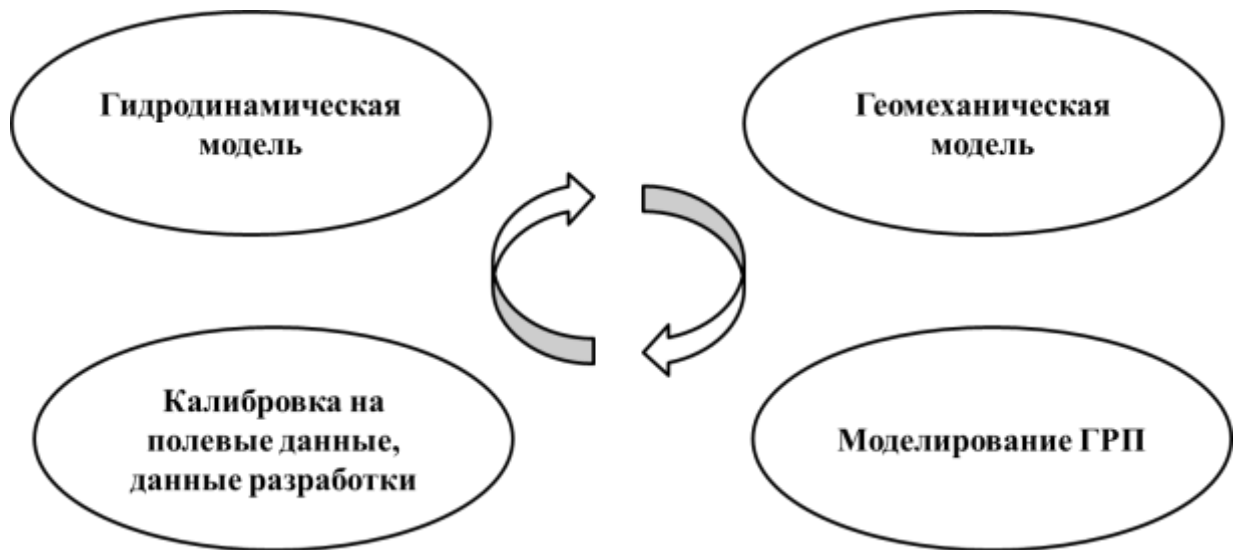


Рисунок 4.7 - Алгоритм моделирования

Основная идея расчёта заключается в поддержании равновесного давления p_{eq} и расхода Q_{eq} для сохранения полудлины трещины автоГРП [Базыров и др., 2020]. В работе проведены расчёты для максимальной водонасыщенности. Реальная скорость роста трещины будет ниже, чем рассчитанная в работе. Этот фактор должен благоприятно повлиять на предотвращение раннего обводнения добывающих скважин [Базыров и др., 2020].

Была решена задача вытеснения для определения коэффициента извлечения нефти (КИН). На рисунке 4.8 показана динамика роста трещины автоГРП с конечной длиной 100 м., которая была рассчитана в соответствии с формулой 4.1 [Базыров и др., 2020]. На рисунке 4.9 показано изменение длины трещины автоГРП в гидродинамическом симуляторе на разных временных шагах. Результаты гидродинамических расчётов на разные временные шаги представлены на рисунке 4.10. Длина трещины автоГРП задавалась на каждый временной шаг в гидродинамический симулятор в соответствии с рассчитанными значениями при помощи формулы (4.1):

$$x_f = \frac{q\mu\sqrt{\pi\alpha t}}{2\pi k h \Delta p}, \quad (4.1)$$

где q – расход закачиваемой жидкости, μ – вязкость закачиваемой жидкости, α – пьезопроводность пласта, k – проницаемость пласта, h – эффективная

проницаемая толщина пласта, Δp – средняя по времени разница между пластовым и забойным давлениями, t – время закачки.

Формула (4.1) может быть выведена для бесконечного пласта. На самом деле на трещину автоГРП будет влиять трещин ГРП. Таким образом, когда трещина автоГРП и трещины ГРП начнут взаимодействовать, трещин автоГРП начнет расти еще медленнее. А когда трещина автоГРП выйдет на свое равновесную длину, то рост трещины прекратится [Базыров и др., 2020].



Рисунок 4.8 - Прогноз динамики роста трещины автоГРП

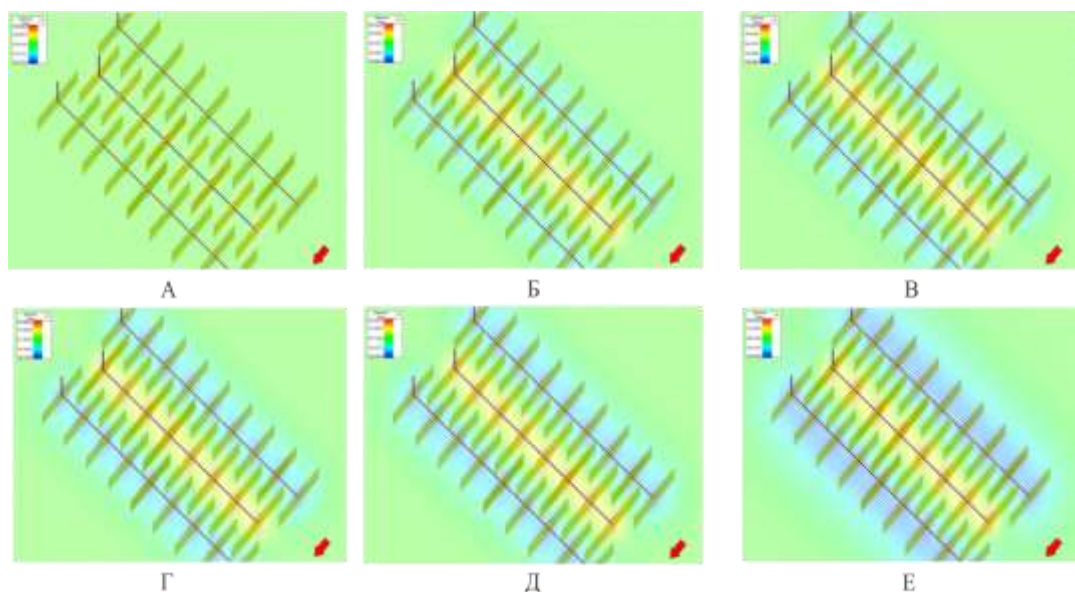


Рисунок 4.9 – Задание длины трещины в ГД симулятор для различных временных шагов.

