

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

На правах рукописи



ИЗОТОВ АЛЕКСЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН В
НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРЕ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель.
Доктор технических наук, профессор
Мулявин Семен Федорович

Тюмень – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПУТЯХ БЫСТРОГО ТРАНСПОРТА ВОДЫ В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ	11
1.1 Концепция суперколлектора.....	12
1.2 Выявление каналов низкого фильтрационного сопротивления.....	17
1.3 Концепция струйного вытеснения нефти водой.....	23
1.4 Техногенные трещины между забоями скважин	24
2 ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ТРЕЩИН САМОПРОИЗВОЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОДЫ	32
2.1 Причины формирования трещин автоГРП.....	33
2.2 Анализ промысловых данных реализации заводнения на низкопроницаемых коллекторах.....	37
2.3 Специальные методы исследования роста техногенных трещин	46
2.4 Существующие подходы к моделированию развития трещин	51
2.5 Примеси в воде используемой для заводнения.....	53
3 КОНЦЕПЦИЯ АДАПТИВНОГО МЕХАНИЗМА РАЗВИТИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН ПРИ НАГНЕТАНИИ ВОДЫ	58
3.1 Концепция адаптивного механизма развития техногенных трещин.....	58
3.2 Снижение проницаемости при фильтрации воды с примесями	60
через пористую среду	60
3.3 Физико-математическая модель роста техногенной трещины	62
3.4 Анализ результатов численного моделирования роста техногенных трещин в нефтяном пласте при заводнении.....	69
4 УЧЕТ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УВАТСКОГО ПРОЕКТА	82
4.1 Характеристика выбранного объекта	82
4.2 Численное моделирование роста техногенной трещины	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	89
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	90
ПРИЛОЖЕНИЕ А	113

ПРИЛОЖЕНИЕ Б 114

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Энергетической стратегией РФ до 2050 года, предусмотрен темп отбора запасов нефти на уровне 540 млн. т в год. Основная часть добычи должна быть обеспечена месторождениями, уже введенными в разработку с заводнением как базовой технологией воздействия. Несмотря на существенный за последние десятилетия прогресс в развитии технологий добычи, эффективность заводнения снижается. Развитие техногенных трещин в объеме пласта часто сопутствует закачке воды в нагнетательные скважины, особенно в низкопроницаемых коллекторах. Неконтролируемое увеличение протяженности трещин может приводить к раннему прорыву воды в добывающие скважины, снижению нефтеотдачи и нерациональному использованию закачиваемой воды. Таким образом, для повышения эффективности разработки нефтяных залежей, находящихся в низкопроницаемых коллекторах, актуально совершенствование традиционных и внедрения новых методов количественной оценки длины и скорости роста трещин при различных режимах закачки. Полноценный учет всех факторов, влияющих на развитие трещин, определяет эффективность заводнения и, соответственно, объем и полноту извлечения запасов нефти.

Степень разработанности темы исследования

Повышению эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов с применением заводнения в качестве базовой технологии и оценке влияния техногенных трещин на выработку запасов посвящены работы отечественных и зарубежных исследователей, в их числе А. В. Афанасьев, И. Э. Апельцин, В. А. Байков, Ю. П. Борисов, А. Т. Горбунов, С. И. Грачев, С. К. Грачева, Р. Н. Дияшев, С. Н. Закиров, Р. Д. Каневская, Р. И. Медведский, Н. Н. Михайлов, С. Ф. Мулявин, А. В. Насыбуллин, А. П. Телков, М. М. Хасанов, К. С. Юсупов, А. Н. Янин, К. К. Butula, В. Hastedt, М. М. Sharma, Р. J. Van den Hoek, S. T. Yuster и др. Вопросам моделирования образования и развития трещин гидроразрыва пласта посвящены исследования таких ученых, как И. Ш. Базыров, А. Н. Байкин, Г. И. Баренблатт, Ю. Н. Гордеев, Ю. П. Желтов, А. В. Стрекалов, В. Р. Тагирова, К. М. Федоров, С. А.

Христианович, С. Г. Черный, Е. А. Detournay, А. F. Geertsma, L. R. Kern, M. J. Mayerhofer и др.

Основой исследования послужили принципы, сформированные Р. И. Медведским и представляющие собой ядро его научной школы, посвящённой изучению влияния техногенных трещин, образующихся при закачке воды на эффективность разработки нефтяных месторождений. Данная работа является продолжением и развитием научных представлений, заложенных профессором Р. И. Медведским под чьим научным руководством, ранее работал автор.

Цель диссертационной работы - повышение коэффициента извлечения нефти при заводнении низкопроницаемых пластов за счет прогнозирования развития техногенных трещин в процессе закачки воды в нагнетательные скважины на основе разработанной физико-математической модели и результатов геолого-промыслового анализа разработки месторождений Западной Сибири.

Основные задачи исследования

1. Разработать концепцию роста протяженных техногенных трещин, интегрирующую явление автоГРП и пути быстрого транспорта воды. Выявить влияние протяженных техногенных трещин в низкопроницаемом коллекторе, образующихся при закачке воды в нагнетательные скважины на процесс нефтеизвлечения и обводнение добывающих скважин.

2. Выявить и обосновать роль концентрации твердых взвешенных частиц, в закачиваемой воде в снижении проницаемости породы призабойной зоны пласта и росте техногенных трещин.

3. Разработать физико-математическую модель для определения длины техногенной трещины в процессе закачки воды. Оценить длину трещин на основе фактических данных эксплуатации скважин и результатов расчета на физико-математической модели для различных условий эксплуатации.

4. Разработать методику учета влияния техногенных трещин в нагнетательных скважинах при расчете коэффициента охвата и плотности сетки скважин.

Объектом исследования является процесс развития техногенных трещин в пласте при заводнении низкопроницаемых коллекторов.

Предметом исследования является изучение влияния твердых взвешенных частиц содержащихся в закачиваемой воде на развитие техногенных трещин в пласте при заводнении низкопроницаемых коллекторов.

Научная новизна работы

1. Предложена концепция роста техногенных трещин в процессе закачки воды, содержащей механические примеси, на масштабах времен, сопоставимых с процессом заводнения, интегрирующая явления автоГРП, формирования техногенных трещин и путей быстрого транспорта воды.

2. Разработана физико-математическая модель роста техногенной трещины в нагнетательной скважине, вскрывающей терригенный пласт, учитывающая комбинацию численных фильтрационной, гидравлической, геомеханической моделей и загрязнение стенок трещин как зависящий от времени процесс, связанный с расходом воды и концентрацией примесей. Для условий нагнетательной скважины и нестационарного поля давлений получены зависимости полудлины техногенной трещины от величины приемистости, концентрации механических примесей и снижения проницаемости стенок трещины, выявлены условия остановки роста трещины в длину.

3. Предложена методика оценки плотности сетки скважин и коэффициента охвата, позволяющая учитывать наличие техногенных трещин в нагнетательных скважинах с наклонно-направленным профилем.

Теоретическая значимость работы

1. В рамках предлагаемой концепции понятие техногенных трещин включает как трещины автоГРП, так и формируемые пути быстрого транспорта воды. Принимается, что механизмом их формирования является загрязнение призабойной зоны пласта и повышение забойного давления в нагнетательных скважинах. Установленный механизм формирования техногенных трещин в низкопроницаемых пластах создает новый класс задач - анализ механизма загрязнения призабойной зоны пластов в зависимости от характеристик закачиваемой в пласт воды.

2. Концепция и модель роста техногенных трещин порождают новый класс задач – элементы гидродинамики заводнения в пласте с техногенными

трещинами. Введен новый временной масштаб моделирования развития трещин (месяцы, годы). На основе анализа экспериментальных и промысловых данных показано, что формирование и раскрытие трещин при превышении давления развития и их рост в процессе заводнения являются разномасштабными временными процессами. Скорость развития техногенных трещин определяется медленными процессами загрязнения пласта вблизи трещин, при этом размеры трещин подстраиваются под целевую приемистость.

3. Предложенная методика учета техногенных трещин при оценке плотности сетки скважин и коэффициента охвата могут служить базой для построения обобщенных теоретических подходов к учету техногенных трещин в добывающих и нагнетательных скважинах, в том числе с горизонтальным окончанием и многостадийным гидроразрывом пласта.

Практическая значимость работы

1. Предложенная единая эволюционная концепция развития техногенных трещин позволяет корректно интерпретировать результаты исследований, определять стадию развития техногенных трещин, обоснованно подходить к выбору геолого-технических мероприятий и гидродинамическому моделированию.

2. Разработанная физико-математическая модель и алгоритм расчета позволяют спроектировать систему заводнения с учетом содержания твердых взвешенных частиц в воде, что позволяет минимизировать риски прорыва закачиваемой воды и повысит коэффициент извлечения нефти из низкопроницаемых пластов.

3. Предложенный способ расчета плотности сетки скважин с техногенными трещинами позволяет повысить обоснованность проектных решений, снизить затраты на формирование системы воздействия за счет учета вклада техногенных трещин в коэффициент охвата без влияния на величину конечной нефтеотдачи.

Методология и методы исследования

Исследования проведены с применением геолого-промыслового анализа технологических показателей объектов разработки, математического моделирования, численных и статистических методов.

Положения, выносимые на защиту

1. Концепция, рассматривающая пласт как систему порового коллектора и протяженных техногенных трещин, свойства которых определяются и интерпретируются по данным гидродинамических, промыслово-геофизических и индикаторных методов исследования. Механизм формирования протяженных техногенных трещин как результат загрязнения призабойных зон скважин в процессе закачки воды и роста забойного давления выше давления распространения трещин.

2. Физико-математическая модель роста техногенных трещин, в которой динамика их длины определяется относительно медленным процессом загрязнения пласта вокруг трещин, позволяющая оценить рациональную приемистость нагнетательной скважины без риска прорыва создаваемых водой трещин в добывающие скважины.

3. Расчет плотности сетки скважин и коэффициента охвата должен учитывать техногенные трещины в нагнетательных скважинах с наклонно-направленным профилем.

Личный вклад автора состоит в обосновании цели и задач исследования, выполнении обзора литературных источников, геолого-промыслового анализа состояния разработки ряда месторождений Западной Сибири. Формулировке научной новизны, теоретической и практической значимости работы. Разработке концепций, физико-математической модели, реализации численной модели. Выполнении расчетов, анализе и верификации результатов. Подготовке публикаций по теме диссертации.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность представленных в исследовании выводов, рекомендаций, защищаемых положений подтверждена теоретическими расчетами на гидродинамических и геомеханических программных комплексах.

Результаты работы апробированы на следующих конференциях и семинарах: Научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири», г. Ханты-Мансийск, 23 - 26 ноября 2021 г.; Школа-семинар молодых ученых по теплофизике и механике многофазных систем «Трансформация нефтегазового комплекса 2030», г. Тюмень, 23 - 25 мая 2024 г.; Большая конференция по разработке месторождений, г. Москва, 1 - 2 октября 2025 г.; Нефтегазовый форум «Разведка, добыча, развитие», г. Тюмень, 15 - 16 октября 2025 г.; Научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири», г. Ханты-Мансийск, 11 - 13 ноября 2025 г.

Публикации

Основные положения диссертационной работы опубликованы в 10 публикациях, в изданиях, входящих в перечень рекомендуемых ВАК РФ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

По набору рассмотренных вопросов и их научно-технической направленности диссертационная работа соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, пункту 2. «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода» и пункту 4. «Средства обеспечения комплексного интегрированного проектирования и системного (мульти-дисциплинарного) мониторинга процессов разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода в истощенных месторождениях, водонасыщенных пластах и соляных структурах с целью рационального недропользования».

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, основных результатов и выводов по каждой главе, заключения, списка литературы, включающего 186 наименований. Работа изложена на 114 страницах машинописного текста, содержит 8 таблиц, 49 рисунков и 2 приложения.

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю, профессору кафедры разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, д.т.н. Мулявину С.Ф., эксперту ООО «РН-ГИР», к.т.н. Черемисину Н.А., профессору, д.т.н. Федорову К.М. сотрудникам ООО «РН-ГИР» Афонину Д.Г., Галикееву Р.М., Самойлову М.И., Стрекалову А.В.

1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПУТЯХ БЫСТРОГО ТРАНСПОРТА ВОДЫ В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Обводнение добывающих скважин наблюдается обычно на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с заводнением, что связано с выработкой запасов и продвижением фронта нагнетаемой воды.

Однако все чаще обводнение фиксируется на начальной стадии разработки, в скважинах с наличием подвижных запасов в области дренирования, что обсуждалось в работе [1]. Часто этот факт объясняют [2,3] снижением качества вводимых запасов. Действительно, характерной особенностью современного состояния добычи углеводородов является рост доли вовлекаемых в разработку трудноизвлекаемых запасов: глубокозалегающих, низкопроницаемых, неоднородных по свойствам, расчлененных коллекторов. Современные технологии интенсификации добычи пластов, такие как гидроразрыв пласта, закачка кислот и других химических реагентов, тепловой разогрев, являются достаточно агрессивными воздействиями на призабойную зону скважин и на пласт в целом. При этом, заводнение остается базовой технологией воздействия на пласт, интенсификация которой сводится по экономическим причинам преимущественно к увеличению давления нагнетания [4].

Перемещение закачиваемой воды в нефтяных пластах представляет собой многофакторный процесс, который определяет эффективность извлечения углеводородов при реализации заводнения. Одним из распространенных сопутствующих факторов процесса в низкопроницаемых коллекторах является формирование так называемых путей быстрого транспорта воды, которые могут включать в себя суперколлекторы, каналы низкого фильтрационного сопротивления, техногенные трещины и другие явления. В таких условиях изучение и понимание причин опережающего обводнения скважин являются ключевыми для разработки эффективных стратегий управления разработкой месторождения.

Существуют разные подходы к описанию путей быстрого транспорта воды, В данной главе будут обсуждены основные современные концепции и механизмы, объясняющие их. Существующие в ряде случаев пробелы в объяснении причин в рамках традиционной парадигмы стали причиной выбора автором темы настоящего исследования.

1.1 Концепция суперколлектора

Опережающее обводнение является одной из главных проблем при разработке месторождений с суперколлектором. Закачиваемая вода движется по суперколлектору, чаще всего это трещины или интервалы с аномально высокой проницаемостью, что приводит к раннему обводнению скважин [5]. Наличие суперколлекторов имеют геологическое подтверждение на нескольких крупных нефтяных месторождениях: Тенгизском (Прикаспийский бассейн, Казахстан), где суперколлекторы представляют собой карбонатные породы с трещинами и кавернами [6,7], Тахэ (Китай) с глубиной залегания 5350-6600 м [8], Халахатан (Таримский бассейн, Китай), которые содержат нефть в карстовых трещинах [9]. Эти примеры демонстрируют, как наличие высокопроницаемых трещиноватых и карстовых зон позволяет суперколлекторам быть основными путями для движения нефти и воды.

В работах [10,11] наличием суперколлектора объяснено опережающее проект обводнение скважин и низкая величина прогнозной нефтеотдачи уже в терригенном разрезе шеркалинской свиты Талинской площади Красноленинского месторождения. По мнению авторов [12, 13] образование пропластков суперколлектора массивно-рыхлого типа связано с вторичными разуплотняющими процессами, геотермальным избирательным растворением пород обеспечивающем формирование каверн. Это формирует пути быстрого продвижения закачиваемой воды и обводнения добывающих скважин В последующем для ряда месторождений, например Бахиловского (объект ЮВ1, залежь 4), Усть-Тегусского

(объект Ю1) [14], Ванкорского (НХЗ-4) суперколлектору была придана ключевая роль в объяснении причин обводнения скважин (Рисунок 1.1).

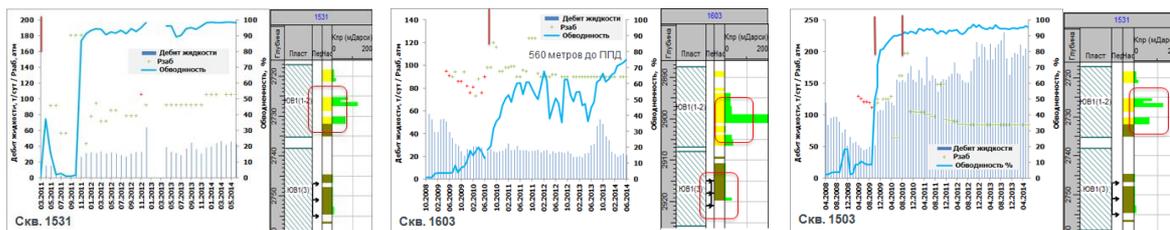


Рисунок 1.1 - Пример динамики обводнения скважин, вскрывших суперколлектор объекта ЮВ₁ Бахиловского месторождения (4 залежь).

Пояснения: красными линиями показывают запуск системы ППД

Методологический подход к исследованию природы суперколлекторов предполагает проведение комплексного геолого-промыслового анализа, включающего изучение региональных обстановок осадконакопления, образцов керна, результатов ГИС и ПГИС, трассерных исследований. Согласно [15] время прихода первых меченых порций жидкости в добывающие скважины при проведении трассерных исследований, взятых для примера по Талинской площади, составляло 20-130 часов с момента ввода индикатора в исследуемый пласт. Расчетная скорость движения нагнетаемой воды в десятки раз выше, чем скорость фильтрации при керновых исследованиях и через основную матрицу пласта и составляет 200-350 м/сут в отдельных случаях 400-550 м/сут в одном доминирующим направлении относительно исследуемой нагнетательной скважины. Эквивалентная данной скорости движения проницаемость составляет 0,5-4,2 мкм². Доля работающих толщин в нагнетательных скважинах по результатам ПГИС составила 12% от вскрытого разреза, что указывает на низкий охват заводнением разреза. Это означает, что движение воды происходит в отдельных интервалах, имеющих невысокую долю в разрезе, но обладающих проницаемостью не характерной для пористых сред.

Обратим внимание, что по обобщенным исследованиям керна, на том же Талинском месторождении, высокопроницаемые интервалы суперколлектора не охарактеризованы каменным материалом, что объясняется несовершенством технологий отбора [16]. Оценка проницаемости методами ГИС имеет низкую

точность, что объясняется интегральной характеристикой порового объема, получаемой при исследовании, без выделения отдельных поровых каналов и каверн. Это относится и к другим терригенным объектам и означает, что геологическое обоснование суперколлектора для таких пластов отсутствует.

Моделирование суперколлектора сводится к выделению по геолого-промысловым данным предполагаемых высокопроницаемых пропластков в разрезе скважин (Рисунок 1.2), площадному картированию зон развития и внесению информации в геологическую модель с предполагаемыми петрофизическими свойствами [16].

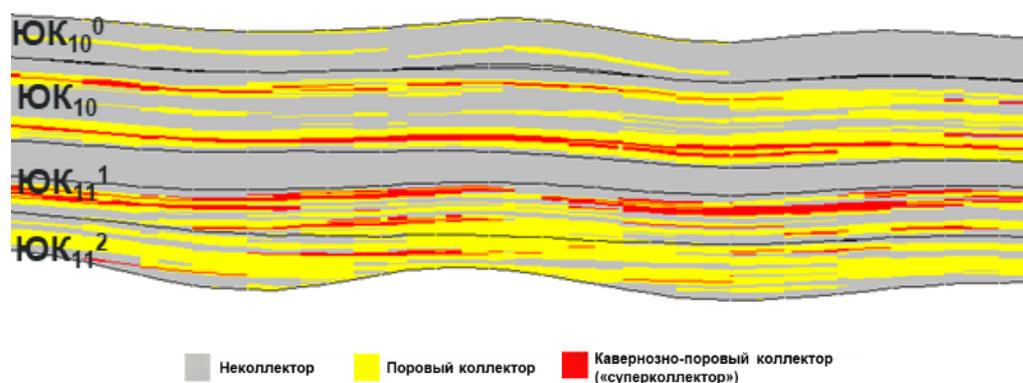


Рисунок 1.2 - Распространение суперколлектора в модели пластов ЮК 10-11
Талинской площади [17]

В гидродинамическую модель суперколлектора уточняется по результатам адаптации динамики работы скважин (Рисунок 1.3). Влияние суперколлектора на входной дебит добывающих скважин, и картирование его распространения на основе этого не рассматривается ввиду отсутствия взаимосвязи.

Авторами [17, 18] установлено, что вода от нагнетательной скважины в модели движется по суперколлектору и обводняет в первую очередь ближайшие добывающие скважины, чего не наблюдается по факту. Не удается воспроизвести в модели стремительное обводнение скважин, в которых признаки суперколлектора по геолого-промысловой информации не выявлены. Это может быть объяснено образованием суперколлектора вследствие техногенных факторов в процессе разработки месторождения. Например, высокие градиенты давления при закачке воды могут приводить к разрыву пород и образованию трещин. Результаты

гидродинамических исследований показывают [19], что закачка воды в объект ЮК₁₀₋₁₁ Талинского месторождения способствовала автоГРП в нагнетательных скважинах (Рисунок 1.4). Трещины могут создавать зоны с высокой проницаемостью, по которым движется вода, что может быть квалифицировано как суперколлектор.

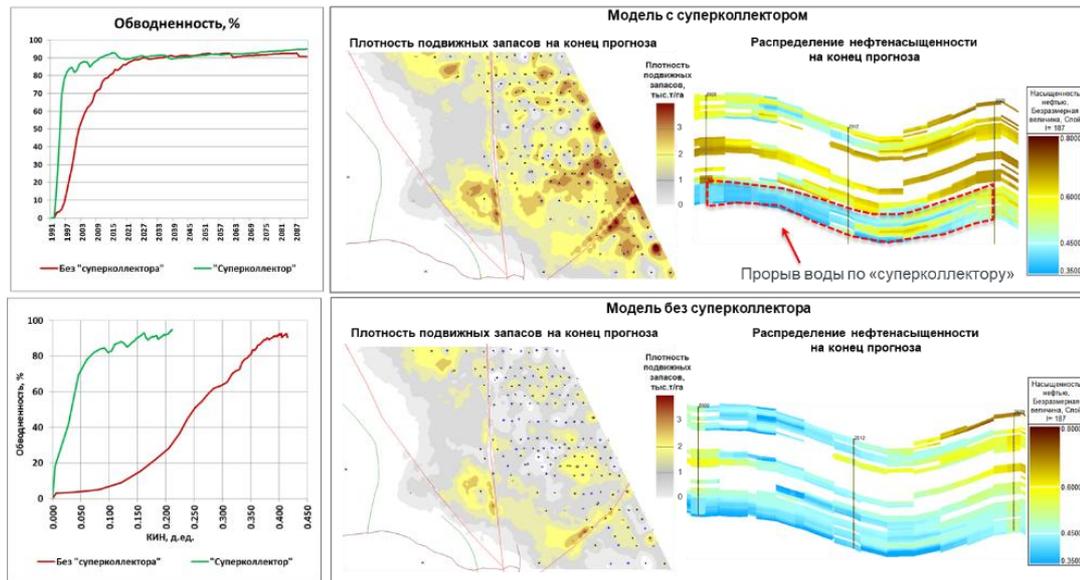


Рисунок 1.3 - Влияние суперколлектора на расчет прогнозных показателей.

Объект ЮК10-11 Талинской площади [17]

В исследованиях [20, 21] показано, что трещины, вызванные закачкой, в низкопроницаемых песчаных пластах играют важную роль в создании высокопроницаемых каналов для фильтрации воды. Эти техногенные трещины могут становиться главными путями движения жидкости [22] в процессе заводнения.

По мнению авторов [23,24] техногенные трещины играют определяющую роль при разработке объектов с суперколлектором, что доказывается на основе геолого-промыслового анализа и адаптации гидродинамической модели на фактические показатели. Без задания в модели протяженных трещин, добиться воспроизведения динамики обводнения и энергетического состояния не удавалось. При этом важно отметить, что трещины не увязаны с применяемой концепцией суперколлектора.

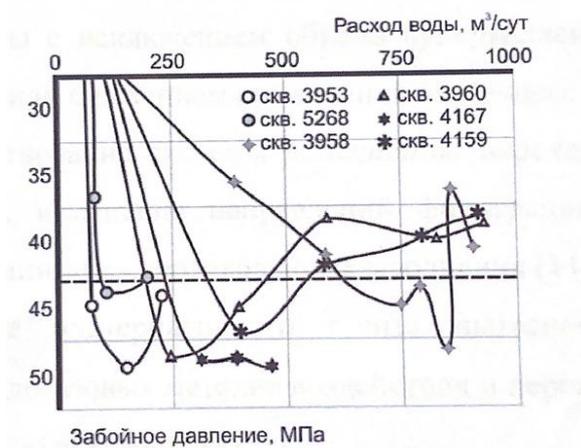


Рисунок 1.4 - Зависимость приемистости от забойного давления нагнетательных скважин Галинской площади

Выделяют три группы подходов, направленных на повышение эффективности разработки объектов, имеющих суперколлектор в разрезе.

- Совершенствование системы вытеснения: переход на циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков в пласте, организация вертикального заводнения [25,26,27].
- Применение альтернативного агента вытеснения: организация газовых, водогазовых методов воздействия и переход на газлифтную эксплуатацию скважин [28].
- Изоляция суперколлектора в объеме пласта, либо прискважинной зоне за счет применения вязких и коагулирующих систем [29].

По сути методы связаны с исключением объема суперколлектора из процесса выработки запасов. Но вследствие того, что физический процесс, лежащий в основе быстрого и избирательного движения воды по суперколлектору, до конца не раскрыт, эффективные технико-экономические решения не найдены. Причина, по нашему мнению, в том, что концепция суперколлектора смещает фокус на геологическую природу явления и такие структуры безусловно в природе существуют.

Формулировку научной основы в рамках первой модели приписывают Bischoff [30]. Возможность получения количественных оценок при интерпретации результатов представлены Brigham в 1965 г для однородной среды, а в 1984г для

слоистых пластов [31]. Развитием теории применительно к системам разработки занимались авторы работы [32]. Danckwerts [33] показывает, что объем пород по которому фильтруется индикатор может быть определен по среднему времени его движения и моменту регистрации. Для интерпретации исследований метод был внедрен Deans [34]. Shook [35] использовал распределение времени регистрации пиков концентрации для оценки геометрии потока. Оценка объема пласта, охватываемого закачиваемыми жидкостями с помощью индикаторов, для пористых сред была впервые разработана Deans [36]. Asakawa [37] разработал общий метод, в т. ч. для трещиноватых коллекторов. Объем пор, с которым контактирует закачиваемый индикатор, определяется по среднему объему извлеченного индикатора.

При этом должны наблюдаться 1) радиальные потоки жидкости вблизи скважин, 2) обводнение ближайших скважин, 3) дано объяснение ранних прорывов воды. При этом, обводнение скважин наблюдается при организации заводнения, способного создавать техногенный суперколлектор. Сходные по скоростям движения индикатора результаты трассерных исследований на одних месторождениях связывают с суперколлектором (Талинское, Бахиловское, Урненское), на других месторождениях с КНФС. Это подчеркивает необходимость дальнейшего изучения явления.

1.2 Выявление каналов низкого фильтрационного сопротивления

Исследование путей распространения индикатора в терригенном пласте [38,39] при проведении трассерных исследований до сих пор не дало однозначного вывода. Исходными данными для интерпретации результатов исследований являются:

- низкие концентрации индикатора в продукции добывающих скважин;
- появление индикатора в отбираемой устьевой пробе добывающей скважины;

- время, за которое индикатор преодолел расстояние от нагнетательной до добывающей скважины;
- количество пиков концентрации индикатора в пробах продукции скважины;
- общее количество отобранного индикатора из добывающей скважины;

Интерпретация исследований в мировом сообществе базируется на двух принципиально различных моделях: протяженного суперколлектора и каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС), связывающих нагнетательную и добывающие скважины.

Если в первой группе моделей основным определяющим параметром является связь средних емкостных и проводящих характеристиках пласта, то вторая группа оперирует с проницаемостью и объемом каналов. Небольшие промежутки времени между моментом закачки индикатора и его появлением в попутной воде, в условиях отсутствия признаков суперколлектора, дали основание утверждать о механизме распространения не по пористой среде. Скорость движения индикатора в пласте (до 500 м/сут и более) сопоставима со скоростью течения воды в трубах, что послужило основой для гипотез о наличии в пласте каналов низкого фильтрационного сопротивления (КНФС).

Развитие этой модели связывают с работами Э.В. Соколовского и А.С. Трофимова [40] и послужили основой для методики СевКавНИПИнефть используемой при интерпретации результатов исследований в РФ [41]. Концепция каналов низкого фильтрационного сопротивления связывает раннее обводнение продукции с техногенным воздействием на пласт и образованием каналов. Существуют различные воззрения на природу таких каналов и механизм их образования, о чем пойдет речь дальше. По определению - канал (от лат. *canalis* — труба, жёлоб) в гидротехнике, искусственное русло (водовод) правильной формы с безнапорным движением воды, устроенное в грунте. Таким образом термин КНФС не раскрывает физическую сущность явления, ведь предполагается напорное движение воды в объеме пласта, о чем мы писали в работе [42]. По этой причине исследователями [43,44] используются термины: высокопроницаемые пути

фильтрации, каналы быстрого транспорта воды, что близко по смыслу, но указывает на отсутствие единого понятийного аппарата.

Обобщение публикаций показало, что исследователи выявляют схожие явления при анализе распространения индикатора в пласте:

- а) высокая скорость движения индикатора к отдельным скважинам;
- б) неравномерное по площади распространение количества отбираемого индикатора между равноудаленными скважинами;
- в) чередующиеся пики разной концентрации индикатора в отбираемых пробах воды в процессе мониторинга.

Высокую скорость движения меченых вод пытаются объяснить наличием высокопроницаемого пропластка, имеющего пониженную нефтенасыщенность в разрезе. Однако, на основе моделирования показано [45], что задание высокопроницаемого пропластка с низкой нефтенасыщенностью и фазовыми проницаемостями, благоприятными для движения воды в модели, дает высокую входную обводненность добывающих скважин, что не соответствует факту. Вода с индикатором движется в модели оторочкой от нагнетательной скважины, индикатор фиксируется последовательно в добывающих скважинах по мере удаления от нагнетательной, с концентрацией тем меньшей, чем дальше расположена скважина. На практике, появление индикатора иногда не отмечается в ближайших скважинах, при этом он появляется в удаленных, как например на объекте АВ₁₋₂ «рябчик» Самотлорского месторождения (Рисунок 1.5) [46].

Это свидетельствует о наличии избирательного пути движения меченых вод между забоями скважин, превосходящего скорость фильтрации по пористой среде.

В модели график поступления индикатора в добывающие скважины во времени имеет один максимум при прохождении фронта [45] с убывающей концентрацией и массой отобранного индикатора по мере удаления от нагнетательной скважины.

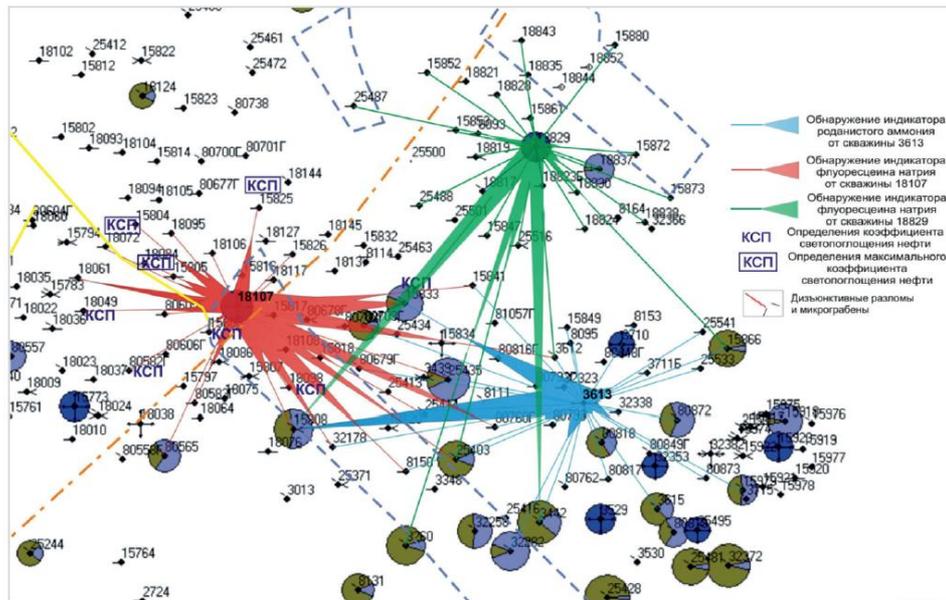


Рисунок 1.5 - Роза-диаграмма скоростей индикаторов [46]

На Рисунке 1.6. приведен факт по одному из месторождений в Восточной Сибири. В скв 977 поступление индикатора от нагнетательной скважины 1108 находящейся в 100 метрах наблюдалось с высокой концентрацией уже в первые сутки от закачки индикатора. Но при этом максимальная доля вынесенного индикатора 40,6 % от закачанного, отмечается в скв 375, находящейся в 500 м на той же линии от нагнетательной скважины.

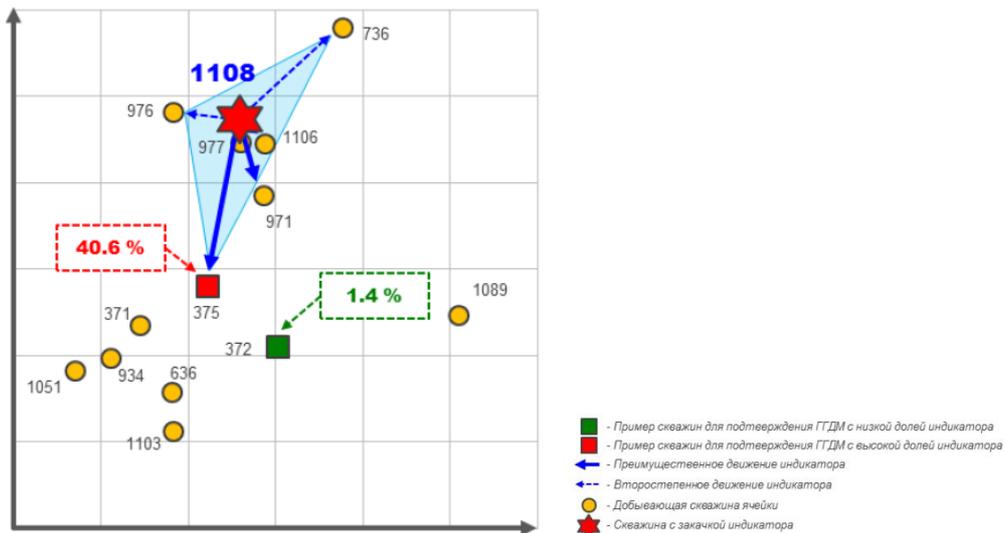


Рисунок 1.6 - Распределение закачанного в скважину трассера

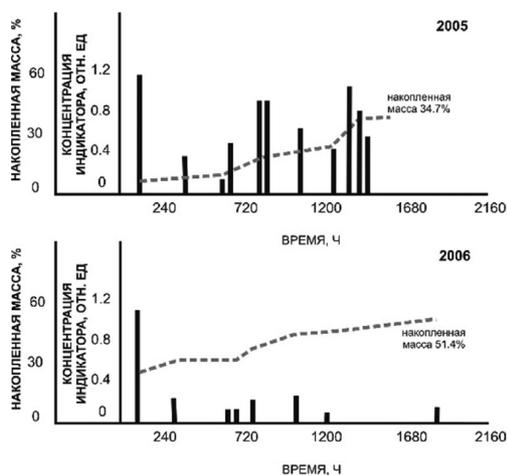
При исследовании скважин на объекте Ач Кальчинского месторождения из скв. Х08 отобрано 69% закачанного в скв. Х02 индикатора, что кратно выше скважин окружения. При исследовании на Талинском ЛУ масса отобранного из

одной добывающей скважине индикатора доходила до 80% от массы закачанного. Как показано в работе [47] воспроизвести подобные результаты в модели возможно задав трещину, соединяющую забои скважин, иначе индикатор рассеивается в пористой среде.

Индикатор вводят в нагнетательную скважину в один прием, а его поступление в добывающие скважины фиксируется в виде отдельных порций (пиков). Между пиками фиксируются пробы в которых индикатор не выявлен.

Количество пиков различно и может достигать 15, как например в скважинах на Кальчинском месторождении [42]. Это превышает число пропластков, выделяемых в разрезе скважины по ГИС, из чего следует, что слоистость разреза не объясняет движение трассера.

Пример - закачка индикатора в скважину X57 Кальчинского месторождения в 2005 и 2006 гг (Рисунок 1.7). В 2005 году индикатор в скв. X58 зафиксирован сопоставимыми порциями с суммарной долей отобранного индикатора 34.7%. В 2006 году отбор жидкости по скважине X58 интенсифицирован. Дебит воды вырос с 123 до 223 куб. м/сут. С первой порцией поступило около 30% индикатора, а последующие имели концентрацию и долю индикатора ниже.



Скв. X58, год	2005	2006
Дебит нефти, т/сут	1	8
Дебит воды, куб. м/сут	123	231
Обводненность, %	99	96
% отобранного трассера	34,7	51,4
Скорость трассера, м/сут	142	126
Время поступления, ч	96	112

Рисунок 1.7 - Пример анализа проб жидкости после закачки индикаторов в скважине X58

Порционность поступления индикатора наталкивает на вывод, что его движение происходит разными путями. В работе [48] предложено объяснение поступления индикатора в виде порций, в представлении системы цилиндрических

каналов низкого фильтрационного сопротивления. В работе показано [49], что механизмом формирования каналов низкого фильтрационного сопротивления в пористых средах, может являться образование техногенных трещин. Это может происходить в результате высоких градиентов давления при нагнетании воды. Рассмотрим основные аспекты подтверждающие, что трещины могут играть роль каналов низкого фильтрационного сопротивления: В трещиноватых пластах флюиды двигаются через трещины, которые обеспечивают наименьшее сопротивление движению. Трещины, как и каналы низкого сопротивления, обладают малым гидродинамическим сопротивлением, что приводит к более быстрому перемещению трассеров через них по сравнению с основным массивом пор [50,51]. Когда трассеры проходят через трещиноватую среду, их траектории показывают, что поток концентрируется в определенных направлениях и гетерогенность среды влияет на движение флюидов [52].

В низкопроницаемых средах, таких как сланцевые пласты, до 90% потока жидкости происходит через трещины, тогда как матрица остается практически неактивной [50]. Экспериментальные исследования также подтверждают, что трещины доминируют в процессах переноса флюидов при низкой проницаемости основной матрицы [53]. Высокие градиенты давления и температуры при заводнении могут приводить к образованию и расширению трещин в пористой среде. Это явление особенно выражено в гетерогенных породах, где механические и термические напряжения вызывают разрушение слабых областей пласта и образование трещин [54]. В работе [55] показано как трассерные исследования помогают выявить трещины образованные при закачке воды и скорректировать планы разработки для повышения эффективности процесса заводнения.

Результаты трассерных исследований в РФ преимущественно используются при обосновании целесообразности проведения работ по применению потокоотклоняющих технологий. Получаемый по результатам интерпретации объем КНФС используется при обосновании объема закачиваемого раствора полимера или иных водоизолирующих композиций. А. С. Трофимовым [31] приводится оценка, совпадающая с другими исследователями, что проведение

изоляционных работ снижает на 66% влияние КНФС на показатели эксплуатации. В работах [56,57,58] показано, что направления фильтрационных потоков и параметры КНФС при проектировании разработки используются на качественном уровне, внесение их в гидродинамические модели в явном виде проблематично.

Причина - отсутствие единого представления физической природы КНФС.

Таким образом, вокруг нагнетательных скважин в отдельных случаях выявляются множественные КНФС. Они обладают высокой проводимостью по сравнению с проницаемостью пористых и трещиноватых сред. Наблюдается диссипация оторочки закачиваемого реагента по мере движения через КНФС. Явление КНФС не увязано с наличием трещин автоГРП выявленным в нагнетательных скважинах [19].

1.3 Концепция струйного вытеснения нефти водой

Еще один подход был сформулирован в 1997 году Р.И. Медведским [59, 60] для объяснения опережающего обводнения добывающих скважин объекта Б6 Варьеганского месторождения (Рисунок 1.8). Формирование системы поддержания пластового давления на объект было начато с опозданием в три года, с кратным отставанием по вводу нагнетательных скважин. Для быстрого восстановления давления было принято решение о закачке воды в нагнетательные скважины с приемистостью в 2-4 раза превосходящей проектную, что привело к скачкообразному обводнению добывающих скважин до 95 %. Был сделан вывод о техногенной причине обводнения скважин, ограничение закачки позволило снизить обводненность до первоначального значения [61]. Ручейковая или струйная теория фильтрации заключается в представлении о быстром движении воды в пласте от нагнетательных скважин к добывающим в виде отдельных ручейков по наиболее проводящим участкам пласта. Теория предполагает ручейки в виде водяных языков формирующихся на кончиках техногенных трещин, окружающих нагнетательные скважины. Причина образования ручейков заключается в неоднородности пористой среды по проницаемости, наличию

микротрещин и различия характера смачиваемости породы. При достижении ручейком добывающей скважины происходит ее обводнение и образуется канал бесполезной циркуляции воды. Ручейки воды и островки нефти создают в пласте двойную среду, что подтверждает форма кривых восстановления давления в скважинах [62].