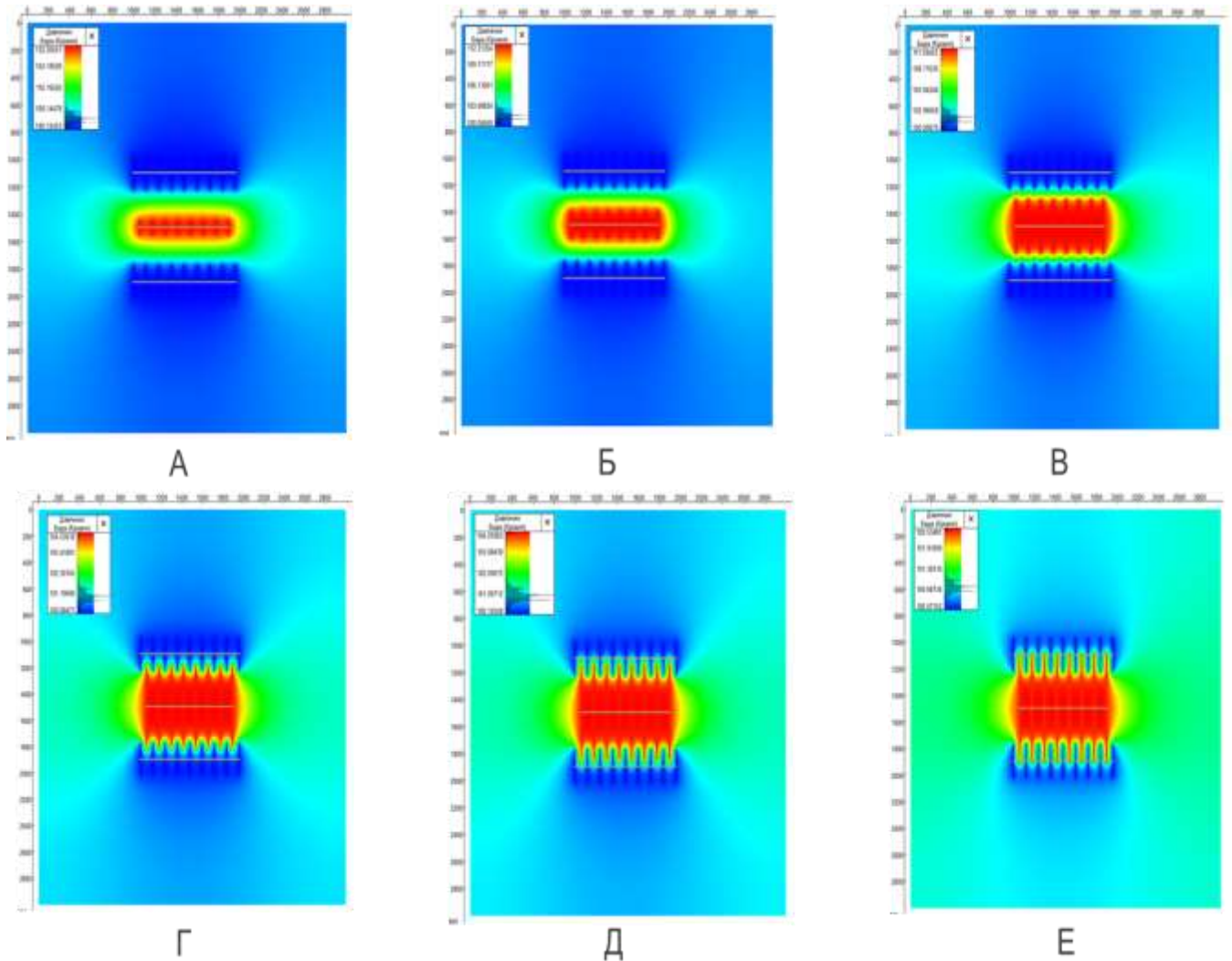


Рисунок 4.10 - Поля поровых давлений для различных временных шагов

Из рисунка 4.8 видно, что вывод скважины на равновесную длину трещины автоГРП 100 м составляет примерно 360 дней

На рисунке 4.11 показаны результаты расчётов. Максимальный КИН соответствует длине трещины 350 метров. Но при полудлине трещины более 100 метров трещина будет находиться в неустойчивом состоянии, что повышает риск преждевременного обводнения добывающих скважин. Последняя точка устойчивого состояния трещины автоГРП соответствует 100 метров. Для данной полудлины трещины КИН равен 0.23 [Базыров и др, 2020]. Таким образом, реально максимальный достижимый КИН будет соответствовать полудлине 100 метров, а для больших полудлин трещин будут высокие риски преждевременного обводнения скважин.



Рисунок 4.11 - Зависимость КИН от полудлины трещины автоГРП

4.3 Выводы по четвертой главе

1. Разработан алгоритм на основе совмещенного гидрогеомеханического моделирования для предотвращения развития трещин автоГРП. Рассчитаны ограничения по забойному давлению и объемам закачки, использованные в дальнейшем при эксплуатации скважины. Выполненные исследования позволили подготовить программу по снижению рисков прорыва трещин автоГРП в добывающие скважины при переводе в нагнетание горизонтальной скважины с поперечными трещинами многостадийного ГРП на одном из месторождений Западной Сибири.

2. На основе комплексирования численных фильтрационной и геомеханической моделей и уравнений роста трещины был предложен метод управления нагнетательной скважиной для образования устойчивой трещины

автоГРП. Метод подразумевает динамический контроль расхода и давления ниже критических. Для исследованного случая время вывода скважины на равновесную длину трещины автоГРП 100 м составило примерно 360 дней.

3. Было определено максимально возможное забойное давление и максимальный расход для устойчивого существования трещин автоГРП. Превышение указанных значений приводит к неустойчивому росту трещин автоГРП.