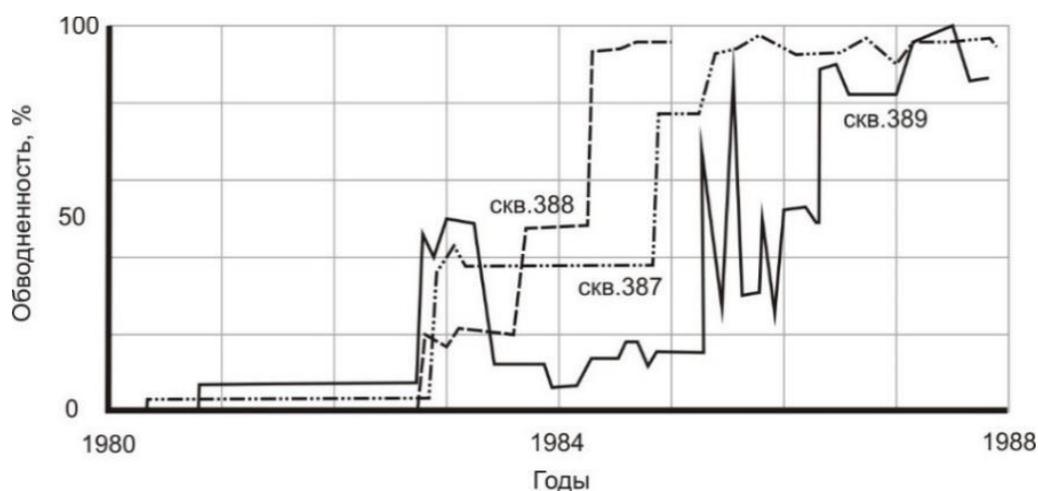


Рисунок 1.8 - Пример динамики обводнения скважин Варьеганского месторождения [59]

Работа Р.И. Медведского расширяет рамки предыдущих исследований, вводя трещины автоГРП в рассмотрение, что усиливает объяснительную силу теории КНФС.

В контексте работы автора это дает основание для представления о развитии в пласте трещин, образованных в результате гидроразрыва пласта нагнетаемой водой. Движение воды по трещине не противоречит струйной теории.

1.4 Техногенные трещины между забоями скважин

В работах Давлетбаева А.Я. и Байкова В.А. по Приобскому нефтяному месторождению [63,64] приводятся результаты гидропрослушивания между нагнетательными и добывающими скважинами. Выявлено наличие пар скважин, имеющих аномальную, для пласта с проницаемостью $1 \cdot 10^{-12}$ мкм²

гидродинамическую связь. Большой объем исследований позволяет предполагать наличие сквозных техногенных трещины между забоями скважин.

Авторы свидетельствуют об обнаружении техногенных трещин до 1750 м длиной. Посредством ограничения давления закачки в нагнетательной скважине, получено быстрое, в течение суток снижение обводненности продукции в реагирующей добывающей скважине. В работе [65] на основе моделирования гидропрослушивания, показано, что отклик давления, регистрируемый датчиком давления, воспроизводится в модели только при условии задания сквозной трещины. Удаление кончика трещины даже на 10 м от забоя добывающей скважины при проницаемости пласта $1 \cdot 10^{-12}$ мкм² не позволяет воспроизвести зафиксированный в исследовании отклик давления.

В работах [66, 67] на основе данных гидропрослушивания на Приобском месторождении установлено, что в рядной системе разработки, ориентированной вдоль регионального стресса, техногенные трещины от соседних нагнетательных скважин соединяются. Экспериментально показано, что при небольших различиях в давлениях закачки между соседними нагнетательными скважинами можно добиться кратного снижения расхода закачиваемой жидкости или его полного отсутствия в любой из нагнетательных скважин из-за образования неравномерного профиля давления вдоль трещины. Показано, что нагнетательная скважина перестает принимать воду при снижении давления закачки относительно соседней скважины на 1 МПа.

Это означает, что рост трещин в терригенном пласте происходит в процессе эксплуатации скважин [68], так как исходные трещины ГРП имели длину до 100 м.

Описанные выше явления позволяют предположить, что закачка воды может играть ключевую роль в образовании путей быстрого транспорта воды.

В работе [69] на основе численного моделирования показано, что фронт заводнения может запаздывать относительно протяженности трещин, создающих дополнительные пути и зоны повышенной пористости и проницаемости, что соответствует, по сути, суперколлекторам и каналам низкого фильтрационного сопротивления. Экспериментальные исследования показывают [70,71], что закачка

воды в пласты с низкими прочностными свойствами либо при высоких градиентах давления вызывает развитие трещин, что увеличивает проницаемость и создает локализованные зоны быстрого транспорта воды. Отметим сходство описанных аномалий с результатами заводнения трещиноватых пластов [72].

Предложена единая эволюционная концепция развития техногенных трещин, связывающая наблюдаемые явления и результаты исследований с последовательными стадиями развития одной структуры (Таблица 1.1) - техногенного суперколлектора (Рисунок 1.9).

Таблица 1.1. - Объединяющая физическая картина

Стадия	Соответствие явлению	Физическая сущность	Метод идентификации	Рекомендуемые геолого-технические мероприятия	Подход к моделированию
I	АвтоГРП	Локальные трещины	Индикаторная кривая	Регулирование режима закачки	Увеличение проводимости в призабойной зоне
II	Ручейковая фильтрация	Рост длины трещин	Кривая падения давления График Холла	Регулирование режима закачки Выравнивание профиля приемистости Кислотные обработки призабойной зоны	Задание динамических трещин
III	КНФС	Сквозные трещины между скважинами	Трассерные исследования Гидропрослушивание Техрежим скважин	Изоляционные работы со стороны добывающей и нагнетательной скважин	Задание соединения между забоями скважин в процессе эксплуатации
IV	Суперколлектор в теригенном пласте	Система трещин (техногенный суперколлектор)	Трассерные исследования Гидропрослушивание Техрежим скважин Матрица влияния скважин	Полимерное заводнение Изменение направления потоков фильтрации	Задание сети трещин

Предложенная схема стадирования четко разделяет (I) начало образования трещин вблизи скважины, (II) медленный рост (локализация потока), (III) соединение забоев скважин по трещине, (IV) интеграцию трещин в техногенную двойную среду (техногенный суперколлектор) (Таблица 1.2).

Таблица 1.2. Алгоритм идентификации стадий

Шаг	Правило (Если - То)	Исследования	Выход
0	Если аномалии объясняются не трещинами (целостность колонны, заколонные перетоки и т.п.), то классификацию не выполнять.	Целостность эксплуатационной колонны и ЗКЦ, образование конуса воды, прорыв трещины гидроразрыва в нецелевой интервал.	Не классифицировать
1	Если фиксируется рост коэффициента приемистости при увеличении забойного давления и/или линейный режим фильтрации на КПД и/или приемистость скважины или пропластка, превышающая расчетную по ГФХ, то Стадия I и фиксируется время начала t_0	Индикаторная диаграмма (ГДИС) Кривая падения давления (ГДИС) Приемистость – давление на устье	Стадия I + t_0
2	Если после t_0 (сутки–месяцы) растет локализация потока, КПД фиксирует увеличение длины трещины, два и более изменения угла наклона графика Холла, снижение величины устьевого давления, сопровождающееся ростом приемистости, то Стадия II	Кривая падения давления (ГДИС) График Холла Технологический режим	Стадия II
3	Если есть скачок обводненности и подтверждена аномальная межскважинная гидродинамическая связь, и/или трассер дает быстрый, избирательный, дискретный/многопиковый отклик при малом охваченном объеме, то Стадия III	Технологический режим Трассерные исследования Гидропрослушивание (ГДИС)	Стадия III
4	Если наблюдается доминирование трещиноватости: устойчивые зоны высокой проводимости, массовое обводнение >90% и/или быстрая регистрация трассера в добывающих скважинах и/или низкая достоверность ГДМ с заданной поровой структурой коллектора без явно заданных проводящих путей, то Стадия IV	Трассерные исследования Гидропрослушивание (ГДИС) Матрица влияния Технологический режим	Стадия IV

Стадия I. АвтоГРП в призабойной зоне.

При закачке воды, особенно в низкопроницаемые коллекторы, зачастую в условиях ограничений по количеству нагнетательных скважин забойное давление достигает величины давления разрыва пород, в призабойной зоне скважины образуются техногенные трещины автоГРП. Явление сопоставимо с созданием

трещины при проведении ГРП и происходит на временных интервалах секунд и минут. Ключевые признаки:

- Излом на индикаторных диаграммах, отражающий раскрытие трещин и повышение коэффициента приемистости;
- Изменение угла на графике Холла показывающее уменьшение работы по закачке воды;
- Для скважин без проппантного гидроразрыва – аномально высокая, не соответствующая гидропроводности, приемистость, в том числе для отдельных пропластков по результатам расходомерии.

Происходит переход от поровой фильтрации к порово-трещинной на малых масштабах. Трещины обладают повышенной проводимостью по сравнению с поровой матрицей. За счет увеличения коэффициента охвата пласта системой воздействия величина извлекаемых запасов нефти на данном этапе растет.

Стадия II. Рост трещин. Ручейковая/струйная теория фильтрация

Продолжающаяся закачка воды в нагнетательную скважину в случае, если забойное давление достигает величины давления распространения, приводит к росту длины и образованию в отдельных случаях протяженных техногенных трещин. В отличие от автоГРП рост трещин происходит на длительных интервалах времен – сутки, месяцы. Это отличает описываемое явление от автоГРП. Трещины ещё не достигли соседних добывающих скважин, но уже заметно влияют на распределение потоков закачиваемой воды. Ключевые признаки:

- Результаты интерпретации кривых падения давления (КПД) указывают на наличие в пласте протяженных трещин, до нескольких сотен метров.
- Эффективность заводнения (по графикам Холла) увеличивается.

Ручейковая фильтрация отражает локализацию потока воды в системе трещин и островки потенциально не дренируемых запасов в пористом коллекторе. При ограниченных размерах трещин это приводит к дальнейшему росту коэффициента охвата и величины извлекаемых запасов нефти.

Стадия III. Трещины достигают добывающих скважин. Каналы низкого фильтрационного сопротивления (КНФС).

По мере роста длины, отдельные трещины достигают забоев соседних добывающих скважин. Это формирует высокопроводящие пути между нагнетательной и добывающими скважинами. Ключевые признаки:

- Стремительное обводнение отдельных добывающих скважин скачком (в случае исключения иных причин, например заколонной циркуляции), даже в случае наличия в зоне дренирования подвижных запасов.
- Аномальная гидродинамическая связь между скважинами в низкопроницаемом коллекторе при гидропрослушивании.
- Высокие скорости движения индикаторов в пласте, избирательное распространение - небольшой «охваченный объём», порционность поступления при трассерных исследованиях.
- Высокий коэффициент взаимовлияние отдельных пар скважин при построении матриц влияния.

То, что в практике называют каналами низкого фильтрационного сопротивления (КНФС), с физической точки зрения является макроскопическими техногенными трещинами, в которых движется поток закачиваемой воды при минимальных энергетических затратах. Они вызваны гидромеханической эволюцией длины трещин, вызванной по нашему мнению закачкой воды с примесями, а не геологическими факторами.

Снижение эффективности воздействия приводит к увеличению срока выработки запасов и потенциальному снижению величины извлекаемых запасов в зоне обводненных скважин, без проведения дополнительных геолого-технических мероприятий.

Стадия IV. Формирование техногенной двойной среды. Концепция техногенного суперколлектора.

При дальнейшем образовании новых и росте трещин образуется обширная система трещин, которая кардинально изменяет фильтрационные характеристики

продуктивного пласта. Система обладает высокой эффективной проницаемостью и доминирует в транспорте флюидов. Ключевые признаки:

- Устойчивые зоны аномально высокой эффективной проводимости между скважинами.
- Массовое обводнение добывающих скважин до величины более 90% при низкой величине отбора извлекаемых запасов.
- Низкая прогностическая способность и невозможность адаптации гидродинамической модели, построенной для порового пласта.

Образование техногенного суперколлектора приводит к частичной блокировке извлекаемых запасов и потере нефтеотдачи. В настоящее время экономически эффективных технологических решений по выработке таких запасов не предложено (Рисунок 1.9).

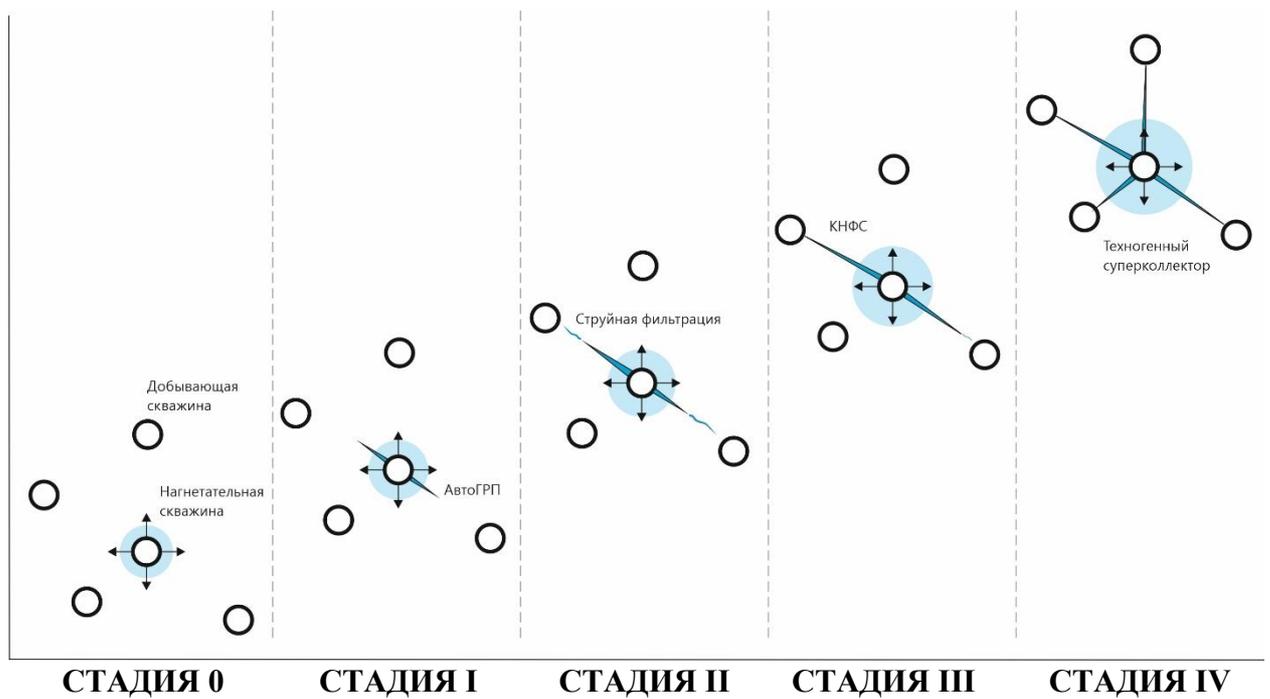


Рисунок 1.9 - Унификация стадий эволюции индуцированных водой трещин.

Выводы по главе 1:

1. Явления автоГРП, струйной/ручейковой фильтрации, КНФС и суперколлектора могут быть интерпретированы как последовательные стадии развития трещинной сети создаваемой закачиваемой в нагнетательную скважину водой, формирующей техногенный суперколлектор.
2. Предложен воспроизводимый диагностический рабочий процесс на основе данных исследований и мониторинга заводнения (график Холла, ГДИС, трассеры, интерференция, матрицы влияния).
3. Стадийная диагностика задает основу для управления заводнением: режимы давления/объема закачки должны рассматриваться как управляющие воздействия на эволюцию трещин. В противном случае образование техногенного суперколлектора приводит к частичной блокировке извлекаемых запасов.

2 ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ТРЕЩИН САМОПРОИЗВОЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОДЫ

Проектирование и управление заводнением низкопроницаемых объектов разработки требует учета дополнительных факторов в сравнении с объектами характеризующимися высокими ФЕС. Например, до сих пор остается открытым вопрос выбора рационального давления нагнетания при проектировании и влиянии трещин самопроизвольного гидроразрыва пласта (автоГРП) на показатели разработки. [73,74]. В работах отечественных и зарубежных ученых Хасанова М. М., Байкова В. А., Медведского Р.И., Грачева С. И., Закирова С. Н., Афанасьева А. В., Горбунова А. Т., Шустефа И.Н., Федорова К.М., Юсупова К. С., Федорова А.И., Стрекалова А.В., Давлетбаева А.Я., Butula K.K., Van den Hoek P.J., Hastedt V., Sharma M. M. и др. изучены различные аспекты образования и развития трещин. При оценке длины техногенных трещин исследователями дается разная характерная величина. Одни авторы считают, что радиус таких трещин составляет от 30 до 50 метров и они локализируются в призабойной зоне [75]. Другими исследователями приводятся доказательства длины трещин 500-600 метров. [64,76,77]. Общепринятый взгляд на механизм образования протяженных техногенных трещин при заводнении не выработан, о чем свидетельствует отсутствие в классификации причин обводнения скважин такого явления. Для массивного (проппантного) гидроразрыва полудлина трещины в 500-600 метров даже в настоящее время является технологически труднодостижимой. Нагнетательная скважина с трещиной полудлиной 500 метров по расчету должна иметь приемистость кратно выше окружения, чего не наблюдается по факту. В настоящей работе приводится концепция, которая показывает, что противоречия в наблюдаемых явлениях и выводах нет. Техногенная трещина способна развиваться в объеме горной породы с течением времени под действием закачиваемой воды при определенных условиях. Далее в работе предложен механизм такого роста.

Отметим, что современные теоретические исследования и анализ, как правило, не затрагивают процесс роста техногенных трещин, образуемых при нагнетании воды, например [78,79]. Имеющиеся в литературе исследования на сопряженных геомеханических и фильтрационных моделях не учитывают по нашему мнению ряд ключевых факторов, например [80].

2.1 Причины формирования трещин автоГРП

Считается, что для поддержания пластового давления при разработке нефтяного месторождения рационально закачивать в пласт столько воды, сколько извлекается жидкости в пластовых условиях, если приток воды из законтурной области незначителен. При проектировании, особенно в низкопроницаемых коллекторах, это означает, что в большинстве случаев на одну добывающую скважину должна приходиться одна нагнетательная скважина с тем же типом заканчивания [81]. На практике чаще выбирается более экономичный метод, заключающийся в повышении давления нагнетания. Предпосылками этому явились необходимость обеспечения высоких темпов добычи нефти и фактические результаты исследований, показывающие, что при повышении давления происходит вовлечение в работу низкопроницаемых пропластков и соответственно рост охвата вытеснением по разрезу [73].

Целесообразность повышения давления нагнетания вплоть до величины вертикального горного изучена в работах Афанасьева А. В., Желтова Ю. П., Кац Р. М., Блажевича В. А., Учетбаева В.Г., Блажевича А. Т., Апельцина И. Э., Бученкова Л. Н., Медведского Р. И., Горбунова А. Т., Шустефа Н. Н., Губанова Б. Ф., Дияшева Р. Н., Иванова В. Н., Кисарева Е. Л., Максимова В. П., Меркуловой Л. И., Крылова А.П., Белаш П. М., Борисова Ю. П., Yuster S. T., Calhyun J., Howard G. C., Fast C. R., Heck E. T., Fatt J. и др.

Из опыта эксплуатации известен факт превышения приёмистости нагнетательных скважин расчетной величины в соответствии с геолого-физической характеристикой пласта. Нелинейный рост происходит при достижении некоторой

критической величины забойного давления. Впервые это явление описано авторами в работе [82]. На индикаторной кривой, представленной на Рисунке 2.1, приемистость скважины до определенной величины забойного давления подчиняется линейному закону Дарси.

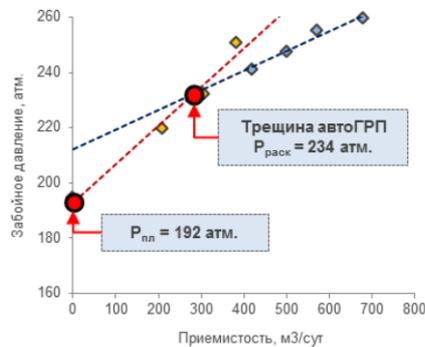
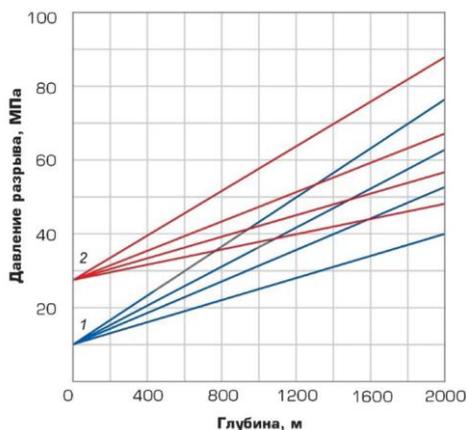


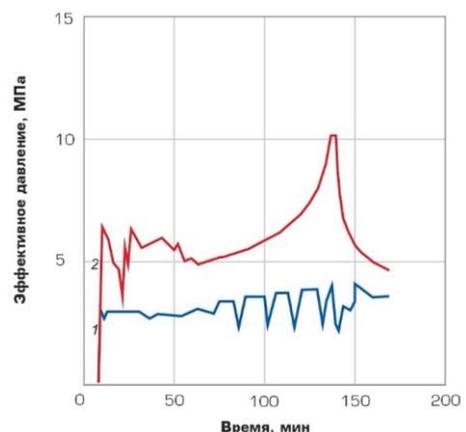
Рисунок 2.1 - Индикаторная кривая по скважине с автоГРП

При достижении критической величины давления коэффициент приемистости скважины (угол наклона индикаторной кривой) возрастает, что исследователями было связано с формированием трещин в призабойной зоне. Например, для большинства продуктивных пластов Урало-Поволжья это давление соответствует примерно 0,4 вертикального горного [83]. Это явление было названо автоГРП и устойчиво вошло в публикации по данной тематике.

В работах [84,85] показано, что величина давления разрыва породы при создании трещины водой меньше, чем традиционной загущенной жидкостью разрыва, что подтверждено ГРП на нескольких скважинах (Рисунок 2.2.).



Давление разрыва пород для воды (1) и геля (2) [84]



Эффективное давление для ГРП на воде (1) и на геле (2) [85]

Рисунок 2.2 - Параметры разрыва породы водой и гелем

Для понимания причин проанализируем формулу Динника [86], связывающую боковое давление в выработке P_b с горным P_g , через коэффициент Пуассона ν . Если порода насыщена жидкостью с пластовым давлением P_p , то следует записать формулу в виде:

$$P_b - P_n = \frac{\nu}{1-\nu} (P_g - P_n) \quad (2.1)$$

Отсюда получаем:

$$P_b = \frac{\nu}{1-\nu} P_g + P_n \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) \quad (2.2)$$

Давление разрыва не менее бокового $P_p \geq P_b$ и потому нижняя граница определяется формулой, которая получена Итоном [87] другим способом:

$$P_p \cong \frac{\nu}{1-\nu} P_g + P_n \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) \quad (2.3)$$

Преобразование формулы (2.1), пригодной для оценки давления разрыва снизу в монолитных сплошных породах, к формуле (2.3) неявно предполагает, что давление жидкости в трещине такое же как в ее окрестности, что возможно в случае фильтрующей в породу жидкости – например воды. Тогда давление разрыва снижается за счет ослабляющего воздействия и определяется формулой (2.3).

В работах [87,88] установлено, что разрывная деформация нефтяного пласта для воды определяется не величиной созданного давления, а разностью между давлением нагнетания и пластовым. Таким образом величина давления, при котором происходит разрыв породы, зависит от пластового давления, что иллюстрирует Рисунок 2.3. Приведена корреляция давления гидроразрыва с пластовым для скважин Крапивинского и Вынгапуровского месторождений [89,90] с привлечением данных стресс-тестов при ГРП.

Это подтверждает факт роста коэффициента продуктивности скважин, при переводе их из добычи под нагнетание [91]. Примером могут служить скважины объекта БВ₁₁ Вынгаяхинского месторождения (Рисунок 2.4.). Различие между коэффициентами K_n и K_d составляет до 7 раз, что может объясняться образованием трещин в призабойной зоне, чему способствует локальное снижение пластового давления при отработке, о чем мы писали в нашей работе [92].

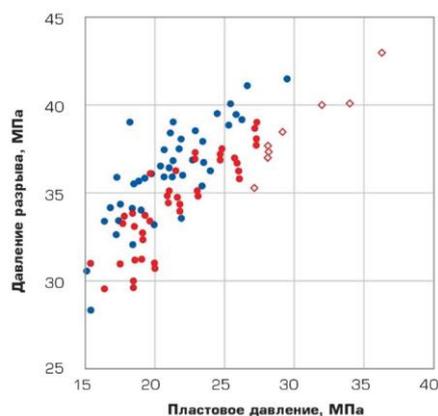


Рисунок 2.3 - Оценка давления разрыва пород [92]

Обработка данных по методике Холла для нагнетательных скважин объекта разработки Ю₁ Ломового месторождения выполненная автором [1], а также мировой опыт [134] иллюстрируют, что образование техногенных трещин при закачке воды в низкопроницаемые пласты на всем периоде эксплуатации скважин является скорее правилом.

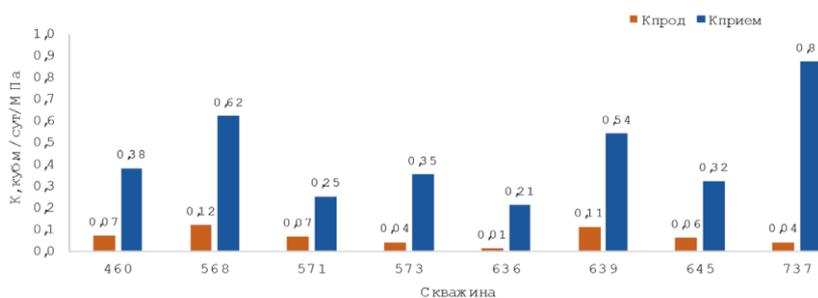


Рисунок 2.4 - Пример изменения продуктивности скважин при переводе под нагнетание [92]

Таким образом, анализ основных положений геомеханики, индикаторных кривых и графика Холла показывают, что при превышении давления гидроразрыва происходит автоГРП и формирование трещин.

Очевидно, что наличие направленных трещин от нагнетательных скважин в нефтяном пласте оказывает влияние на время обводнения добывающих скважин.

2.2 Анализ промысловых данных реализации заводнения на низкопроницаемых коллекторах

Как писал Р.И. Медведский в работах [93,94] «По мере увеличения размера трещины время начала обводнения добывающей скважины стремительно сокращается, как и следует из интуитивных представлений». Это можно проиллюстрировать (Рисунок 2.5), рассчитав время движения частицы жидкости вдоль главной линии тока между нагнетательной и добывающей скважинами.

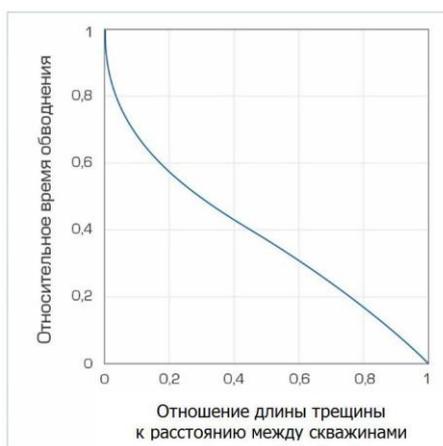


Рисунок 2.5 - Время обводнения добывающей скважины в зависимости от длины трещины [93]

Вертикальная ось - это отношение времени прохождения частицей расстояния от конца трещины до добывающей скважины к времени прохождения частицей полного расстояния между скважинами. Горизонтальная ось - отношение длины трещины к расстоянию между скважинами. На основании данной зависимости можно составить представление об изменении периода эксплуатации до начала обводнения в зависимости от размера трещины. Увеличение протяженности трещины сокращает время обводнения добывающей скважины. Образование сквозной трещины, когда $a=d$ обводняет скважину, вне зависимости от степени выработки запасов. Отсюда можно сделать теоретический вывод, что в случае развития направленных трещин обводнение добывающих скважин может наблюдаться даже при наличии невыработанных подвижных запасов в зоне дренирования.

Рассмотрим примеры из опыта разработки месторождений Западной Сибири.

Месторождение 1.

В однорядных системах разработки последствия образования трещин проявляются наиболее сильно, из-за соотношения и взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин. Примером может служить нефтяное месторождение, расположенное в Тюменской области. На месторождении выделены две лицензионных территории: южная (ЮЛТ) и северная (СЛТ). Разрабатываемые пласты – АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂, но на ЮЛТ отсутствует пласт АС₁₁. Пласты отличаются низкими ФЕС на обеих площадях. Проницаемость в среднем составляет 4,3 мД для ЮЛТ и 7,1 мД на СЛТ. Пористость составляет 17-18%. Пласты объединены в один объект разработки на ЮЛТ где на рассматриваемый момент велось формирование семиточечной системы разработки (ПСС - 21.7 га/скв), а на СЛТ пласт АС₁₂ выделен в отдельный эксплуатационный объект и разбуривался по девятиточечной системе разработки (ПСС - 25 га/скв). На обеих лицензионных территориях были выбраны опытные участки, на которых были проведены работы по формированию рядных систем разработки, путем перевода скважин под нагнетание. На СЛТ был сформирован опытный участок в районе кустов 207, 210 и 212. На этом участке после формирования рядной системы, увеличение числа нагнетательных скважин привело к росту компенсации до 135%, после чего были проведены работы по ограничению закачки. Это позволило нормализовать пластовое давление на участке и повысить эффективность системы ППД. Однако уменьшение числа добывающих скважин повлекло за собой снижение суммарной добычи, несмотря на большой дебит скважин по жидкости и стабильное пластовое давление - чего не удавалось достичь в девятиточечной системе. Ограничение закачки на этом участке привело к приросту добычи нефти за счет снижения обводненности, что отражено в Авторском надзоре, выполненном в 2008 году [95]. На ЮЛТ трансформация системы разработки производилась в 6 и 8 блоках. Полученная в результате переводов рядная система имела расстояние между рядами 433м. Следует отметить, что ГРП был проведен на всех нагнетательных скважинах. Цель проведения ГРП в нагнетательных скважинах - меньшим фондом нагнетательных скважин (соотношение добывающих к

нагнетательным – 7,8:1) обеспечить стремительно возрастающие отборы жидкости. При этом достигалась высокая приемистость (до 1300 м³/сут), что обеспечивалось устьевыми давлениями до 20 МПа. Результатом этого явилось стремительное, опережающее проект обводнение отдельных добывающих скважин выше 90% (Рисунок 2.6.), что кратно ниже запланированного в проектном документе периода.

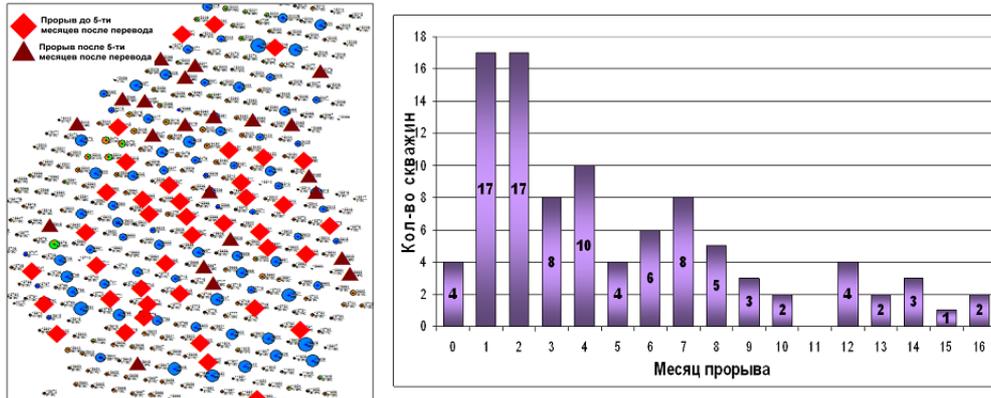


Рисунок 2.6 - Скважины с прорывами воды. Распределение скважин по времени прорыва воды [95]

Следует отметить, что согласно промышленным исследованиям, развитие техногенных трещин на расстояние сопоставимое с межскважинным на опытном участке происходило за промежуток времени от суток до четырех месяцев. Для примера приведем динамику обводнения скв. 14972, через 2 месяца после перевода в ППД скв. 14961 (Рисунок 2.7). При этом реакция соседних добывающих скважин на организацию закачки воды отсутствовала.

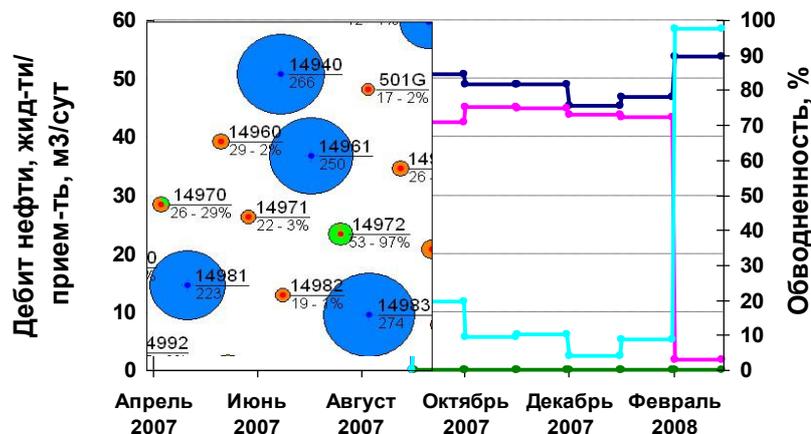


Рисунок 2.7 - Динамика обводнения скважины 14972

По результатам исследований и анализа был сделан вывод об образовании техногенных трещин между забоями скважин. В пользу этого вывода свидетельствовал факт, совпадения направления развития трещин с направлением регионального стресса [76, 96, 97].

Последствиями такого обводнения скважин стало падение темпов отбора нефти в 2 раза, по сравнению с северным участком (Рисунок 2.8).

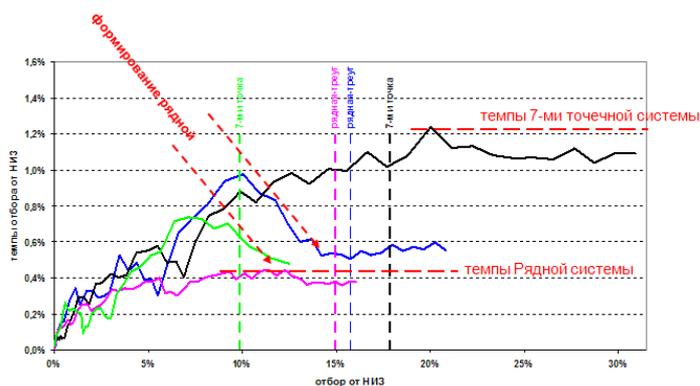


Рисунок 2.8 - Темпы отбора до и после формирования рядной системы

О наличии системы трещин в пласте, косвенно свидетельствуют результаты бурения боковых горизонтальных стволов из обводненных добывающих скважин. Вследствие попадания стволов в зоны аномально высокого пластового давления, доля скважин с газо- нефте- водопроявлениями по месторождениям РН-Юганскнефтегаз составляла порядка 30% [98].

Данный пример показывает, что время развития техногенных трещин даже в пределах одного участка может варьировать от суток до нескольких месяцев. При достижении трещиной забоя добывающей скважины происходит ее стремительное обводнение выше 90%.

Месторождение 2.

Рассмотрим участок залежи объекта ЮВ₁, еще одного месторождения в Западной Сибири. Средняя нефтенасыщенная толщина продуктивных пластов на участке 29 метров, пористость 18%, проницаемость 0,013 мкм², нефтенасыщенность по скважинам участка от 65 до 71% в купольной части. ВНЗ условна, вода выделена в нижних отделенных глинистой перемычкой толщиной 5-

10 м пропластках. Нефти - типичные для верхнеюрских отложений, газосодержанием 220 куб.м/т. Участок разбурен 25 скважинами с расстоянием между скважинами 400-500 метров. Скважины стимулированы гидроразрывом пласта. После отработки один год, семь скважин переведены под закачку. Накопленная добыча на 01.2025 г составляет 1,1 млн . т нефти, 4,4 млн . т жидкости, закачка 5,3 млн .т при обводненности продукции 95% (Рисунок 2.9). Начальные среднемесячные дебиты практически безводной нефти составляли в среднем 130 м³/сут, по отдельным скважинам до 230 м³/ сут. Разработка залежи на естественном режиме в начальный период позволила отобрать порядка 0,6 млн. т нефти, что привело к снижению пластового давления на 33% от величины начального в 27МПа. С целью стабилизации пластового давления была организована очаговая закачка воды, к этому моменту пластовое давление снизилось уже на 50%.

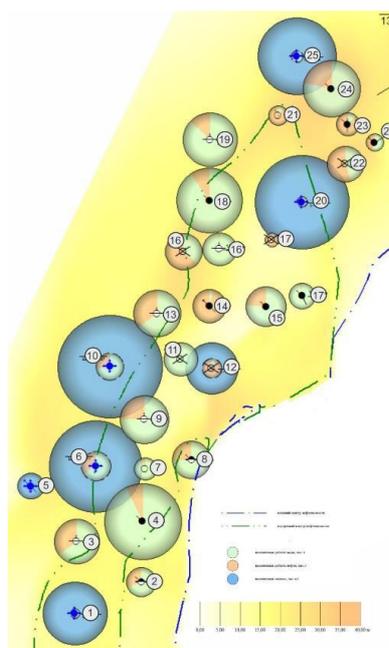


Рисунок 2.9 - Фрагмент карты накопленных отборов по участку

Закачка воды с устьевым давлением нагнетания 12-14 МПа в истощенный пласт позволила обеспечить приемистость от 500 до 1500 м³/сут., что остановило падение пластового давления на участке. Однако более чем достаточная для разрыва пород репрессия вызвала образование трещин [92]. Обводнение ближайших высокодебитных скважин было зафиксировано через 4-6 месяцев после организации закачки воды, при проектном сроке не менее 10 лет. Динамика обводнения скважин участка приведена на Рисунке 2.10. Безводный период

эксплуатации по скважинам с прорывом воды сменяется стремительным ростом обводненности продукции с длительной стабилизацией на уровне 90-95%.

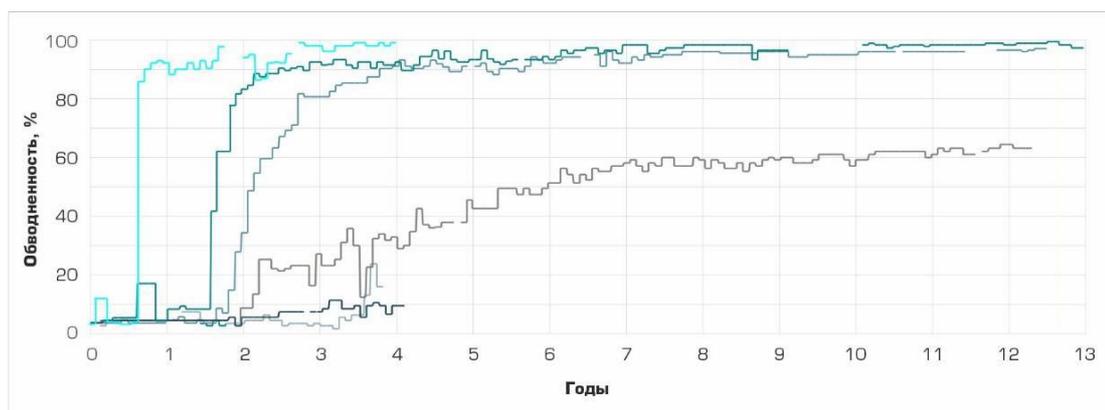


Рисунок 2.10 - Приведенная динамика обводнения скважин с прорывом и благоприятной характеристикой

В таких скважинах, после исключения иных причин, по ряду косвенных признаков (например снижение обводненности в первые сутки после остановки закачки) в объеме порового коллектора предполагается наличие протяженных и в отдельных случаях сквозных трещин, образовавшихся в процессе закачки воды.

Вследствие высокой начальной нефтенасыщенности добывающие скважины имели длительный безводный период, а отборы нефти и жидкости близки (обводненность < 5%). Скважины на участке пробурены с разных кустов, интервал между их запуском достигает 2,5 года. Безусловно, первые пробуренные скважины имели более благоприятные условия для отбора запасов, накопленная добыча нефти по ним выше. По скв. 9, 22, 3, 13, 24 средний отбор составил 105 тыс. т. нефти на скважину, при этом до 85% добычи приходится на период до ввода ППД, что обеспечило благоприятную характеристику вытеснения. На рисунке 2.11, прорыв выделяется резким изменением соотношения дебита нефти к жидкости с 1:1 на 1:30. При сопоставимой плотности запасов и условий выработки характеристика по всем скважинам до прорыва воды близка. Скважины № 7, 11, 2, 19, 4 введены в период перевода очаговых скважин под закачку, их непосредственная близость существенно ограничила потенциал конечной нефтеотдачи. На основе динамики обводнения, отборов и результатов промысловых исследований выделим две

группы скважин: с признаками трещиноватости (28% скважин группы участка) и без (72% скважин группы участка) (Рисунок 2.11).

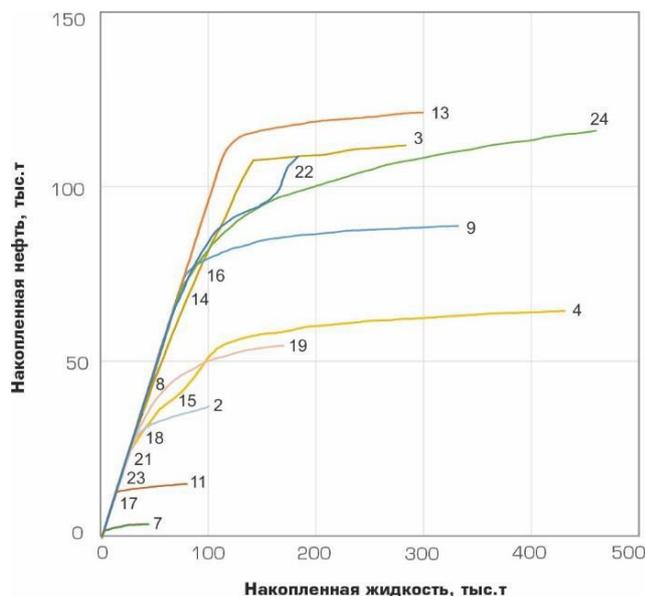


Рисунок 2.11 - Характеристика вытеснения по скважинам участка

По группе скважин с прорывом воды (Рисунок 2.12, красным цветом) отмечается опережающее снижение дебита нефти при росте по жидкости. Обводненность выше 95% указывает, что на выработку проектных запасов потребуются десятки лет, при этом добыча нефти будет сопровождаться значительным отбором объема попутной воды с дополнительными операционными затратами.