4. Была решена задача вытеснения для определения коэффициента извлечения нефти. Максимальный достижимый КИН соответствует трещине 100 м и равен 0.23

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итоги выполненного исследования заключаются в следующем:

1. Разработана полуаналитическая модель для анализа эффективности заводнения нагнетательными горизонтальными скважинами с поперечными трещинами многостадийного ГРП. Модель апробирована на пилотном участке низкопроницаемой залежи. Для заданных параметров строения залежи, из всех исследованных равновесных состояний системы трещин устойчивыми оказались только те, в которых полудлины трещин на нагнетательных скважинах не превышали 100 метров. При этом максимально возможное забойное давление для устойчивого существования трещин автоГРП постоянной длины не превышало критическое давление равновесного существования трещины, а максимальный расход не превышал критический расход. Превышение критических значений приводит к неустойчивому росту трещин автоГРП. Получено выражение, позволяющее оценить параметры устойчивого равновесия системы трещин для аналогичных систем разработки при других ФЕС.

2. Проведено математическое моделирование процесса заводнения нефтяных пластов в фиксированной системе разработки с индуцированными трещинами гидроразрыва пласта. Получено, что максимальный возможный КИН в условиях образования устойчивых равновесных трещин автоГРП длиной 100 м составит для изученного случая 0.23 д.е.

3. На основе асимптотических оценок скорости роста трещин на ранних и поздних временах был предложен метод управления нагнетательной скважиной для образования устойчивой трещины автоГРП. Метод подразумевает динамический контроль расхода и давления ниже критических.

4. Выполненные исследования позволили подготовить программу по снижению рисков прорыва трещин автоГРП в добывающие скважины при переводе в нагнетание горизонтальной скважины с поперечными трещинами многостадийного ГРП на одном из месторождений Западной Сибири.

5. Предложена аналитическая модель для определения оптимального давления закачки на нагнетательных горизонтальных скважинах для предотвращения ранних прорывов воды в трещиноватых коллекторах. Для предотвращения ранних прорывов воды в трещиноватых коллекторах был разработан метод определения оптимального давления закачки на нагнетательных горизонтальных скважинах. Предложенный метод позволяет определить оптимальное забойное давление для любой комбинации траектории нагнетательной скважины относительно положения естественной трещины. Разработана и запатентована технология подбора определения траектории бурения скважины на основе учёта напряженного состояния в прискважинной зоне и активности трещин.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ГРП – гидроразрыв пласта

ГДИС – гидродинамические исследования скважин.

КИН - коэффициент извлечения нефти

ППД – поддержание пластового давления.

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

СПИСОК ТЕРМИНОВ

автоГРП: эффект самопроизвольного роста трещин вследствие закачки жидкости под высоким давлением.

гидроразрыв пласта (ГРП): метод повышения нефтеотдачи за счет образования трещин в пласте путем закачки жидкости выше давления разрыва породы.

заводнение: способ поддержания и восстановления пластового давления при разработке месторождения путем закачки воды.

истощение: режим разработки месторождения за счет расходования внутренней энергии залежи.

репрессия: разность между забойным и текущим пластовым давлением.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Книжные издания

1. Баклашов, И.В. Геомеханика: учебник для вузов / в 2 т. Основы геомеханики. – М.: Издательство МГГИ, 2004. - Т. 1
2. Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. Пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского / под ред. А.Г. Ковалева. М.: Недра, 1986. 608 с.
3. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов – М.: Книга по Требованию, 2013. – 332 с.
4. Ипатов, А.И. Научные принципы и применение современных технологий геофизических исследований эксплуатационных скважин для контроля за динамикой разработки нефтегазовых залежей: Дисс. д.т.н., Москва, 1999. – 399 с.
5. Кременецкий, М.И., Ипатов, А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. - М. : МАКС Пресс, 2008.
6. Лехницкий, С.Л.. Теория упругости анизотропного тела. “Наука”, М., 1977, 416 с.
7. Мусхелишвили, Н.И. Некоторые основные задачи математической теории упругости, 5 изд. М.: Наука, 1966 г. 708 стр.
8. Шагиев, Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
9. Экономидес, М., Олини, Р., Валько, П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике/Пер. с англ. А.Корнилов, И.Вафин. М. - Институт компьютерных исследований, 2007. - стр. 236.
10. Эрлагер, Р.мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – МосквИжевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512с.
11. Coussy, O. Poromechanics. New York: John Wiley and Sons, 2004. 315 p.
12. Fjar, E., Holt, R, Raaen, A, et al. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier Science; 2008 (in [Chapter 4].

13. Hudson, Ja & Harrison, Jp & Popescu, Me. (2002). Engineering Rock Mechanics: An Introduction to the Principles. Applied Mechanics Reviews. 55. 10.1115/1.1451165.

14. Jaeger, J.C., Cook, N.G.W., Zimmerman, R.W., 2007. Fundamentals of Rock Mechanics, fourth ed. John Wiley & Sons, Hoboken.

15. Zoback, M.D., 2007. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Mechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability - Cambridge Press – P. 449.

Патентные документы

16. Способ (варианты) и система (варианты) определения траектории бурения скважины. Патент 2728039 Российская Федерация, МПК E21B 44/00, E21B 47/02, G06F 30/20. / Лукин С.В., Овчаренко Ю.В., Жигульский С.В.; **Базыров И.Ш.**, Ротару А.В., Нигматуллин Р.Р., Морозов Д.О., Грибанов В.А.; заявитель и патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический центр» (ООО «Газпромнефть НТЦ» – № 2019145573; заявл. 30.12.2019; опубл. 28.07.2020. – 6 н. и 24 з.п. ф-лы, 3 ил.

17. Способ разработки нефтяных низкопроницаемых залежей с применением горизонтальных скважин с поперечно-направленными трещинами гидроразрыва пласта. Патент RU 2515628. 20.05.2014. / Байков В.А., Колонских А.В., Евсеев О.В., Галеев Р.Р., Торопов К.В., Степанов М.А., Валеев С.В

18. Способ гидравлического разрыва пласта в двух параллельных горизонтальных стволах скважин. Патент RU 2561420. 27.08.2015./ Ишбулатов С.Ю., Сулейманов Д.Д., Зиганбаев А.Х., Аксаков А.В., Давыдов А.В., Федоров А.И., Давлетова А.Р., Волков Г.В.

19. Способ разработки нефтеносного пласта. Патент RU2613713. 21.03.2017./ Бутула К.К., Сташевский В.Е., Малышев В.В., Верещагин С.А., Хопкинс К.