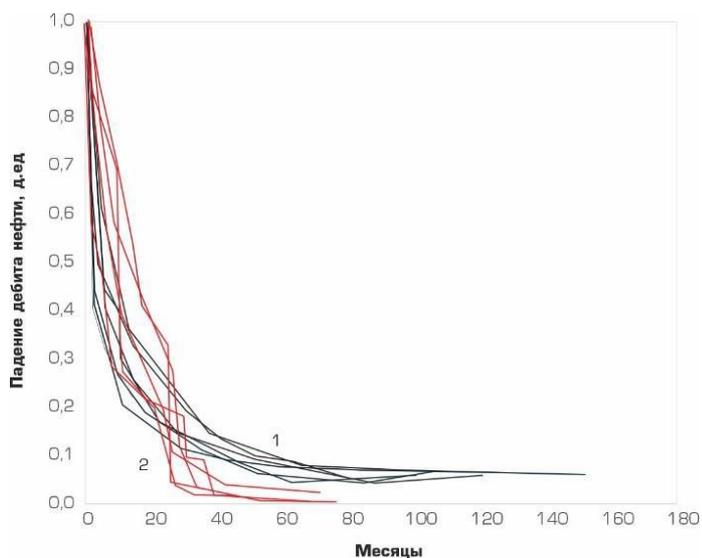


Рисунок 2.12 - Изменение дебита нефти по скважинам участка
(1 – скважины с благоприятной характеристикой без признаков трещиноватости; 2 – скважины с прорывом, с признаками трещиноватости)

Фактически, часть потенциальной добычи нефти может остаться в пласте. Аналогичные факты влияния направленных трещин на разработку приведены, например, в работе [99].

График Холла (Рисунок 2.13, кривая «б»), построен по типовой нагнетательной скважине рассматриваемого объекта. Скважина длительно работает с давлением достаточным для распространения трещины. По оценке, за период эксплуатации в скважину внесено 45 тонн взвеси (Рисунок 2.13, кривая «а»). При этом в призабойной зоне и зумпфе отложения в эквивалентном объеме (~ 30 м³) отсутствуют, а скважина сохраняет приемистость.

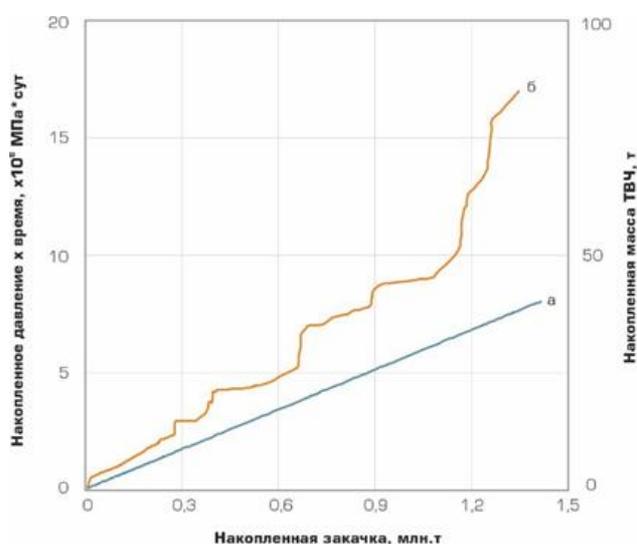


Рисунок 2.13 - График Холла и объем внесенных твердых частиц по типовой скважине объекта ЮВ₁

Зависимость имеет интервалы роста коэффициента приемистости в процессе эксплуатации [100] без проведения ГТМ. Это позволяет сделать вывод о развитии длины техногенной трещины или сети трещин на периоде в несколько лет.

Определим как образование трещин повлияло на потенциально извлекаемые запасы, о чем автор писал в работе [101]. Наиболее часто для этого применяется метод характеристик вытеснения. В первом случае построена характеристика вытеснения по всем скважинам рассматриваемого участка в целом, как предписывается методическими указаниями для учета интерференции и снижения влияния ошибок замера (Рисунок 2.14, б). В данной работе автор не ставил перед собой задачу по выбору конкретной характеристики вытеснения и обоснованию границ участка обучения. Обводненность участка в настоящее время выше 95%.

Использована средняя аппроксимация по группе интегральных методов, показавших наилучшую корреляцию с фактом на интервале обучения и допустимую ошибку среди рассмотренных зависимостей при экзамене (рис.2.14, а).

Во втором случае, рассчитана аппроксимация по каждой скважине в отдельности. Для каждой скважины без признака трещиноватости применена своя (индивидуальная) характеристика вытеснения, учитывающая величину текущей обводненности продукции. Для группы скважин, дренирующих техногенно-трещиноватый пласт применена обобщенная характеристика вытеснения.

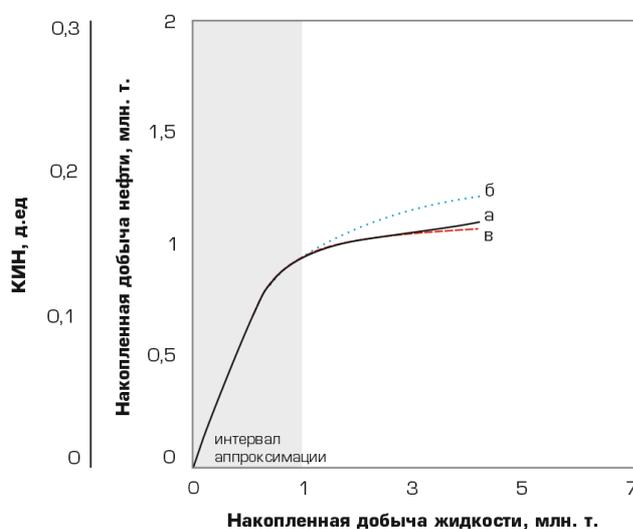


Рисунок 2.14 - Характеристика вытеснения

(а – факт, б – прогноз по участку, в – прогноз по скважинам)

Таким образом, прогноз по участку (Рисунок 2.14, в) учитывает физический процесс в пласте и индивидуальную характеристику скважин.

Сравнение характеристик «б» и «в» с фактическими данными «а», показало разницу оценки прогнозных величин КИН для участка в 12%. При этом прогноз «в» по отдельным скважинам наиболее близок к фактическим данным «а». В рассматриваемом случае показано, что анализ целесообразно проводить отдельно по скважинам. Это позволит учесть различие механизма вытеснения и избежать объединения в одну группу скважин с разной причиной обводненности. Понимание этого позволяет дать частные ответы на два принципиальных вопроса применения характеристик. Первый – что должно быть объектом анализа, одиночная скважина

или группа скважин [102]. Важно отметить, что большая часть характеристик вытеснения базируется на линейной связи между накопленной добычей жидкости и накопленной добычей нефти. В результате, характеристики имеют признаки асимптоты к величине потенциально извлекаемых запасов нефти. В отдельных характеристиках эта величина входит в явном виде в зависимость. Это важно учитывать при оценке текущей величины извлекаемых запасов. Трещина, будучи высокопроводящей для воды, способствует прорыву закачиваемого агента, поэтому величина потенциально извлекаемых запасов по скважине будет ниже пропорционально снижению коэффициента охвата.

Второй вопрос касается области применения каждой методики, которых сегодня насчитывается более 70. В текущей практике кривые обводнения используются при заводнении, а кривые падения - при истощении залежи. При обводненности менее 50% к использованию предпочтительны дифференциальные формы зависимостей, а для более высоких ее величин, интегральные. Но это обстоятельство при групповом анализе игнорируется. Например, для скважин с признаками влияния техногенной трещиноватости авторами [103,104] предлагается осуществлять прогноз с применением двух экспоненциальной характеристики вытеснения для двойной среды.

Таким образом, образование техногенных трещин между нагнетательными и добывающими скважинами снижает потенциальную нефтеотдачу и должно учитываться при прогнозе извлекаемых запасов.

2.3 Специальные методы исследования роста техногенных трещин

Вывод об увеличении длины техногенной трещины от нагнетательной скважины в процессе закачки воды позволяют сделать результаты интерпретации гидродинамических исследований методами кривой падения давления (КПД) и гидропрослушивания. В случае исследований методом КПД такой вывод дает изменение линейного режима на диагностических графиках повторных исследований. Например, в работе [109] приведены результаты КПД по четырем

нагнетательным скважинам опытного участка объекта Ач одного из месторождений Западной Сибири. При сопоставлении результатов ГДИС 2016, 2019 и 2021 годов (Рисунок 2.15) в скважине 101 наблюдается сначала ухудшение работы трещины (по положению линейного режима и интегральному скин фактору $s = -6,1$ до $-5,4$) а затем улучшение работы трещины и интегрального скин-фактора до $-6,4$. Рост коэффициента приемистости по результату исследования происходит при увеличении пластового давления за счет увеличения длины техногенной трещины.

Аналогичные результаты получены в скв. 102. Результаты ГДИС 2019 и 2021 годов показывают увеличение полудлины трещины и рост пластового давления. Авторами была воспроизведена динамика пластового давления и коэффициента приемистости, на основании промысловых суточных замеров и ГДИ (Рисунок 2.16).

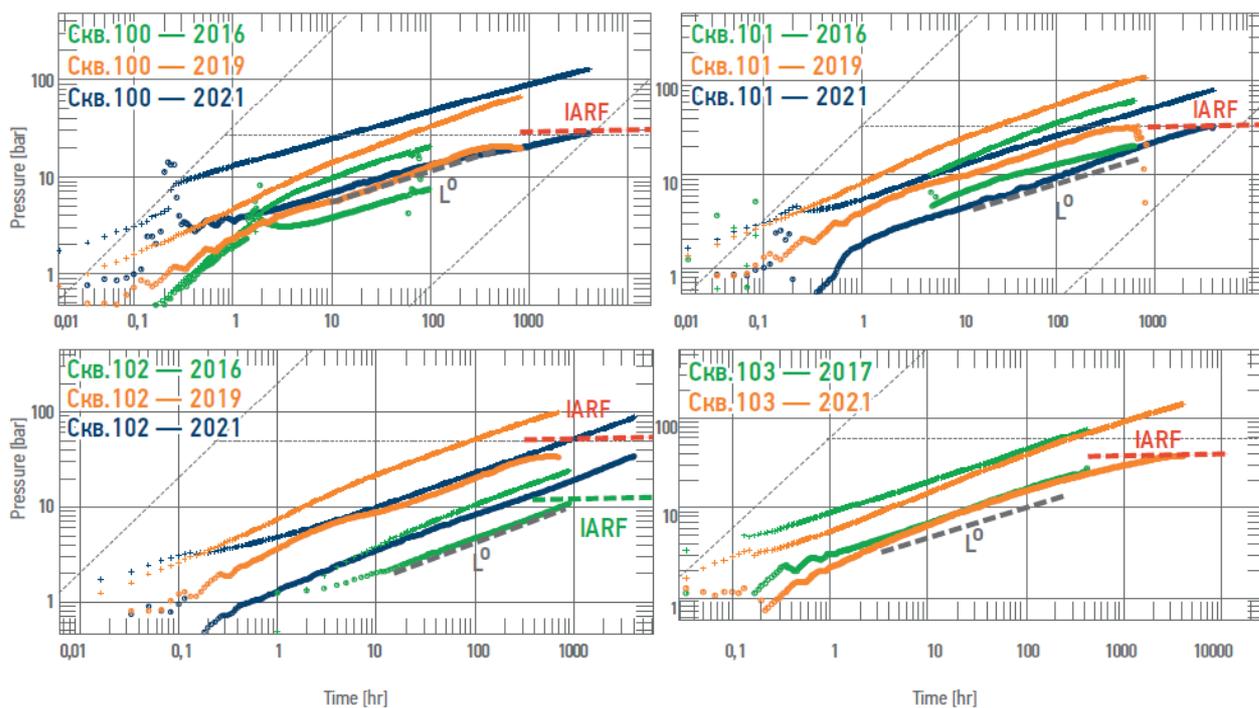


Рисунок 2.15 - Графики КПД по скважинам 101 и 102 [109]

Рисунок показывает, что процесс кольтатации и последующий рост трещины происходил на временном интервале 4 месяца.

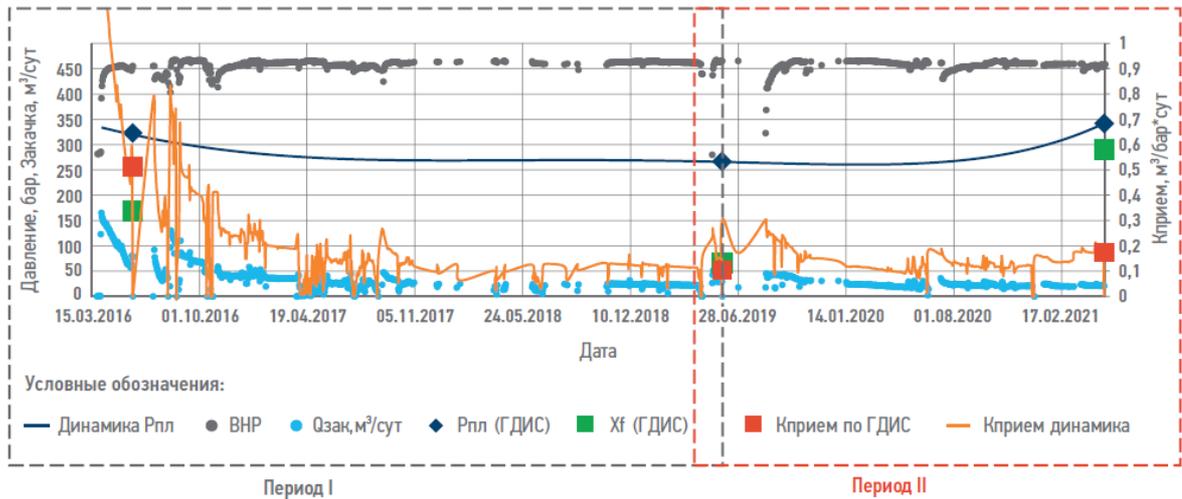


Рисунок 2.16 - Динамика работы скважины 102 по материалам [109]

Авторы [110] провели ретроспективные расчеты на сопряженной геомеханической и фильтрационной моделях и сопоставили результаты с параметрами полученными по результатам ГДИС.

Период изучения длился 4 месяца. За это время было выполнено три исследования методом КПД (Рисунок 2.17).

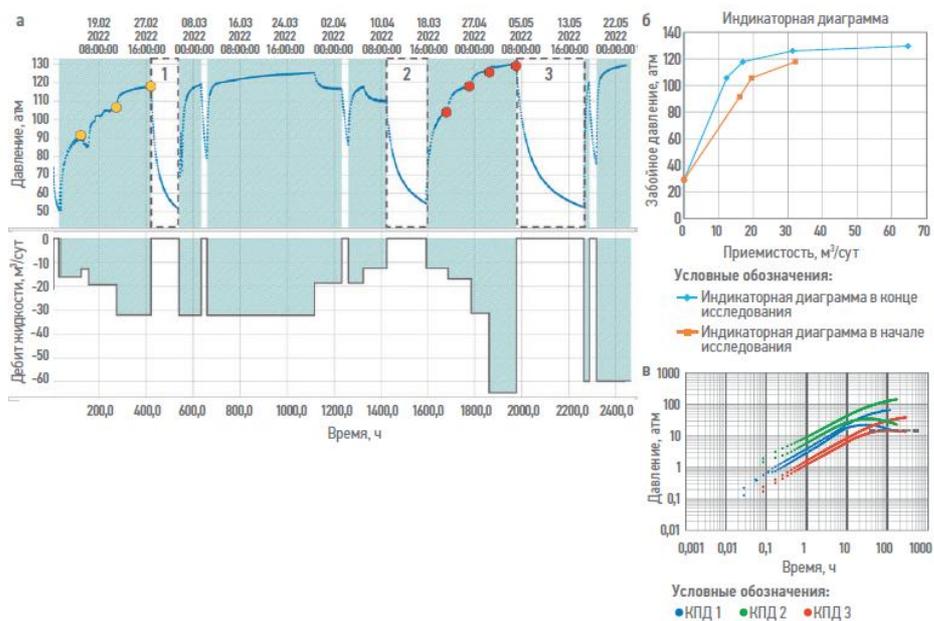


Рисунок 2.17 - История записи давления и приемистости в период проведения исследования (а), ИД (б), билогарифмический анализ циклов КПД (в). Желтыми и красными точками (а) указаны режимы, выбранные для двух ИД (б). Числами 1, 2, 3 (а) отмечены КПД, отображенные на диагностическом графике (в). Составлено авторами [110]

По результатам воспроизведения на модели результата ГДИС (Рисунок 2.18), рост трещины перед КПД 3 продолжался около 10 суток.

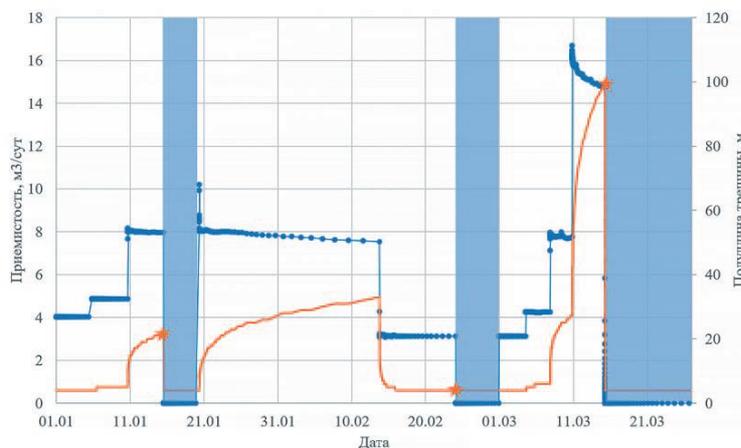


Рисунок 2.18 - Модельная динамика полудлины трещины в процессе исследования. Составлено авторами [110]

Известно [111, 112], что КПД в нагнетательной скважине с трещиной в призабойной зоне пласта в координатах $\Delta P - \lg(t)$, имеет характерную трезвенную структуру. Средний участок кривой отражает замедление темпа снижения давления вследствие смыкания трещины и выдавливания воды в ствол скважины

На Рисунке 2.19 приведены три КПД, записанные в нагнетательной скважине, работающей с приемистостью 1000 м³/сут с интервалом три месяца [112]. Изменение конфигурации кривых (а, б) и времени запаздывания с ростом объема закачанной воды с примесями указывает на увеличение размеров трещины (с) на протяжении 6 месяцев.

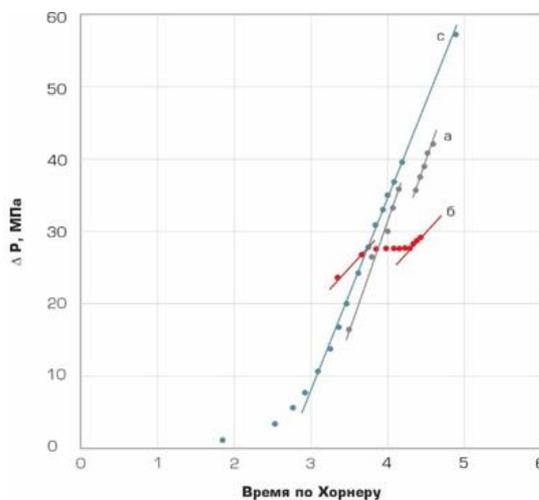


Рисунок 2.19 - Изменение вида КПД в процессе нагнетания воды на даты
а – 12.02, б – 04.06, с – 28.08

В указанных примерах регистрация серии КПД с интервалом во времени показывает увеличение длины техногенной трещины на временном масштабе несколько месяцев.

В отдельных случаях техногенная трещина от нагнетательной скважины может достигать забоя добывающей, что устанавливается методом гидропрослушивания. В частности, такие трещины установлены на Приобском месторождении. На Рисунке 2.20, приведены диагностированные в результате исследования трещины [68, 114, 115] имеют длину до 1700 метров. В работах [116, 117] установлено, что в рядной системе разработки техногенные трещины могут соединяться в единую магистральную трещину. Показано, что при небольших различиях в давлениях закачки между соседними нагнетательными скважинами можно добиться кратного снижения расхода закачиваемой жидкости или его полного отсутствия в любой из нагнетательных скважин из-за образования неравномерного профиля давления вдоль трещины.

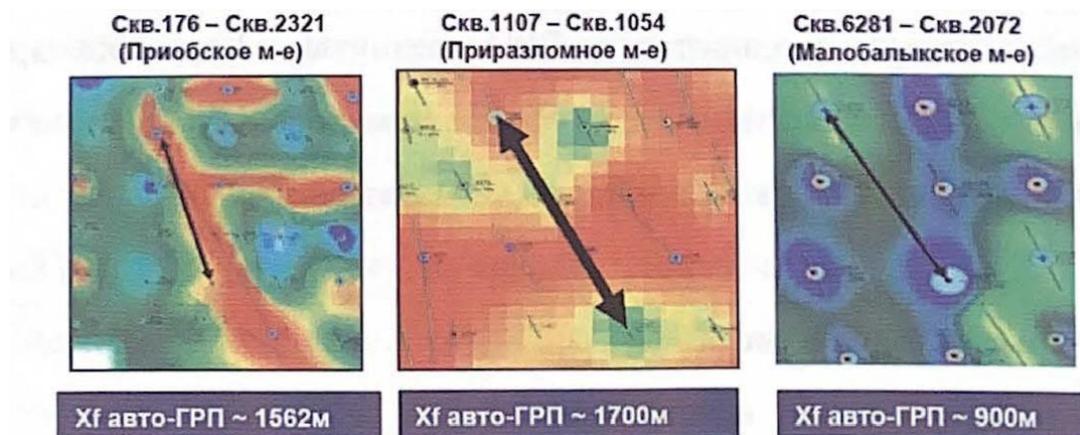


Рисунок 2.20 - Выявление трещины автоГРП по результатам гидропрослушивания [68]

В частности, одна из нагнетательных скважин перестает принимать закачиваемую воду при разнице забойных давлений между скважинами более 1 МПа. С другой стороны, при освоении крупных месторождений Западной Сибири, характеризующихся высокой проницаемостью, увеличение давления нагнетания до величины давления разрыва считалось целесообразным, так как позволяло не заниматься очисткой воды в условиях отсутствия инфраструктуры [73].

В работе [46] при участии Юсупова К.С. определены радиусы зоны техногенной трещиноватости для скважин, заводняющих пласт АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения. При устьевом давлении до 11,6 МПа рассчитанный радиус составляет 30 м, а с увеличением давления наблюдается резкое скачкообразное увеличение радиуса до 80 м (Рисунок 2.21).

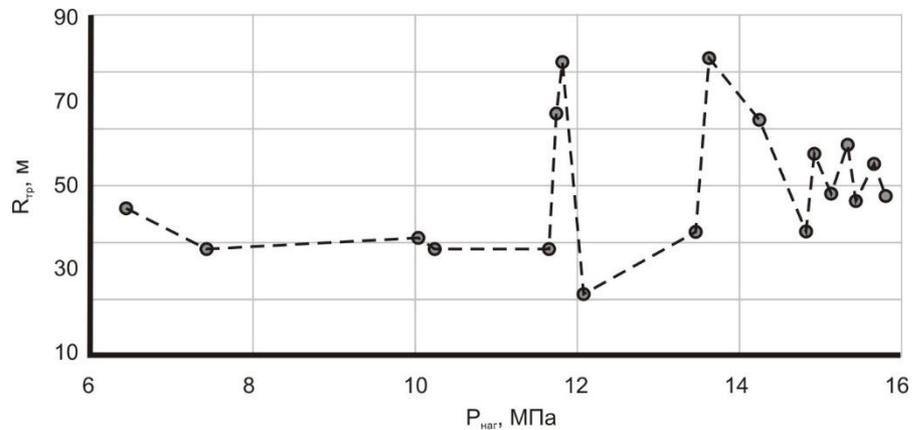


Рисунок 2.21 - Зависимость размера зоны трещиноватости от величин давления нагнетания на устье скважины по пласту АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения [46]

Таким образом, наличие подвижных техногенных трещин в призабойных зонах нагнетательных скважин, эксплуатирующих высокопроницаемые пласты подтверждено проведением гидродинамических исследований, однако их влияние на добывающие скважины не выявлено.

2.4 Существующие подходы к моделированию развития трещин

Традиционные подходы к моделированию гидроразрыва пласта преимущественно основываются на одномерных моделях [88,118]. Такой выбор объясняется тем, что протяжённость трещины обычно значительно превышает её ширину и высоту, что позволяет упростить описание процесса без необходимости рассмотрения трехмерной постановки. В публикациях выделяют две основные одномерные модели, различающиеся по описанию вертикального сечения: KGD (Христиановича-Гирстмы-Де Клерка) – предполагает прямоугольное вертикальное сечение трещины [119,120,121,122] и PKN (Перкинса-Керна-Нордгрена) предполагает сечение трещины эллиптической формы [123,124,125,126]. Оба подхода базируются на законах сохранения массы и импульса (обычно

реализуемых через закон Дарси или Пуазейля) и включают геомеханические соотношения между давлением в трещине и её шириной. Основное отличие заключается в геометрических предположениях: KGD использует плоскую деформацию с переменной высотой (при длинной трещине), а PKN — фиксированную высоту, отражающую вертикальные ограничения в породе.

Рассмотренные примеры по месторождениям показывают, что неконтролируемое развитие техногенных трещин приводит к опережающему проект обводнению добывающих скважин и значительно увеличивает срок достижения проектной нефтеотдачи. Однако задача расчета роста трещины автоГРП отличается от подходов к моделированию массивированного ГРП применяемого для стимуляции дебита. Основные отличия связаны с продолжительностью закачки жидкости – годы при заводнении и часы при ГРП, нагнетаемым флюидом – вода фильтруется в породу, гель практически нет. Поэтому оценить объем и размеры трещины при массивированном ГРП можно по объему закачанного геля. Количество воды находящееся в трещине автоГРП мало, относительно приемистости из-за утечек в породу, которая меняется во времени и по длине трещины. Отсюда возникает сложность моделирования трещин, вызванных закачкой воды. Сложность расчета состоит в необходимости учета дополнительных факторов, таких как изменение порового давления в окрестности трещины и пороупругие, термические, гидравлические (изменение расхода и давления) эффекты [127-142], что делает классические модели не применимыми. Например, в работе [143] представлена математическая модель авто-ГРП для нагнетательных скважин, в которой введение параметра утечек приводит к тому, что дальнейшее увеличение длины трещины ограничивается: рост продолжается до тех пор, пока объем утечек не компенсирует подачу жидкости. При этом расчетные значения показывают длину трещины менее 50 метров и время формирования порядка 20 секунд. В работе [144] показано решение задачи о нахождении равновесного состояния трещин автоГРП, на основе расчета баланса между приемистостью и оттоком. В работах [145,146] предлагаются методы оценки длины

техногенной трещины в зависимости от забойного давления. Однако все эти подходы не позволяют оценить динамику роста техногенных трещин.

Это делает данный класс задач актуальным предметом исследований. Однако в настоящее время используемое коммерческое программное обеспечение для моделирования имеет тенденцию игнорировать динамическое поведение распространения и упрощать до независимой от времени трещины с заданным направлением и фиксированной длиной. Существующие подходы строятся на основе сопряженных геомеханических моделей, многомерных и конечно-элементных моделей, численных расчетах [147-155].

Таким образом, аналитические модели, применяемые для описания ГРП, имеют существенные ограничения при учёте специфики трещин автоГРП и техногенных трещин, что подчёркивает необходимость разработки и применения более сложных моделей для точного описания данных процессов. По нашему мнению, существуют дополнительные факторы, которые оказывают сильное влияние на динамику роста трещин при закачке воды, но их роль недостаточно изучена в таких задачах. Например, примеси, содержащиеся в воде попадая в поровое пространство стенок трещины изменяют микроструктуру пор, уменьшая как эффективную пористость, так и коэффициент проницаемости.

2.5 Примеси в воде используемой для заводнения

Анализ проб воды, отобранных из водоводов систем поддержания давления, на промыслах Западной и Восточной Сибири, Поволжья [156,157] показывает, что вода содержит твердые взвешенные частицы (ТВЧ) - примеси. Примеси имеют различную природу (соединения железа, частицы минералов, нефтепродукты), широкий диапазон концентрации от 5 до 250 мг/л и размеров, от 0,3 мкм до 80 мкм и выше (Рисунок 2.22). Попадая в призабойную зону нагнетательной скважины с потоком воды, примеси будут источником ее загрязнения и вызывать снижение приемистости.

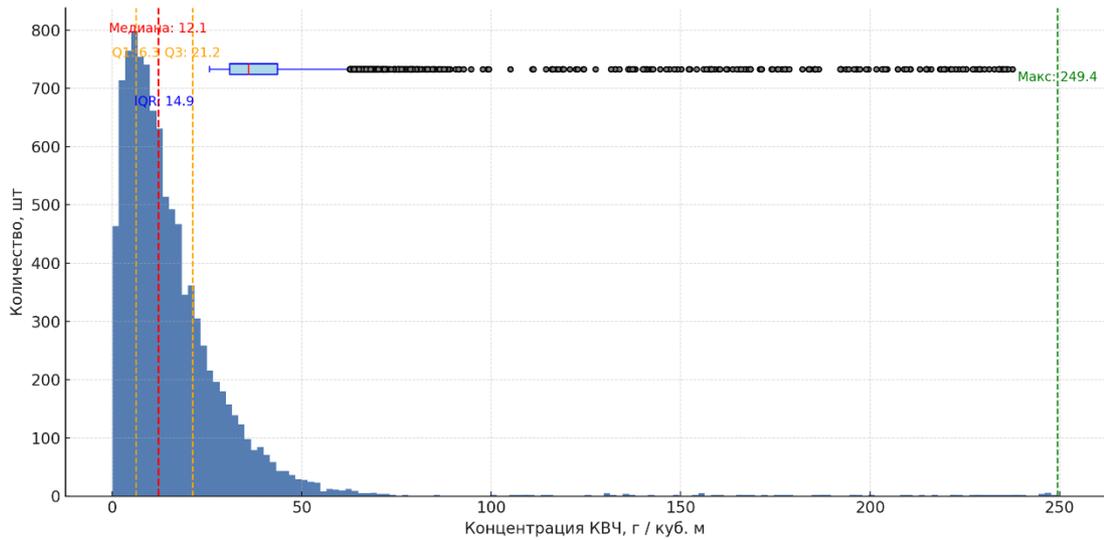


Рисунок 2.22 - Содержание твердых примесей в воде 15 промыслов в Западной Сибири

Для примера приведем динамику коэффициентов приемистости по нагнетательным скважинам одного из месторождений юга Тюменской области (Рисунок 2.23).

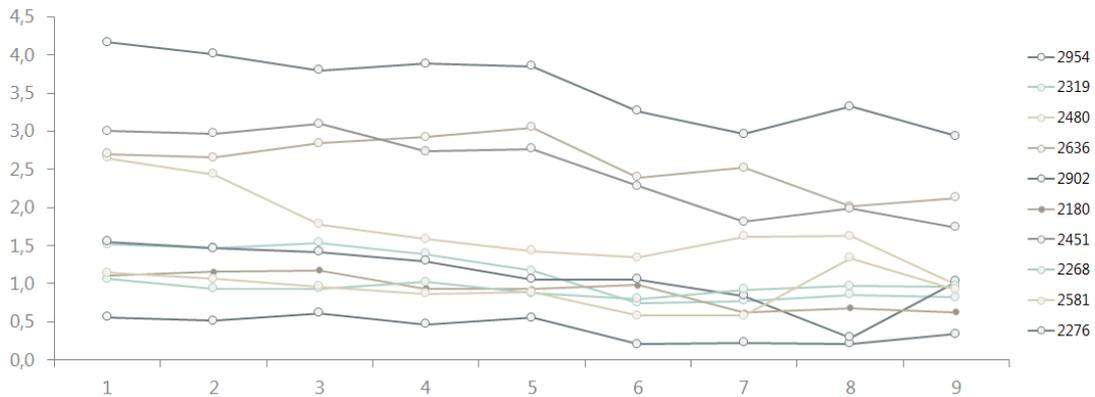


Рисунок 2.23 - Динамика коэффициента приемистости

Более 60% геолого-технических мероприятий проводимых ежегодно на нагнетательном фонде составляют мероприятия по восстановлению приемистости. При содержании механических примесей в воде около 120 г/м^3 , зафиксировано снижение приемистости скважин до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ [158].

В 2023 году отобраны и исследованы 15 проб жидкости, полученных в процессе самоизлива нагнетательных скважин 220, 248, 227. Количество частиц в пробах воды составило: по скв. 220, 248 в среднем около 1000 г / куб. м , по скв. 227 в среднем около 4500 г / куб. м (Рисунок 2.24). После отбора 22 м^3 воды количество

взвешенных частиц не имело выраженной тенденции к снижению, что говорит о значительном их количестве в призабойной зоне пласта и трещине гидроразрыва.

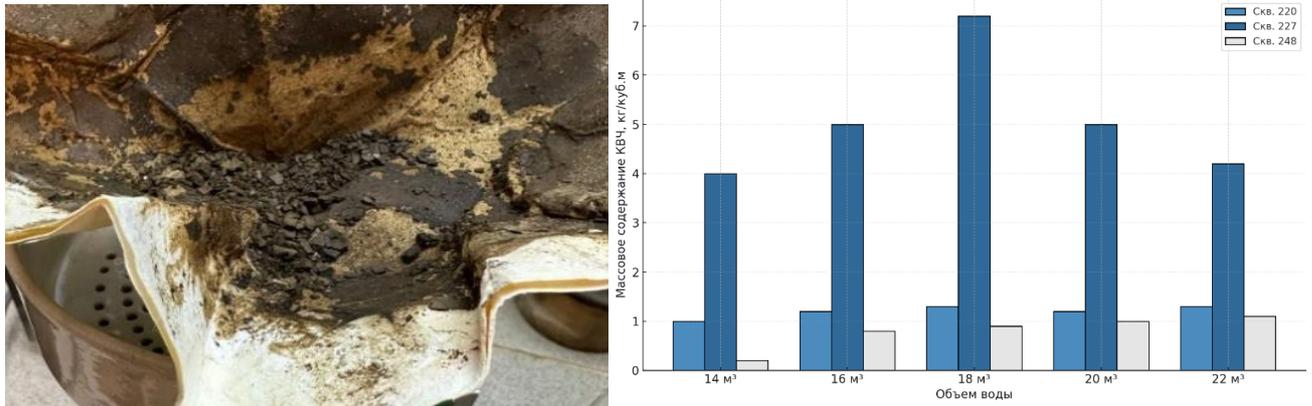


Рисунок 2.24 - Количество и внешний вид взвешенных частиц, выносимых ПОТОКОМ ВОДЫ

Эффективность обратной промывки скважины в качестве способа восстановления приемистости, объясняется выносом блокирующих пористую среду частиц обратным потоком воды из пласта. Продавка [159,160] это принудительное раскрытие трещин в призабойной зоне нагнетательной скважины посредством закачки воды насосным агрегатом без последующего заполнения их песком или каким-либо другим зернистым материалом. Широко использовалась для увеличения приемистости нагнетательных скважин в 70-80 х годах. Самопроизвольная продавка, это явление, при котором происходит увеличение приемистости скважины без проведения мероприятий. Часто наблюдается при пуске скважины после остановки, дренажа, остановки при ограничении закачки. Прирост приемистости после самопроизвольной продавки нередко составлял 100-200 м³/сут. Исследователями зафиксирован эффект, когда процесс снижения приемистости и роста давления и снижения давления и роста приемистости происходил с периодом в 10 минут.

При анализе нагнетательных скважин, обращают внимание скважины в которых снижение коэффициента приемистости не наблюдается. По нашему мнению, существует взаимосвязь между стабильной приемистостью скважин в условиях закачки воды с примесями и развитием техногенных трещин. Учеными считается, что при разработке ТРИЗ целесообразно создавать забойные давления

выше давления раскрытия трещин на 20-25%, что благотворно влияет на охват. Практикой (Рисунок 2.25) рекомендуются давления на устье 10-13 МПа (300-900мД), 13-16 МПа (50-300 мД), 16-18 МПа (5-50мД), 20-22 МПа (менее 5 мД) [161, 162].

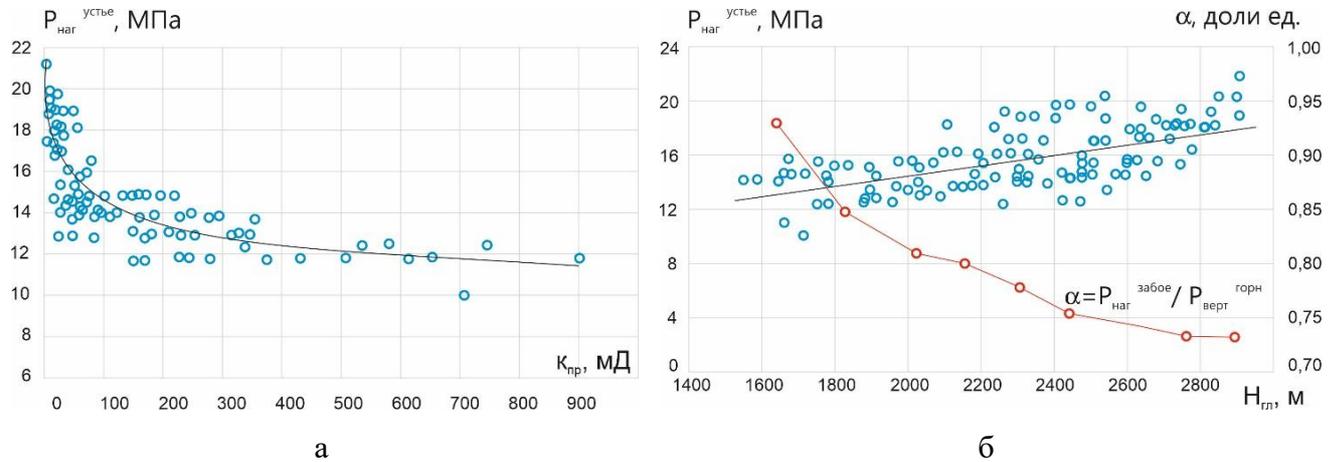


Рисунок 2.25 - Реализуемые давления нагнетания от проницаемости (а) и глубины залегания (б) по материалам [162]

Таким образом, сочетание загрязнения призабойной зоны, снижение утечки воды в пласт и самопроизвольный разрыв пород, вызываемый ростом забойного давления над критической величиной, является процессом, приводящему к развитию протяженности техногенных трещин.

Выводы по главе 2:

1. Современные доступные математические модели расчета трещин ГРП показывают, что времена образования трещин самопроизвольного гидроразрыва породы водой составляют минуты, что говорит о необходимости совершенствования модели для расчета роста протяженных техногенных трещин. Более того, существующие концепции трещин автоГРП часто применяются неявно как мгновенные события (подобно традиционному гидроразрыву пласта), тогда как эволюция трещин, вызванная заводнением, по своей природе является многомасштабной и длительной по времени.
2. На основе анализа промышленного опыта заводнения низкопроницаемых объектов и результатов ГДИС установлено, что развитие протяженных

техногенных трещин при закачке воды происходит на масштабах времен месяцы и годы.

3. Современная теория разработки низкопроницаемых объектов на месторождениях углеводородов должна учитывать развитие техногенных трещин как неотъемлемую часть системы заводнения. Существующая парадигма разработки месторождений не описывает данный процесс, а значит не позволяет им управлять. Прогноз и управление этим процессом позволит повысить эффективность и полноту извлечения запасов нефти и газа.

3 КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ПРОТЯЖЕННЫХ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН ПРИ НАГНЕТАНИИ ВОДЫ

3.1 Процесс роста длины техногенных трещин

Для развития протяженной техногенной трещины необходимо нагружение трещины давлением закачиваемой воды с превышением величины минимального горизонтального напряжения на величину предела прочности на разрыв. Рассмотрим процесс роста давления в трещине как следствие загрязнения стенок трещины твердыми частицами примесей при фильтрации закачиваемой воды в пласт. Это позволяет снижать утечку из трещины в условиях приращения ее длины. Рассмотрим работу системы скважина – пласт. Скважина для примера, стимулирована гидроразрывом пласта. Приемистость скважины Q_1 возрастающая функция произведения коэффициента приемистости k_1 на величину репрессии равную разнице между забойным $P_{заб}$ и пластовым давлением $P_{пл}$.

Проектная приемистость нагнетательной скважины обеспечивается за счет создаваемого насосной станцией давления на выходе, с учетом штуцеров, и гидростатического давления воды в скважине. Характеристика питающего центробежного насоса в координатах давление – производительность насоса представляет собой убывающую функцию, снижение приемистости пласта вызывает рост давления (противодавления) на выходе насоса. В системе пласт – скважина при эксплуатации устанавливается баланс, определяемый пересечением характеристик в некоторой точке 1. При фильтрации воды, примеси накапливаясь загрязняют поверхность пласта, вскрытого трещиной гидроразрыва (Рисунок 3.2, I). По мере роста объема профильтрованной воды вырастут фильтрационные сопротивления, коэффициент приемистости будет снижаться и графически режим работы системы будет перемещаться из точки 1 влево, выражаясь в снижении приемистости и росте давления в трещине. Если давление достигнет величины P_p в точке 2 соответствующего давлению распространения, то индуцируемая давлением трещина самопроизвольного гидроразрыва (автоГРП), вернет систему в устойчивое состояние (Рисунок 3.2, II).