Статья, раздел из сериального издания

20. Асалхузина, Г. Ф., Давлетбаев, А. Я., Хабибуллин, И. Л. Моделирование дифференциации пластового давления между нагнетательными и

добывающими скважинами на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами // Вестник Башкирского университета. 2016. Т. 21., №3. С. 537–544

21. **Базыров, И.Ш.** Моделирование инициации трещин в трещиноватом коллекторе в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. **И.Ш. Базыров, А.С. Гунькин, Ю.В. Овчаренко, С.В. Лукин, Д.В. Альчибаев, А.А. Шаповалова, И.П. Болгов** // Нефтяное хозяйство. 2019. – № 12. – С. 56-60.

22. **Базыров И.Ш.,** Галеев Р.Р., Ипатов А.И., Каешков И.С., Симаков С.М., Файзуллин И.Г., Шель Е.В., Шеремеев А.Ю., Шурунов А.В., Биккулов М.М., Гаязтдинов Р.К., Учурев Р.П., Яковлев А.А., Логвинюк А.В., 2019. Динамический контроль эффективности заводнения низкопроницаемых коллекторов нагнетательными горизонтальными скважинами с поперечными трещинами многостадийного ГРП: Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC.

23. **Базыров, И.Ш.** Расчёт эволюции давления авто-ГРП с помощью трехмерного геомеханического моделирования : тезисы докладов Международной конференции «Молодежная конференция по математическому моделированию и информационным технологиям», г. Казань, 25-26 апреля 2019 г. / И.Ш. Базыров // TGT Oilfield Services, 2019. – С. 13-14.

24. **Базыров, И.Ш., Шель, Е.В., Хасанов, М.М..** 2020. Анализ эффективности заводнения низкопроницаемых коллекторов нагнетательными горизонтальными скважинами с поперечными трещинами многостадийного ГРП: ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020 – №2 .

25. Байков, В.А., Жданов, Р.М., Муллағалиев, Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами// Нефтегазовое дело. — 2011. — № 1. — с.84-100.

26. Байков, В.А., Бураков, И.М., Латыпов, И.Д., Яковлев, А.А., Асмандияров, Р.Н. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2012. №11. С. 30-33.

27. Байков, В.А., Давлетбаев, А.Я., Усманов, Т.С., Степанова, З.Ю., Асмандияров, Р.Н. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 65-77. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf (дата обращения: 12.04.2019).

28. Белоногов, Е.В., Пустовских, А.А., Ситников, А.Н. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2018 — № 1(7). — С. 49-51.

29. Давлетбаев, А. Я., Асалхузина, Г. Ф., Иващенко, Д. С., и др. Гидродинамические методы контроля за развитием трещин авто-ГРП при заводнении в низкопроницаемых коллекторах. 2015. SPE-176562.

30. Давлетбаев А. Я., Байков В. А., Бикбулатова Г. Р. и др.. Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах. 2014. SPE-171232. <http://dx.doi.org/10.2118/171232-MS>

31. Добрынин, В.М., Черноглазов, В.Н., Городнов, А.В. Новые возможности контроля за разработкой месторождений. Журнал "Нефтяное хозяйство", 1996 N 6, с.29-32.

32. Дубиня, Н.В. Прогнозирование направления развития трещины при повторном гидравлическом разрыве пласта // Материалы конференции. 55-я научная конференция МФТИ. Аэрофизика и космические исследования. 2012. Т. 2. С. 84–86.

33. Кременецкий, М.И., Ипатов, А.И., Городнов, А.В., Черноглазов, В.Н. Мониторинг гидродинамических параметров совместно эксплуатируемых нефтяных пластов// SPE Conference Paper, 138049-RU, 2010. – с. 1-5.

34. Кременецкий, М.И., Мельников, С.И., Ипатов, А.И., Колесникова, А.А., Шорохов, А.А., Буянов, А.В., Мусалеев, Х.З. Новые возможности промысловогеофизических и гидродинамических исследований в добывающих

горизонтальных скважинах при неравномерных профилях притока и приемистости SPE Conference Paper, 187752-RU, 2017. – стр.1-23

35. Кричевский, В.М., Морозовский, Н.А., Гуляев, Д.Н., Биккулов, М.М. Оптимизация работы горизонтальных скважин с многостадийными ГРП по данным скважинных исследований// SPE Conference Paper, 138049-RU, 2015. – стр. 1-8.

36. Мальцев, В.В., Асмандияров, Р.Н., Байков, В.А., Усманов, Т.С., Давлетбаев, А.Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. №5. С. 70-73.

37. Морозовский, Н.А., Кокурина, В.В., Кричевский, В.М., Мельников, С.И. Подходы к количественной интерпретации ГДИС при длительном мониторинге разработки в условиях низкой информативности традиционных технологий// Инженерная практика. – 2012. - №8. – стр.6-11.

38. Мусалеев, Х.З. Оценка длины трещины ГРП по данным численного термодинамического моделирования// 69-я Международная научная студенческая конференция «Нефть и газ», Москва. - 2015. - с. 16-17

39. Салимов, О.В., Гирфанов, И.И., Кочетков, А.В., Морозов, П.Г. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин автоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП. Георесурсы. 2016 г. Т. 18. №1. С.46-50. DOI: 10.18599/grs.18.1.8.

40. Ситников, А. Н., Пустовских, А. А., Рощектаев, А. П., Анджукаев, Ц. В.. Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин/// Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 3. — С. 84–87.

41. Тримонова, М.А., Дубиня, Н.В. Основные закономерности развития трещин автоГРП // Материалы конференции. Триггерные эффекты в геосистемах: материалы третьего Всероссийского семинара-совещания. Москва: ГЕОС, 2015. С. 106-113.

42. Тримонова, М.А., Дубиня, Н.В., Zenченко, Е.В., Zenченко, П.Е., Турунтаев, С.Б. Математическое и физическое моделирование процесса распространения трещины автоГРП // Тезисы докладов. Научная конференция

молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН: тезисы докладов и программа Конференции. Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук. Москва. 2016. С. 66.

43. Шель, Е.В. Влияние контраста упругих модулей пород на развитие трещины ГРП в высоту / Е.В. Шель // SPE, 2017. – 65 с.