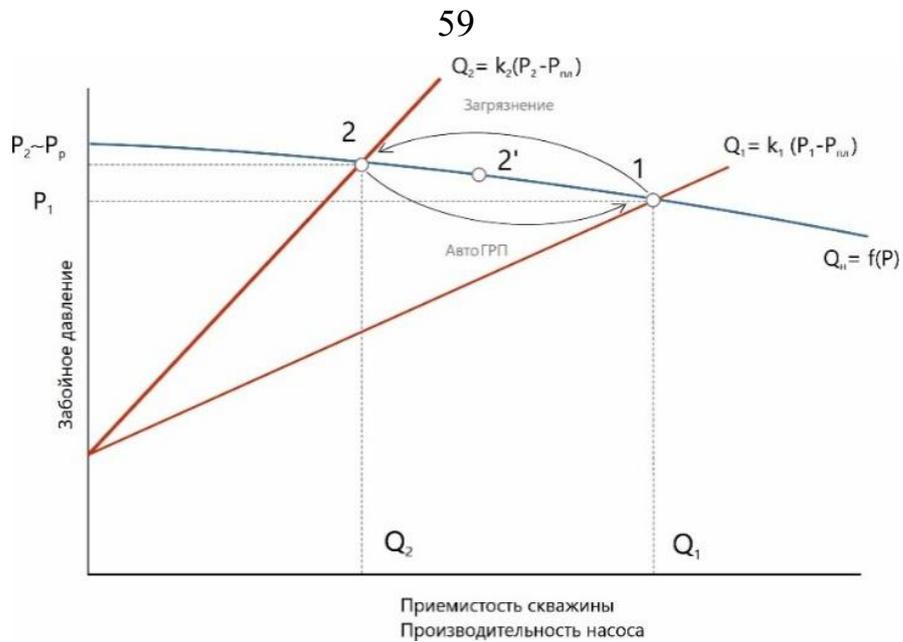


Рисунок 3.1 - Схематичное изображение процесса, приводящего к росту длины трещины

Созданная стенками образованной трещины незагрязненная площадь фильтрации увеличит отток воды, что снизит давление и вернет систему в точку 1. Через определенное время стенки трещины включая созданный участок продолжают загрязняться что вызовет вновь автоГРП и удлинение техногенной трещины (Рисунок 3.2, III). Данный процесс подстройки линейных размеров трещины под целевой объем закачиваемой воды с учетом снижающегося оттока из-за загрязнения породы положен в основу вводимой авторами концепции адаптирующегося роста техногенной трещины под целевую приемистость воды в процессе заводнения.

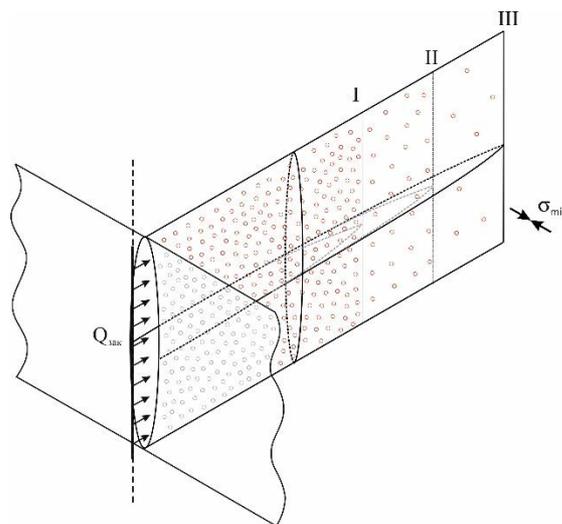


Рисунок 3.2 - Схематическое изображение роста трещины

Новизна описываемого явления заключается в том, что в отличие от гидроразрыва породы, продолжающегося минуты, развитие техногенных трещин, как совокупности повторяющихся гидроразрывов пласта может происходить на промежутках времени несколько месяцев, лет.

3.2 Снижение проницаемости при фильтрации воды с примесями через пористую среду

Фильтрация жидкости с примесями через пористую среду изучена в теоретических и экспериментальных исследованиях таких исследователей как Тронов В.П., Звягин Г.А., Перевалов В.Г., Вагнер М.А., Шихман, L.C. Case, Szilas A.P., Гонтарь Ю.В., Жужиков В.А., Ли А.Д. Yerramilli, P.L.J. Zitha. Установлено, что интенсивность снижения фильтрации зависит от характера взвеси, распределения размера частиц относительно размера поровых каналов, концентрации частиц и расхода воды. Например, в [163, 164] показано, что повреждение пласта происходит как в глубине породы, так и на ее поверхности. Частицы блокируют открытые поры и накапливаются на поверхности породы, в случае если их размер больше поперечного сечения пор. При меньшем размере, проникают по поровым каналам на глубину от нескольких сантиметров до метра [165]. Для описания процесса разработаны физико-математические модели, например [166].

В рамках решаемой задачи применен подход, заключающийся в аппроксимации результатов лабораторных исследований зависимостью вида:

$$k(t) = k_{\pi} + k_0(1 - k_{\pi}/k_0)\exp[-CQ(t)] \quad (3.1)$$

Где k_0 это начальная проницаемость, k_{π} это проницаемость «плато», величины при которой в лабораторном эксперименте рост дополнительных сопротивлений отсутствует. C – это некоторый коэффициент, интегрально отражающий скорость загрязнения и зависящий от концентрации частиц, их размера и распределения, свойств пористой среды и прочих факторов. $Q(t)$ это объем воды, прокачанный через единицу площади пористой среды.

Экспоненциальные приближения хорошо показали себя в расчетах, так как позволяют аппроксимировать кривую за счет настройки всего одного коэффициента C .

В качестве примера, в дополнение опубликованным [167,168,169] приведем результаты лабораторных исследований, по ряду месторождений Западной Сибири [170]. Через образцы керна пластов групп ЮВ, и БС фильтровалась вода, отобранная из водоводов системы ППД, и содержащая твердые частицы в диапазонах от 12 до 100 мг/л. Результаты 29 экспериментов показывают схожий результат – рост перепада давления за счет загрязнения и как следствие, снижение расчетной проницаемости образца для потока воды в отдельных случаях до 10% от начальной величины, из-за загрязнения входного сечения образца (Рисунок 3.3).

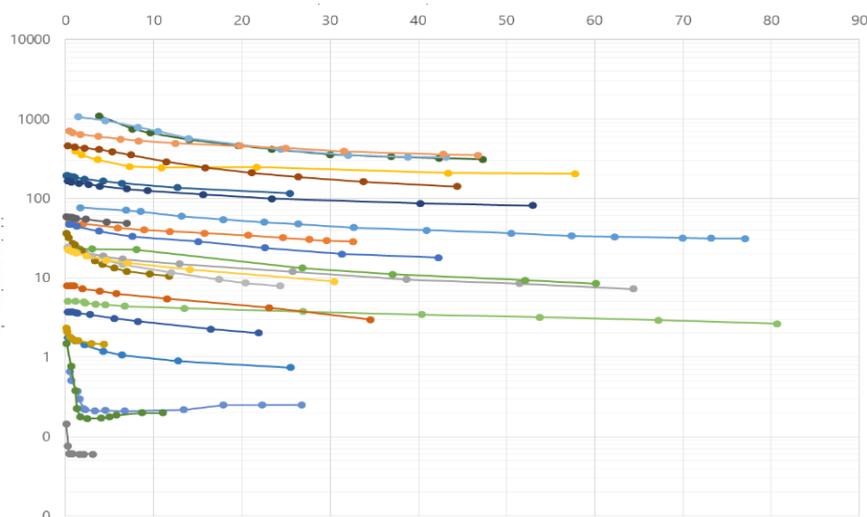


Рисунок 3.3 -Результаты прокачки воды с примесями через керны [170]

Результаты исследований были обработаны по формуле (3.1) посредством статистических методов, по каждой кривой получены значения $k_{п}$ и C_{12} , C_{25} , C_{100} . Образцы сгруппированы по величине начальной проницаемости.

Таблица 3.1 – Калиброванные параметры экспоненциальной зависимости $k(Q(t))$ для образцов с начальной проницаемостью менее 2 мД.

Диапазон, мД	$k_{п}/k_0$	C_{100}	C_{50}	C_{25}	C_{12}
< 2	0.180	1.110	0.561	0.279	0.134

3.3 Физико-математическая модель роста техногенной трещины

Рассмотрим задачу о росте одиночной техногенной трещины, индуцируемой внутренним нагружением, создаваемым нагнетаемой водой. Свойства пласта, жидкости, концентрация примесей и технологический режим работы нагнетательной скважины заданы. Задача состоит в определении динамики роста техногенной трещины и рассматривается в одномерной постановке. Разрыв породы рассматривается происходящим мгновенно (скорость распространения трещины близка к скорости звука в породе). На каждом шаге решается геомеханическая задача для заданных упруго-прочностных свойств породы, гидромеханическая задача решается для определения расхода суспензии по длине трещины и утечек в пласт. Суспензия рассматривается как вязкая несжимаемая жидкость с постоянной концентрацией дисперсной фазы. Так же приняты следующие допущения:

- Пренебрегается влияние изменения порового давления на величину давления распространения трещины в ее окрестности;
- Стенки трещины считаются идеально гладкими, шероховатость отсутствует;
- Процесс фильтрации рассматривается как изотермический;
- Одинаковы вязкости закачиваемой воды и жидкости в пласте;
- Трещина распространяется прямолинейно, в плоскости перпендикулярной к направлению минимального горизонтального напряжения;
- Высота трещины постоянна и много меньше ее длины;
- За счет разного временного масштаба процессов развития трещины и течения жидкости с загрязнением породы и баланса между объемом притекающей в трещину воды и утекающей в пласт на каждом шаге задачу можно считать стационарной;

Математическая модель, описывающая рост техногенной трещины при заводнении, синтезированная на основе известных соотношений (3.2-3.4) модели Перкинса-Керна-Нордгрена (ПKN), распределения давления внутри трещины на основе закона Пуазейля для потока ньютоновской жидкости, с учётом оттока воды в пласт по длине трещины (3.5) согласно закону Дарси. Изменение пластового давления (3.6) учитывается на основе табулированных решений Грингартена и Рэйми посредством свертки по времени мгновенной реакции пласта с историей расхода (через функции Грина и соответствующие им источники функции) для геометрии трещины. Впервые автором учитывается загрязнение стенок трещины как зависящий от времени неоднородный процесс, связанный с расходом и концентрацией частиц (3.9).

Рассмотрим прямоугольную область пласта размером $x_l \times y_l \times z_l$ на боковых гранях которой задано постоянное пластовое давление P_0 , на верхней и нижней гранях задано условие не протекания (Рисунок 3.4). Вертикальная скважина пересекает плоскости (x,y) в точках с координатами (x_w, y_w) . Считаем, что в начальный момент времени скважина стимулирована ГРП и длина созданной трещины L_0 известна. Начальное условие в центре трещины: известный расход $2Q_{\text{наг}}$. Вертикальная симметричная трещина развивается в проницаемой упругой среде в горизонтальном направлении, принятом за ось x и её высота равна h .

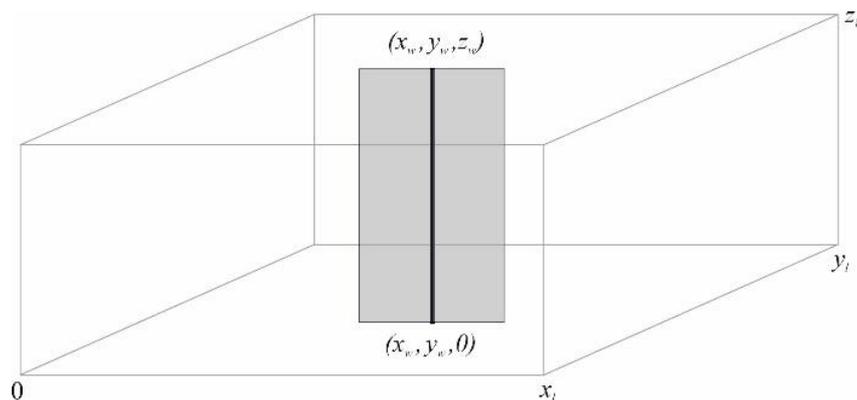


Рисунок 3.4 - Плоская вертикальная трещина в пористой среде

При любом t в том числе при $t=0$ длина трещины определяется из условия баланса между приемистостью скважины $2Q_{\text{наг}}$ и суммой утечки через боковые грани трещины в пласт и объема воды в трещине, при условии, что давление нагнетания ($P_{\text{наг}}$) больше наименьшего горизонтального напряжения (σ_{min}) в

плоскости (x, y) , т.е. $P_{\text{наг}} > \sigma_{\text{min}}$. В каждом вертикальном сечении формируется эллиптический профиль, с максимальным раскрытием w_{max} на горизонтальной оси эллипса.

$$w_{\text{max}} = \frac{2h}{E'} (P_{\text{тр}}(x, t) - \sigma_{\text{min}}) \quad (3.2)$$

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \quad (3.3)$$

где: w_{max} максимальная ширина трещины, E – модуль Юнга, ν – коэффициент Пуассона, $P_{\text{тр}}(x, t)$ – давление в сечении трещины в точке x в момент времени t . Уравнение течения воды через сечение в точке x по длине трещины на основе закона Пуазейля можно записать в виде [171]:

$$\frac{\partial P_{\text{изб}}(x, t)}{\partial x} = -\frac{64\mu}{\pi w_{\text{max}}^3 h} Q(x, t) \quad (3.4)$$

где: $P_{\text{изб}}(x, t) = P_{\text{тр}}(x, t) - \sigma_{\text{min}}$ соответствует избыточному давлению в сечении трещины, в точке x с учетом $P_{\text{изб}}(x, t)|_{x=0} = P_{\text{наг}} - \sigma_{\text{min}}$, $Q(x, t)$ – расход воды через сечение в точке x , μ – вязкость воды, h – высота трещины.

Утечка через единицу площади поверхности трещины в пористую среду, рассчитывается исходя из проницаемости $k(x, t)$ изменяющейся вследствие загрязнения в слое $L_{\text{пр}}$ и может быть определена как:

$$q(x, t) = \frac{k(x, t)}{\mu L_{\text{пр}}} [P_{\text{тр}}(x, t) - \hat{P}(x, y, z, t)] \quad (3.5)$$

где: $k(x, y, z, t)$ – проницаемость породы; $\hat{P}(x, y, z, t)$ – текущее пластовое давление в точке с координатами x, y, z ; $L_{\text{пр}}$ – глубина проникновения ТВЧ.

Текущее пластовое давление в точке с координатами x, y, z на основе решения Грингартена и Рэйми [172] можно записать в форме:

$$\hat{P}(x, y, z, t) = P_0(x, y, z) + \frac{1}{m\beta} \int_{x_w}^{L_{\text{тр}}(t)} \left[\int_0^t q(x, y_w, \tau) S(x', t - \tau) d\tau \right] dx' \quad (3.6)$$

$$S_i(x, t) = \left\{ \frac{2}{y_l} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 \eta_{yx} t}{y_l^2}\right) \right] \times \sin \frac{n\pi y_w}{y_l} \times \sin \frac{n\pi y}{y_l} \right\} \times \quad (3.7)$$

$$\times \left\{ \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{1}{n} \exp \left(-\frac{n^2 \pi^2 \eta_{yx} t}{x_l^2} \right) \times \sin \frac{n \pi \Delta x_i}{2 x_l} \times \sin \frac{n \pi x_i}{x_l} \times \sin \frac{n \pi x}{x_l} \right] \right\} \times$$

$$\times \left\{ \frac{h}{z_l} \left[1 + \frac{4 z_l}{\pi h} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{h} \exp \left(-\frac{n^2 \pi^2 \eta_z t}{z_l^2} \right) \times \sin \frac{n \pi h}{2 z_l} \times \cos \frac{n \pi z_w}{z_l} \times \cos \frac{n \pi z}{z_l} \right] \right\}$$

где $L_{\text{тр}}(t)$ – текущая длина трещины, $S(x', t - \tau)$ – функция источника от отрезка трещины длиной dx' , m – пористость пласта, β – сжимаемость насыщенной породы, η_{yx} пьезопроводность пласта в плоскости yx , k_{yx} – проницаемость породы в плоскости yx . Считаем, что распределение начального пластового давления $P_0(x, y, z)$ известно.

Материальный баланс потока воды по длине трещины, с учетом $Q(x, t)|_{x=L_{\text{тр}}} = 0$ и $Q(x, t)|_{x=0} = -Q_{\text{нар}}$ определяется в виде:

$$Q(x, t) = Q_{\text{нар}} - 2h \int_{x_w}^x q(x, t) dx \quad (3.8)$$

где $2Q_{\text{нар}}$ – приемистость скважины.

Предложена экспоненциальная кинетическая модель первого порядка для снижения проницаемости стенки трещины по накопленному объему утечки через единицу площади с ненулевым предельным значением $k_{\text{п}}$ в виде:

$$k(x, t) = k_{\text{п}} + (k_0 - k_{\text{п}}) \exp(-C Q_{\text{ут}}(x, t)) \quad (3.9)$$

где k_0 начальная фазовая проницаемость для воды, $k_{\text{п}}$ величина предельного снижения проницаемости, определяемая в лабораторном эксперименте по прокачке воды с ТВЧ через образец [163], C – коэффициент, отражающий скорость загрязнения, $Q_{\text{ут}}$ – объем утечки воды в пласт через единицу площади стенки трещины.

Новизна состоит в привязке снижения проницаемости к локальному полю утечки вдоль трещины; явный учет предельного снижения проницаемости, идентифицируемый коэффициент засорения, калибруемый по сериям лабораторных экспериментов, интеграция в расчет течения в трещине, что обеспечивает монотонность и численную устойчивость при сопряжении с утечкой.

Прокачанный объем воды на единицу площади, определяется как:

$$Q_{\text{ут}}(x, t) = \int_0^t q(x, \tau) d\tau \quad (3.10)$$

Рассмотрим одно крыло трещины. По мере фильтрации воды с ТВЧ и уменьшения проницаемости стенок, утечка воды из трещины будет снижаться, формируя избыточный объем внутри, а соответственно, давление в трещине будет расти. Избыточный объем определяется как:

$$Q_{\text{изб}}(x, t) = Q_{\text{наг}} - 2h \int_{x_w}^{L_{\text{тр}}(t)} q(x, t) dx \quad (3.11)$$

Приращение фронта трещины при условии, что давление у кромки трещины $P_{\text{изб}}(x, t)|_{x=L_{\text{тр}}} = \sigma_{\text{min}} + \sigma_r$ и w_{max} больше нуля можно рассчитать, как подстройку длины трещины под избыточный объем воды:

$$\Delta L_{\text{тр}}(t) = \frac{Q_{\text{изб}}(x, t) \mu L_{\text{пр}}}{2hk(x, y_w, t) [P_{\text{тр}}(x, y_w, t) - \hat{P}(x, y_w, t)]} \quad (3.12)$$

где: σ_r – предел прочности породы.

$$L_{\text{тр}} = L_{\text{тр}}(t) + \Delta L_{\text{тр}}(t) \quad (3.13)$$

где: $L_{\text{тр}}(t)$ - длина трещины до приращения.

Для численного моделирования процесса массопереноса по трещине построена неявная конечно-разностная схема. Система нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, связывающая изменение во времени расходов и давлений по длине трещины дискретизирована по пространству и времени. Моделируемая трещина разделена на ячейки наложением сетки с фиксированным шагом. В основу численного решения положена идея последовательного увеличения количества расчетных ячеек по мере удлинения трещины. В центре каждой ячейки расположен узел, в котором определяются параметры модели (Рисунок 3.5).

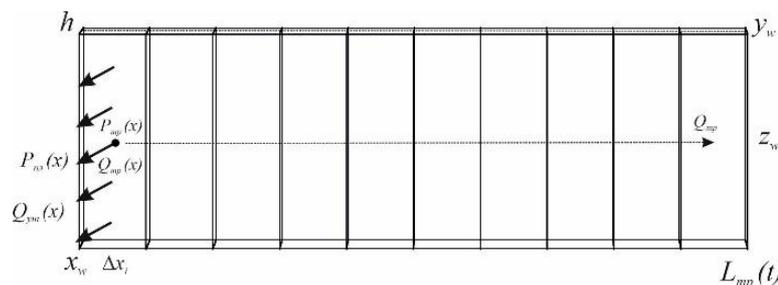


Рисунок 3.5 - Представление трещины в модели

На каждом временном шаге итеративно решаются уравнения для потока и давления совместно с расчетом параметров трещины на основе встроенных алгоритмов Maple. На первом временном шаге для заданной исходной трещины длиной L_0 рассчитывается распределение давления (3.3) и потока (3.8) по длине трещины при известном давлении и расходе на входе. Изменение пластового давления рассчитывается по (3.6) с учетом вклада утечки (3.5). В каждой ячейке оценивается накопленная утечка, для расчета (3.9) и изменение проницаемости. По мере увеличения объема отфильтрованной воды и снижения проницаемости, в трещине формируется избыточный над утечкой объем суспензии. Для последней ячейки выполняется проверка условий приращения длины, заключающихся в превышении давлением суммы $\sigma_{min} + \sigma_r$ где σ_r предел прочности породы на разрыв. Далее, рассчитывается прирост длины трещины с начальной проницаемостью стенок, обеспечивающий утечку для избыточной воды. Принято допущение, что процесс гидроразрыва происходит мгновенно и вся избыточная вода должна быть поглощена пластом или остаться в полости трещины.