44. Шель, Е.В. Моделирование инициации и распространения трещины гидроразрыва пласта в нагнетательной скважине в условиях нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения / Е.В. Шель, П.К. Кабанова, Д.Р. Ткаченко, **И.Ш. Базыров**, А.В. Логвинюк // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2020. – № 2. – С. 36-42

45. Шурунов, А., Яковлев, А., Шеремеев, А. и др. Реализация комплексного подхода к проведению опытно-промышленных работ по разработке низкопродуктивных коллекторов Приобского месторождения. SPE-191581-18RPTC-RU, 2018

46. Янин, А.Н., Черевко, С.А., Влияние направления трещин гидроразрыва на показатели эксплуатации скважин. Oil and gas territory, 2016

47. Aadnoy, B.S., 1988. Modelling of the stability of highly inclined boreholes in anisotropic rock formations. SPE Drilling Eng., 259–268.

48. Aadnoy, B.S., Rogaland, U., Chenevert, M.E., 1987. Stability of highly inclined boreholes. SPE/IADC 16052, SPE/IADC Drilling Conf., New Orleans, LA, Mar. 15–18.

49. Adachi, J.I., Detournay, E., Peirce, A. Analysis of the classical pseudo-3D model for hydraulic fracture with equilibrium height growth across stress barriers, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Volume 47, Issue 4, 2010, Pages 625-639.

50. Afanasyev, A. Timonov, I. Sudeev, et al. Analysis of Multiple Fractured Horizontal Wells Application at Priobskoye field // Paper SPE 162031 Presented at the SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 16–18 October 2012.

51. Alchibaev, D. Application of 3D and near-wellbore geomechanical models for well trajectories optimization / D. Alchibaev, A. Glazyrina, Yu. Ovcharenko, O. Kalinin, S. Lukin, A. Martemyanov, S. Zhigulskiy, I. Chebyshev, A. Sidelnik, **I. Bazyrov**— DOI: 10.2118/187830-MS// SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017, RPTC.—2017.
52. Algeroy, J., Lovell, J., Tirado, G, Meyyappan, R., Brown, G., Greenaway, R., Carney, M., Meyer, J.H., Davies, J.E., Pinzon, I.D. Permanent Monitoring: Taking It to the Reservoir. - : Oilfield Review, 2010. - pp. 34-41.
53. Al-Qahtani, M., Rahim, Z. (2001), A Mathematical Algorithm for Modeling Geomechanical Rock Properties of the Khuff and PreKhuff Reservoirs in Ghawar Field. SPE 68194, Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition 17–20 March, Bahrain p. 123–129, SPE, Bahrain. doi:10.2118/68194- ms
54. Asalkhuzina, G. F., Davletbaev, A. Y., Fedorov, A. I., Yuldasheva, A. R., Efremov, A. N., Sergeychev, A. V., & Ishkin, D. Z. (2017). Identification of Refracturing Reorientation using Decline-Analysis and Geomechanical Simulator (Russian). SPE Russian Petroleum Technology Conference.
55. Asala, H.I., Ah-madi, M., Dahi Taleghani, A.. Why Re-Fracturing Works and Under What Conditions / SPE Annual Technical Conference and Exhibition / Society of Petroleum Engineers. — 2016.
56. Bachman, R.C., Harding, T.G., Settari, A. Tony, and D.A. Walters. "Coupled Simulation of Reservoir Flow, Geomechanics, and Formation Plugging With Application to High-Rate Produced Water Reinjection." Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, February 2003. doi:
57. Barton, C.A., Zoback, M.D., Moos, D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. *Geology*. Geological Society of America. 1995, no. 23 – 8, pp. 683 – 686. (In English)
58. Baykin, Alexey & Golovin, Sergey. (2018). Application of the Fully Coupled Planar 3D Poroelastic Hydraulic Fracturing Model to the Analysis of the Permeability Contrast Impact on Fracture Propagation. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 51. 10.1007/s00603-018-1575-1.

59. **Bazyrov, I.S.**, Glazyrina, A.E., Lukin S.V., et al., 2017. Time-Dependent Hydro-Geomechanical Reservoir Simulation of Field Production: Procedia Structural Integrity, Vol. 6, P. 228–235.
60. **Bazyrov, I.** Dynamic Control of the Efficiency of Waterflooding of Low-Permeability Reservoirs by Horizontal Injection Wells With Transverse Multi-Stage Hydraulic Fractures / **I. Bazyrov**, R. Galeev., A. Ipatov, I. Kayeshkov, S. Simakov, I. Fayzullin, E. Shel, A. Sheremeev, A. Shurunov, A. Yakovlev, M. Bikkulov, R. Gayaztdinov, R. Uchuev, A. Logvinyuk – DOI: 10.2118/196739-MS // SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC.–2019.
61. **Bazyrov, I.** Fracture closure pressure evolution prediction in water-injection wells using hydrogeomechanical modeling: тезисы докладов Международной конференции «Future Petroleum Engineers forum», г. Пекин, 18-19 мая 2019 г. / **I. Bazyrov, I. Chebyshev** // Китайский нефтяной университет, 2019. – С. 1-19.
62. **Bazyrov, I.**, Shel, E., Gimazov, A., Roshchektaev, A., & Khasanov, M. (2020, September 18). Case Study on Waterflooding of Low-Permeability Reservoirs by Horizontal Wells with Water-Injection Induced Fractures. American Rock Mechanics Association.
63. Biot, M. A. Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid. Journal of Applied Physics. 1955. Vol. 26, no. 2. P. 182–185.
64. Biot, M.A. Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media. 1962. J. Appl. Phys. 33, p. 1482–1498.
65. Bradley, W.B., 1979. Failure of inclined borehole. J. Energy Resour. Technol., Trans. ASME 101, 233–239.
66. Bratov, V. (2018). Numerical Models for Hydraulic Refracturing on Vertical Oil Wells. International Journal of Engineering & Technology, 7(4.26), 279–284. doi:http://dx.doi.org/10.14419/ijet.v7i4.26.27937
67. Carter, R.D. Derivation of the general equation for estimating the extent of the fractured area, Appendix of «Optimum Fluid Characteristics for Fracture

Extension», by Howard, G.C., and Fast, C.R., Drilling and Production Practice. API, 1957. 261-268 p.

68. Chavez, J. C., & McCurdy, P. (2005, January 1). Water Flooding Efficiency in a Scenario of Multiple Induced Fractures, an Applied Geomechanical Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97526-MS

69. Clifford, P. J. Simulation of waterflood fracture growth with coupled fluid flow, temperature and rock elasticity. Proceedings 1st European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Cambridge, 1989. P. 23-44.

70. Clifton, R.J., Wang, J.J. Modeling of poroelastic effects in hydraulic fracturing// SPE 21871-MS. – 1991.

71. Crawford, Brian & Liang, Yueming & Gaillot, Philippe & Amalokwu, Kelvin & Wu, Xianyun & Valdez, Robert. (2020). Determining Static Elastic Anisotropy in Shales from Sidewall Cores: Impact on Stress Prediction and Hydraulic Fracture Modeling. 10.15530/urtec-2020-2206.

72. Davletova, A. R., Bikbulatova, G. R., Fedorov, A. I., Davletbaev, A. Ya. 2014. Geomechanical Simulation of Hydraulic Fractures Growth Direction and Trajectory in the Low Permeability Reservoirs Development. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft". No. 1: 40–43. (Russian).

73. Davletova, A. R., Fedorov, A. I., and G. A. Shchutsky. "Risk analysis of self-induced hydraulic fracture growth in vertical plane (Russian)." OIJ 2019 (2019): 50–53.

74. Deily, F.H., Owens, T.C., 1969. Stress around a wellbore. SPE 2557, 44th SPE Ann. Fall Meeting of AIME held in Denver, CO, Sep. 28–Oct. 1.

75. Dikken, B.J. and Niko, H. Waterflood-Induced Fractures: A Simulation Study of Their Propagation and Effects on Waterflood Sweep Efficiency, SPE 16551 presented at the 1987 Offshore Europe Conference, Aberdeen, Sept. 8-11.

76. Duplyakov, V., Morozov, A., Popkov, D., Vainshtein, A., Osiptsov, A., Burnaev, E., ... Staritsyn, M. (2020, September 22). Practical Aspects of Hydraulic Fracturing Design Optimization using Machine Learning on Field Data: Digital Database, Algorithms and Planning the Field Tests. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/203890-MS

77. Eaton, B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations: Journal of petroleum technology, 1969, no. 21 (10):1353–1360.
78. Eaton, B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. J Pet Technol 1969;21(1):351-3.
79. Economides, M. J., Brand, C. W., & Frick, T. P. (1996, December 1). Well Configurations in Anisotropic Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/27980-PA
80. Economides, M., & Martin, A. N. (2010, January 1). How To Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal, and Vertical Fractured Completions. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/134424-MS
81. Fallahzadeh, S.H., Shadizadeh, S.R. A new model for analyzing hydraulic fracture initiation in perforation tunnels. Energ Source Part A 2013;35:9e21.
82. Fedorov, A. I., Davletova A. R. 2014. Reservoir stress state simulator for determining of fracture growth direction. Geophysical research. Vol. 15. No. 1: 15–26. <http://gr.ifz.ru/soderzhanie/tom-15-nomer-1-2014/> (Russian) Peichao L. 2008.
83. Fetkovich, M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves // Journal of Petroleum Technology. - June 1980. - p. 1065-1077
84. Fischer, K., Ferreira, F.C., Holzberg B.B., et al. Integrated modeling of formation damage and multiple induced hydraulic fractures during produced water reinjection. In: SPE Latin America and caribbean petroleum engineering conference. Society of Petroleum Engineers; 2017.
85. Fisher, M. & Warpinski, Norman. (2012). Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data. SPE Production & Operations - SPE PROD OPER. 27. 8-19. 10.2118/145949-PA.
86. Foda, S. (2015, July 1). Refracturing: Technology and Reservoir Understanding are Giving New Life to Depleted Unconventional Assets. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0715-0076-JPT
87. Gallivan, J.D., Kilvington, L.J., Shere, A.J. Experience With Permanent Bottomhole Pressure/Temperature Gauges in a North Sea Oil Field, SPE 13988 // SPE Production Engineering. - 1988. - pp. 637-642.

88. Garia, Siddharth & Arnab, · & Ravi, Kaviya & Nair, Archana & Pal, Arnab. (2019). A comprehensive analysis of the relationships between elastic wave velocities and petrophysical properties of sedimentary rocks based on laboratory measurements. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 9. 10.1007/s13202-019-0675-0.
89. Golovin, S.V., Baykin A.N. Stationary dipole at the fracture tip in a poroelasticmedium// *International Journal of Solids Structures*. – 2015. –V.69-70. – P. 305-310.
90. Golovin, S.V., Baykin, N.A. 2018. Influence of pore pressure on the development of a hydraulic fracture in poroelastic medium. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, Vol. 108, P. 198-208.
91. Gringarten, A.C., Ramey, H.J. Jr. and Raghavan, R. Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture// *SPE Journal*. - 1974. - 14: Vol. 4. - pp. 347-360.
92. Gringarten, A.C., Ramey, H.J. Jr., The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady Flow Problems in Reservoirs // *SPE Journal*. - 1973. - 13: T. 5. - p. 285-296
93. Gringarten, A.C., Reservoir Limit Testing For Fractured Wells // *SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*. - Houston, Texas. -1978. - SPE7452
94. Hagoort, J.: "The Mechanics of a Linear Hydraulic Fracture in Poro-Elastic Media," paper SPE 7110, revised manuscript received Feb. 16, 1980.
95. Haimson, B.C., Fairhurst, C., 1967. Initiation and extension of hydraulic fractures in rocks. *Soc. Petrol. Eng. J.* 7, 310–318.
96. Horne, R.N. *Modern Well Test Analysis*. - : Petroway Inc., 1995. – 257p.
97. Hossain, M.M., Rahman, M.K., Rahman S.S. Hydraulic fracture initiation and propagation: roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes. *J Pet Sci Eng* 2000;27:129-49.
98. Hou, B., Chen, M., Zhimeng, L., Wang, Y., Diao, C. Propagation area evaluation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs // *Petroleum Exploration and Development*. 2014. Vol. 41. No. 6. P. 833–838.

99. Huang, J., Griffiths, D.V., Wong, S. Initiation pressure, location and orientation of hydraulic fracture. *Int J Rock Mech Min* 2012;49:59-67.
100. Hubbert, M.K., Willis, D.G., 1957. Mechanics of hydraulic fracturing. *Trans. AIME* 210, 153–166.
101. Jaeger, J.C., 1960. Shear failure of anisotropic rocks. *Geol. Mag.* 97 (1), 65–72.
102. Jarrell, P.M., Stein, M.H., Maximizing injection rates in wells recently converted to injection using hearn and hall plots, SPE-21724-MS, 1991.
103. Ji, Lujun, Settari, A. Tony, Sullivan, R.B., and D. Orr. "Methods For Modeling Dynamic Fractures In Coupled Reservoir And Geomechanics Simulation." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, September 2004.
104. Ji, Lujun, Settari, Antonin, and Richard, B. Sullivan. "A Novel Hydraulic Fracturing Model Fully Coupled With Geomechanics and Reservoir Simulation." *SPE J.* 14 (2009): 423–430.
105. Jin, L., Zoback M.D. Modeling induced seismicity: inter-seismic quasi-static triggering in a discretely fractured poroelastic Medium. *DFNE* 18 – 603. 2018. The 2nd International Discrete Fracture Network Engineering Conference held in Seattle, Washington.
106. Kabanova, Polina & Shel, Egor. (2020). Modeling of Water-Induced Fracture Growth Pressure Using Poroelastic Approach. 10.3997/2214-4609.202035065.
107. Khasanov, M.M., Krasnov, V.A., Korotovskikh, V.A., Determination of the optimal flow back period of oil wells (In Russ.), *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO "Rosneft"*, 2007, no. 5, pp. 19-21.
108. Khasanov, M.M., Krasnov, V.A., Musabirov, T.R., Mukhamedshin, R.K. *Tekhniko-ekonomicheskii analiz sistem razrabotki, sformirovannykh skvazhinami s treshchinami GRP* (Techno-economic analysis of development systems formed wells with fractures from hydraulic fracturing). *Neftyanoe khoziaistvo – Oil Industry*, 2009, Issue 2, pp. 92-96.

109. Kirsch (1898). “Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre”. Zeitschrift des Vereines deutscher Ingenieure 42, 797–807.
110. Koning, E.J.L. Fractured water-injection wells. Analytical modelling of fracture propagation. SPE 14684, 1985.
111. Koning, E.J.L. Poro- and thermo-elastic rock stresses around a wellbore. 1985.
112. Kudryashov, S.I., Bachin S.I., Pasyukov A.G. et al. Hydraulic fracturing as a way of developing low permeability reservoirs. Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry, 2006, Issue 7, pp. 80-83
113. Lee, J. Well Testing. - 1982. - SPE Textbook Series: Vol. 1
114. Lekhnitskii, S.G., 1963. Theory of Elasticity of an Anisotropic Elastic Body. Holden-Day, San Francisco.
115. Li, W, Soliman, M, Han, Y. Microscopic numerical modeling of thermo-hydro-mechanical mechanisms in fluid injection process in unconsolidated formation. J Pet Sci Eng 2016a;146:959-70.
116. Li, Y, et al. The second critical capillary number for chemical flooding in low permeability reservoirs: Experimental and numerical investigations. Chem Eng Sci 2019;196:202-13.
117. Makhota, N., Davletbaev, A., Federov, A., Asmandiyarov, R., Afanasiev, I., Sergeychev, A., & Yamalov, I. (2014, October 14). Examples of Mini-Frac Test Data Interpretation in Low-Permeability Reservoir (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171175-RU
118. Martemyanov, A., Shel, E., Bratov, V., Chebyshev, I., Paderin, G., & **Bazyrov, I.** (2019, October 22). Conditions of Secondary Fracture Reorientation for Cases of Vertical and Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/196966-MS
119. Mukherjee, H., & Economides, M. J. (1991, June 1). A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18303-PA

120. Nolte, K.G. Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline Analysis, SPE 8341// Society of Petroleum Engineers. - 1979. - pp. 1- 16.
121. Nolte, K.G., A general analysis of fracturing pres- sure decline with application to three models, SPE 12941, J.P.T., pp. 571-582, Dec. 1986.
122. Nolte, K.G. and Smith, M.B., 1981. Interpretation of Fracturing Pressures/-/ JPT (September), P. 1767-1775.
123. Nordgren, R.P. 1972. Propagation of a vertical hydraulic fracture. Society of Petroleum Engineers Journal, Vol. 12(04), P. 306-314. SPE-3009
124. Ovcharenko, Yu.V., Gumerov, R.R., **Bazyrov, I.Sh.** et al., Well killing specifics in conditions of fractured and porous carbonate reservoirs of the Eastern part of the Orenburgskoye oil-gas-condensate field (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 12, pp. 52-56.
125. Pavlov, V., Korelskiy, E., Butula, K. K., Kluybin, A., Maximov, D., Zinovyev, A., Grachev, O. (2016, October 24). 4D Geomechanical Model Creation for Estimation of Field Development Effect on Hydraulic Fracture Geometry (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/182020-RU
126. Perkins, T.K., Kern, L.R. 1961. Widths of hydraulic fractures. Journal of Petroleum Technology, Vol. 13(09), P. 937-949. SPE-86-PA
127. Perkins, T.K., Gonzalez, J.A. The effect of thermo-elastic stresses on injection well fracturing. SPEJ, Feb. 1985, PP• 78-88.
128. Rahman et al. Interaction between induced hydraulic fracture and pre-existing natural fracture in a poro-elastic environment: effect of pore pressure change and the orientation of natural fractures. In: Asia pacific oil and gas conference & exhibition. Society of Petroleum Engineers; 2009.
129. Retnanto, A., Frick, T. P., Brand, C. W., & Economides, M. J. (1996, January 1). Optimal Configurations of Multiple-Lateral Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/35712-MS
130. Roussel, N. P. Theoretical Study on Reorientation Mechanical of hydraulic Fractures. SPE 105724. Roussel N. P., Sharma M. 2012. Role of Stress Reorientation in the Success of Refracture Treatments in Tight Gas Sands. SPE134491.

131. Roussel, N. P., & Sharma, M. M. (2013, February 1). Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/146103-PA
132. Settari, A., & Warren, G. M. (1994, January 1). Simulation and field analysis of waterflood induced fracturing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/28081-MS
133. Shel, E.V., Paderin, G.V. 2019. Analytical solution of the pseudo-3D model for hydraulic fracturing in a storage-dominated regime. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Vol. 114, P. 92-100.
134. Shel, E.V., Paderin, G.V., Kabanova, P.K. 2018. Testing methodology for the hydrofracturing simulator (Russian). Oil Industry Journal, 2018(12), P. 42-45.
135. Shel, E.V., Paderin, G.V., Kabanova, P.K. 2018. Testing methodology for the hydrofracturing simulator (Russian). Oil Industry Journal, 2018(12), P. 42-45.
136. Shel, E., Paderin, G., Kazakov, E., Sayfutdinov, E., Gaynetdinov, R., Uchuev, R., ... Prutsakov, A. (2020, September 22). Technological and Economical Optimization of a Hydraulic Fracturing Design: Choice of Proppant, Liquid and Pump Schedule. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/203888-MS
137. Simonson, E.R., Abou-Sayed, A.S. and Clifton R.J.(1978). Containment of massive hydraulic fractures, SPEJ, 27-32.
138. Sitnikov, A. N., Pustovskikh, A. A., Belonogov, E. V., Samolovov, D. A., & Kubochkin, N. S. (2016, December 1). Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development by wells with multi-stage fracturing (Russian). Oil Industry Journal.
139. Song, B., Economides, M. J., & Ehlig-Economides, C. A. (2011, January 1). Design of Multiple Transverse Fracture Horizontal Wells in Shale Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/140555-MS
140. Sun J, Deng J, Yu B, et al. Model for fracture initiation and propagation pressure calculation in poorly consolidated sandstone during waterflooding. J Nat Gas Sci Eng 2015;22:279-91.

141. Tan, C.P., Willoughby, D.R., 1993. Critical mud weight and risk contour plots for designing inclined wells. SPE 26325, 68th Ann. Tech. Conf., Houston, TX, Oct. 3–6. 2000;27:129e49.
142. Terzaghi, K. Theoretical Soil Mechanics. New York: John Wiley and Sons, 1943. 510 p.
143. Timonov, A. V., Zaguzenno, A., Alanasiev, I., Masanov, M., & Pasyukov, A. (2006, January 1). System approach to hydraulic fracturing optimization in Rosneft oilfields. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/104355-MS
144. Warpinski, N. R., Engler, B. P., Young, C. J., Peterson, R., Branagan, P. T., & Fix, J. E. (1995, January 1). Microseismic Mapping of Hydraulic Fractures Using Multi-Level Wireline Receivers. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/30507-MS
145. Warpinski, N. R., Mayerhofer, M. J., Agarwal, K., & Du, J. (2012, January 1). Hydraulic Fracture Geomechanics and Microseismic Source Mechanisms. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/158935-MS
146. Waters, G, Weng, X. The impact of geomechanics and perforations on hydraulic fracture initiation and complexity in horizontal well completions. Society of Petroleum Engineers; 2016.
147. Yew, C.H., Mear, M.E., Chang C.C., et al. On perforating and fracturing of deviated cased wellbores. In: SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers; 1993.
148. Yu, Lu, Haitao, Li, Cong, Lu, Keliu, Wu, Zhangxin, Chen, Jing Li, Xiaoxu, Tang, Xiaodong, Huang, Mingdeng, Tang, Predicting the fracture initiation pressure for perforated water injection wells in fossil energy development, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 31, 2019 Pages 16257-16270, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.208>.
149. Zhang, G. Q., Chen, M. (2010). Dynamic fracture propagation in hydraulic re-fracturing. Journal of Petroleum Science and Engineering, 70(3-4), 266-272.
150. Zhigulskiy, S., Rotaru, A., Kurbanov, V., Zadvornov D., Maximov, D., Ereemeev, A., Rijikov, P. The Analysis of Critically Stressed Fractures with

Reconstruction of Tectonic Stresses for Ranging the Area by Production Rates via Example of Riphean Carbonate Fractured Reservoir. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2018. SPE-191627-18RPTC-RU, p. 14.

151. Zhu, H.Y., Deng, J.G., Chen, Z.J., et al. Perforation optimization of hydraulic fracturing of oil and gas well. Geomech Eng 2013;5:463-83.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Патент РФ на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2728039

Способ (варианты) и система (варианты) определения траектории бурения скважины

Патентообладатель: **Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть Научно-Технический Центр" (ООО "Газпромнефть НТЦ") (RU)**

Авторы: **Лукин Сергей Владимирович (RU), Овчаренко Юрий Викторович (RU), Жигульский Светлана Владимировна (RU), Базыров Ильдар Шамилович (RU), Ротару Анна Васильевна (RU), Нигматуллин Руслан Рамилевич (RU), Морозов Дмитрий Олегович (RU), Грибанов Василий Александрович (RU)**

Заявка № 2019145573

Приоритет изобретения 30 декабря 2019 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 28 июля 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 30 декабря 2039 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Справка о внедрении результатов научно-квалификационной работы



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
(ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»)

Адрес для корреспонденции:
ул. Почтамтская, д. 3-5, литер А, Санкт-Петербург, 190000
ОКПО 42045241, ОГРН 1025501701686,
ИНН 5504036333, КПП 997250001
Тел.: +7 812 363-31-52, 8 800 700-31-52
Факс: +7 812 363-31-51, 8 800 700-31-51
e-mail: info@gazprom-neft.ru
www.gazprom-neft.ru

№ _____
на № _____ от _____

Справка

о внедрении результатов научно-квалификационной работы (диссертации)

Базырова Ильдара Шамилевича

Настоящая справка дана о том, что в ПАО «Газпром нефть» (г. Санкт-Петербург) используются результаты научно-квалификационной работы (диссертации) аспиранта Санкт-Петербургского горного университета Базырова Ильдара Шамилевича на тему «Контроль и регулирование роста техногенных трещин при вытеснении нефти из низкопроницаемых коллекторов».

Результаты работы были использованы для подготовки программы по снижению рисков прорыва трещин автоГРП в добывающие скважины при переводе в нагнетание горизонтальной скважины с поперечными трещинами многостадийного ГРП на Приобском месторождении. Были рассчитаны ограничения по забойному давлению и объемам закачки, использованные в дальнейшем при эксплуатации скважины для снижения риска развития трещин автоГРП.

С уважением,

Начальник департамента
программ повышения эффективности
бизнеса

Ситников А.Н.

Ситников А.Н. (078) 2224