Устойчивость численного метода. В каждый момент времени решается краевая задача (boundary value problem, BVP) для давления $P(x)$ и расхода $Q(x)$. Для её численного решения применяется встроенный в Maple метод `bvp` с явно заданными начальными приближениями [173].

Устойчивость обеспечивается за счёт:

- Использования неявной схемы, обладающей высокой устойчивостью даже при жёстких системах.
- Контроля параметров точности (`abserr = 0.1`, `maxmesh = 500000`), что предотвращает накопление численных ошибок.
- Использования адаптивной сетки по пространству (автоматически уточняется, если появляются резкие градиенты давления).

Кроме того, в процессе итераций значение давления на конце трещины $P(L(t))$, отклонения расхода, и кумулятивный объём утечки отслеживаются на каждом шаге, что позволяет оперативно выявлять возможные признаки неустойчивого поведения (например, резкие колебания).

Для обоснования корректности и надёжности численного моделирования роста трещины была проведена проверка устойчивости расчётов двумя методами: методом уменьшения шага сетки и анализом устойчивости краевой задачи, решаемой численно на каждом временном шаге.

Была выполнена серия тестов, в которых пространственный шаг Δx и временной шаг Δt последовательно уменьшались в два раза. При этом фиксировались ключевые характеристики системы: длина трещины $L(t)$, кумулятивная утечка $Q_{cum}(t)$ и распределение давления $P(x)$.

Проверка устойчивости численного расчета роста трещины для задачи показывает, как меняются результаты при последовательном уменьшении пространственного шага Δx , при фиксированном временном шаге $\Delta t = 315360$ сек (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Проверка устойчивости расчета при уменьшении Δx

№	Δx , м	Кол-во ячеек по длине	Итоговая длина трещины	Кумулятивная утечка Q_{cum}	Отклонение по длине от предыдущего шага, м
1	1.0	50	69.30	308.12	–
2	0.5	100	69.45	309.27	+0.15
3	0.25	200	69.52	309.83	+0.07
4	0.125	400	69.56	310.08	+0.04

- При уменьшении шага Δx решение стабилизируется: изменение длины трещины между шагами уменьшается.
- Разница между последними двумя строками по длине ≤ 0.04 , а по утечке ≤ 0.25 м³, что при длительности $T=1$ год является приемлемым.
- Это подтверждает сходимость численного метода по пространству и его устойчивость.

В Таблице 3.3 приведена проверка устойчивости по временному шагу Δt при фиксированном пространственном шаге $\Delta x=1.0$ м.

- С уменьшением Δt поведение модели становится более гладким, а итоговые значения сходятся.
- Разница между последними двумя шагами менее 1 см по длине трещины и 0.04 м³ по утечке, что можно считать устойчивым результатом по времени.

- Это подтверждает, что итерационный процесс не накапливают ошибок.

Таблица 3.3 – Проверка устойчивости при уменьшении Δt

№	Число шагов N	Кол-во ячеек по длине	Итоговая длина трещины	Кумулятивная утечка Q_{cum}	Отклонение по длине от предыдущего шага, м
1	365	100	69.30	308.12	–
2	182.5	200	69.34	308.45	+0.04
3	91.25	400	69.36	308.59	+0.02
4	45.625	800	69.37	308.63	+0.01

Численный алгоритм, реализованный в программе на Maple, демонстрирует устойчивость по времени: с уменьшением временного шага решение сходится, и итоговые характеристики модели (длина трещины, суммарная утечка) изменяются незначительно. Это позволяет использовать выбранный временной шаг Δt как приемлемый компромисс между точностью и вычислительной затратностью. Численный метод, демонстрирует устойчивое поведение при последовательном уточнении пространственной сетки. Полученные результаты подтверждают корректность схемы и возможность её применения для долгосрочного моделирования роста техногенной трещины при закачке воды с учётом утечек и загрязнения.

Сравнительный анализ показал:

- При уменьшении Δx и Δt решения сходятся, расхождение между последовательными итерациями уменьшается.
- Характер изменения $L(t)$ и профили давления вдоль трещины устойчивы к вариациям сетки.

Это свидетельствует о сходимости и численной устойчивости всей схемы.

3.4 Анализ результатов численного моделирования роста техногенных трещин в нефтяном пласте при заводнении

На Рисунке 3.6 представлены результаты численного моделирования для различных проницаемостей и концентрации примесей.

Результаты показывают, что рост трещины не ограничивается короткой начальной стадией, а продолжается в течение длительных периодов времени, порядка нескольких месяцев. В случае закачки чистой воды ($C=0$ мг/л) длина трещины монотонно увеличивается, что связано с локальным увеличением пластового давления, хотя скорость роста постепенно уменьшается со временем.

Присутствие механических примесей ($C=25$ мг/л) значительно усиливает долгосрочное распространение трещины. Важно отметить, что разница между сценариями закачки чистой и загрязненной воды увеличивается со временем, а не уменьшается, что указывает на кумулятивный эффект примесей на рост трещины. Это поведение принципиально отличается от классического гидроразрыва пласта, где распространение трещины ограничено короткими временными масштабами эксплуатации и быстро прекращается после снижения давления.

Скорость закачки играет решающую роль в определении конечной протяженности трещины. Более высокие скорости закачки приводят к значительно более длинным трещинам на поздних этапах, особенно в сочетании с повышенными концентрациями примесей.

На Рисунке 3.7. представлено изменение скорости роста трещины $v(t)$, полученная в результате численного моделирования. На ранних этапах скорости роста относительно высоки и сильно зависят от скорости закачки, что отражает быстрое раскрытие трещины и начальное распространение. Однако за этим этапом следует выраженное замедление, в течение которого скорости роста уменьшаются более чем на порядок. Несмотря на это замедление, рост трещины не прекращается. На поздних этапах ($t > 100$ дней) ненулевые скорости роста порядка $0,1 - 1$ м/сут сохраняются в широком диапазоне условий закачки, особенно в присутствии механических примесей.

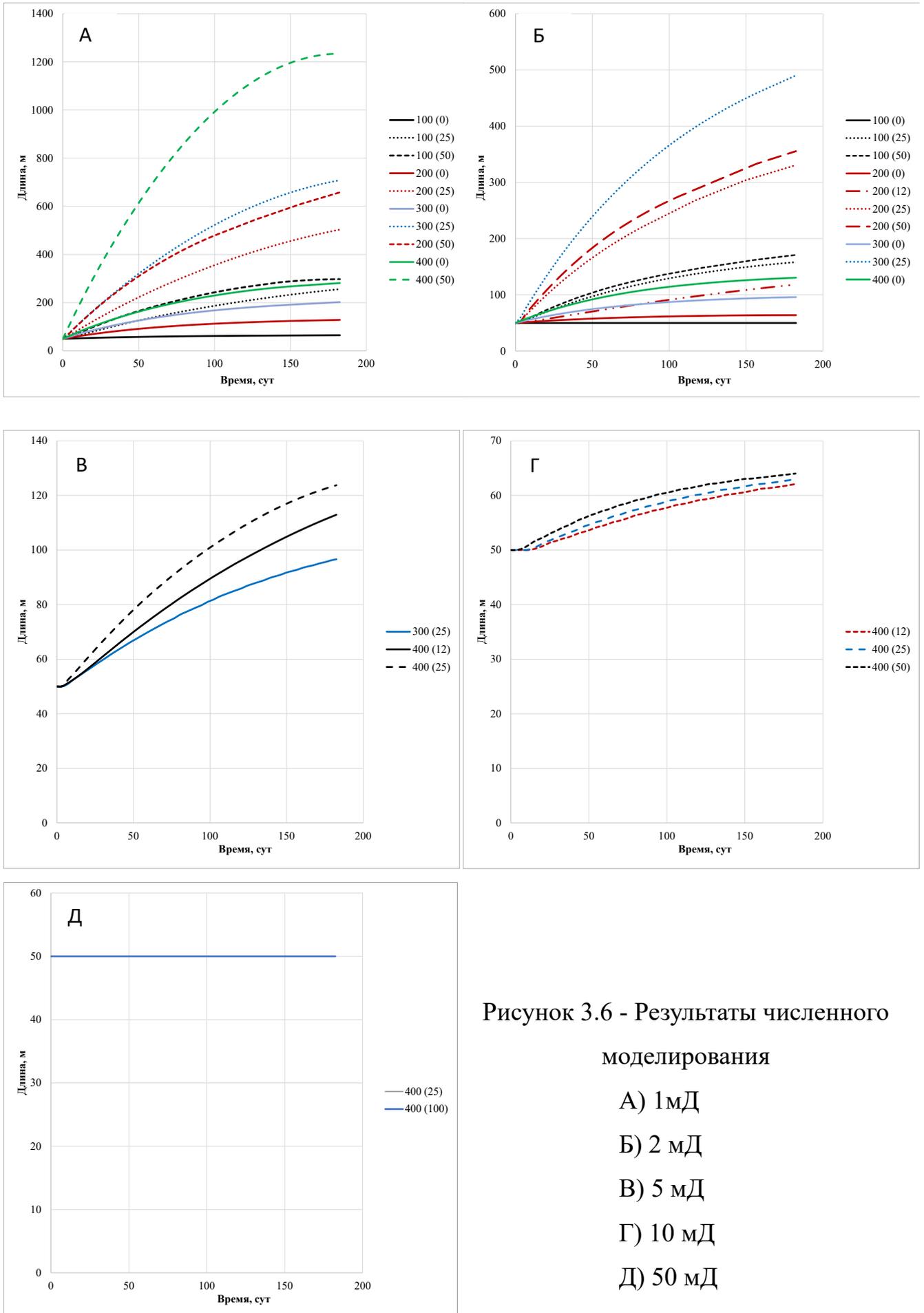


Рисунок 3.6 - Результаты численного

моделирования

А) 1 мД

Б) 2 мД

В) 5 мД

Г) 10 мД

Д) 50 мД

Этот устойчивый режим роста не может быть объяснен переходными механизмами гидроразрыва пласта и вместо этого указывает на принципиально иной, долгосрочный процесс распространения. Сохранение ненулевых скоростей роста подчеркивает адаптивный характер распространения трещины, и принципиально иной характер распространения трещин, вызванных водой с ТВЧ, по сравнению с классическим гидроразрывом пласта. Вместо достижения статического равновесия, трещина непрерывно адаптируется к изменяющимся гидравлическим условиям и условиям вблизи трещины, обеспечивая постепенное удлинение в течение длительных периодов времени.

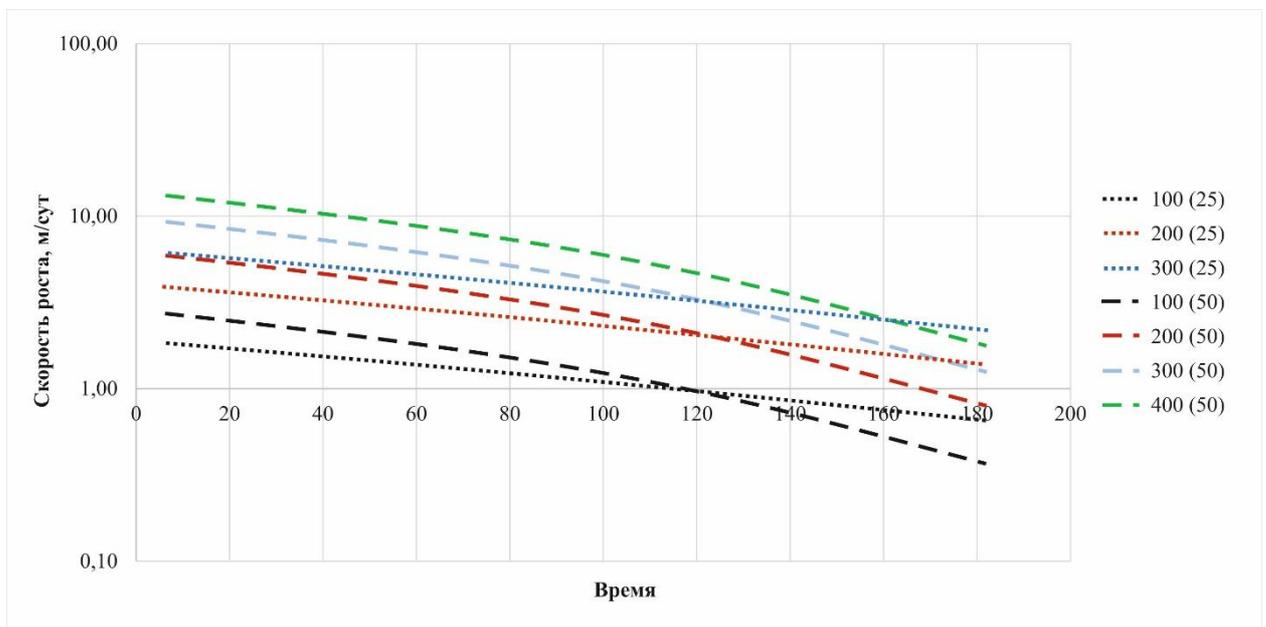


Рисунок 3.7 - Временная эволюция скорости роста трещины для различных режимов закачки при проницаемости пласта $k=1$ мД

Несмотря на выраженное замедление на начальном этапе, ненулевые скорости роста сохраняются в течение длительного времени, особенно при наличии механических примесей.

Роль механических примесей (ТВЧ) в устойчивом распространении трещины. Влияние концентрации механических примесей на долгосрочный рост трещины количественно показано на Рисунке 3.8. При фиксированной проницаемости пласта ($k=1$ мД) и скорости закачки ($Q=200$ м³/сут) увеличение концентрации примесей приводит к систематическому увеличению длины

трещины на поздних этапах. Эта тенденция наблюдается во всем исследованном диапазоне концентраций примесей ($C=0-50$ мг/л).

Эти результаты показывают, что механические примеси играют критическую роль в поддержании роста трещины в течение длительных периодов времени [38,39]. Правдоподобная физическая интерпретация заключается в том, что вызванное примесями изменение проницаемости вблизи трещины уменьшает эффективную утечку жидкости в пласт, тем самым увеличивая долю закачиваемой жидкости, способствующей увеличению протяженности трещины. В результате даже умеренные концентрации примесей могут оказывать значительное кумулятивное воздействие на распространение трещины.

Этот вывод дает наиболее правдоподобное объяснение наблюдаемых на Рисунке 3.8 устойчивых темпов роста и устанавливает прямую связь между качеством закачиваемой воды и долгосрочной эволюцией техногенных трещин.

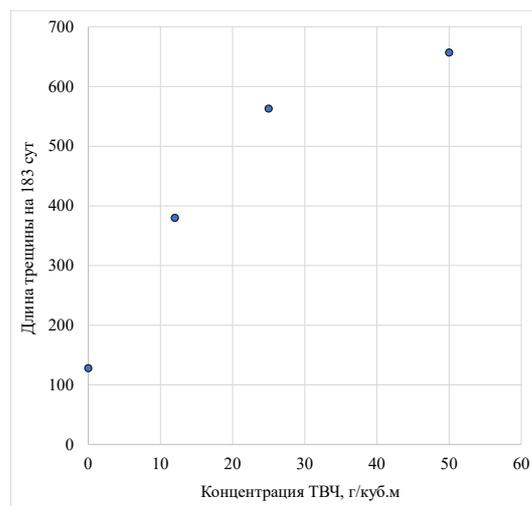


Рисунок 3.8. Влияние концентрации механических примесей на долговременное распространение трещины, вызванное воздействием воды, при $k=1$ мД и $Q=200$ м³/сут. Более высокая концентрация примесей приводит к большей длине трещины на поздних этапах, что указывает на устойчивое распространение.

Для обобщения наблюдаемых тенденций и выявления различных режимов распространения построена фазовая диаграмма роста трещины, вызванного закачкой воды, в зависимости от скорости закачки и концентрации примесей (Рисунок 3.9). Диаграмма показывает три характерных режима.

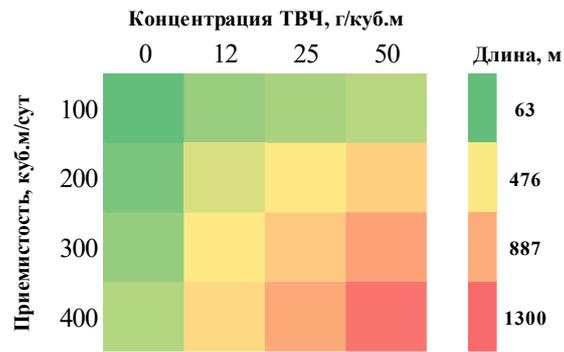


Рисунок 3.9. Фазовая диаграмма режимов роста трещин, вызванных водой, при проницаемости пласта $k=1$ мД. Цветовая шкала представляет длину трещины через 180 дней в зависимости от скорости закачки и концентрации механических примесей.

При низких скоростях закачки и низких концентрациях примесей рост трещины незначителен, что приводит к относительно коротким локализованным трещинам. В промежуточных условиях возникает режим устойчивого роста, характеризующийся постепенным, но постоянным расширением трещины. При высоких скоростях закачки и/или повышенных концентрациях примесей образуются протяженные техногенные каналы потока, длина которых превышает несколько сотен метров за моделируемый период времени.

Эта фазовая диаграмма представляет собой практическую основу для оценки риска распространения трещин на большие расстояния и раннего прорыва воды при заводнении низкопроницаемых пластов. Важно отметить, что техногенные трещины не являются исключительными или аномальными явлениями, а представляют собой естественный результат длительной закачки при определенных условиях эксплуатации.

Сопоставление расчетных длин трещин с результатами ГДИС

В Таблице 3.4 представлено сопоставление расчетных длин техногенных трещин с данными гидродинамических исследований скважин (ГДИС) для объекта БС₄₋₅ месторождения Западной Сибири. В анализ включены результаты по восьми нагнетательным скважинам, для которых имеются независимые оценки протяженности трещин, полученные по данным ГДИС в разные временные

моменты. Сопоставление выполнено для двух различных дат, что позволяет оценить корректность модели не только по абсолютным значениям длины трещины, но и по динамике ее роста во времени.

Таблица 3.4. – Сопоставление расчета с результатами ГДИС

№ скв	Средняя приемистость, куб м/сут	Эфф. толщина, м	Дата	Xf, м	Расчет Xf,м	Δ , %	Дата	Xf, м	Расчет Xf,м	Δ , %
15876	75,3	23,9	21.05.2021	100	94	6,0	16.02.2022	131	119	9,2
16564	141	7,7	01.09.2019	129	115	10,9	30.08.2021	130	116	10,8
3140	302	18,6	23.03.2020	122	123	-0,8	22.02.2025	165	157	4,8
3702	145	16,0	29.10.2018	120	118	1,7	28.07.2024	145	138	4,8
5447	256	14,2	15.07.2010	140	157	-12,1	05.06.2021	275	263	4,4
5513	239	19,4	09.09.2020	85	70	17,6	27.08.2024	104	96	7,7
7529	137	7,7	16.09.2022	189	167	11,6	09.09.2024	251	243	3,2
7574	111	12,8	18.07.2021	99	89	10,1	04.08.2022	259	252	2,7

Относительные отклонения в большинстве случаев составляют менее 10%. При этом характер отклонений не демонстрирует систематического смещения, что свидетельствует об отсутствии выраженного завышения или занижения расчетных длин трещин моделью.

Важно отметить, что модель корректно воспроизводит как умеренные длины трещин при относительно низкой приемистости, так и протяженные техногенные трещины, формирующиеся при повышенных темпах закачки. Это подтверждает применимость предложенного подхода для оценки роста трещин в реальных промысловых условиях и согласуется с ранее полученными результатами численного анализа (Рисунок 3.10).

Представленные результаты показывают, что трещины, вызванные закачкой воды, не могут быть адекватно описаны с помощью традиционных моделей гидроразрыва пласта, которые изначально предназначены для краткосрочных процессов закачки с высокой скоростью. Вместо этого, наблюдаемое долгосрочное адаптивное поведение роста требует подходов к моделированию, которые явно учитывают кумулятивные гидравлические эффекты, изменяющиеся условия утечки и изменение проницаемости вблизи трещины (Рисунок 3.11). Это порождает новый класс задач гидродинамического моделирования заводнение в пласте с техногенными трещинами.

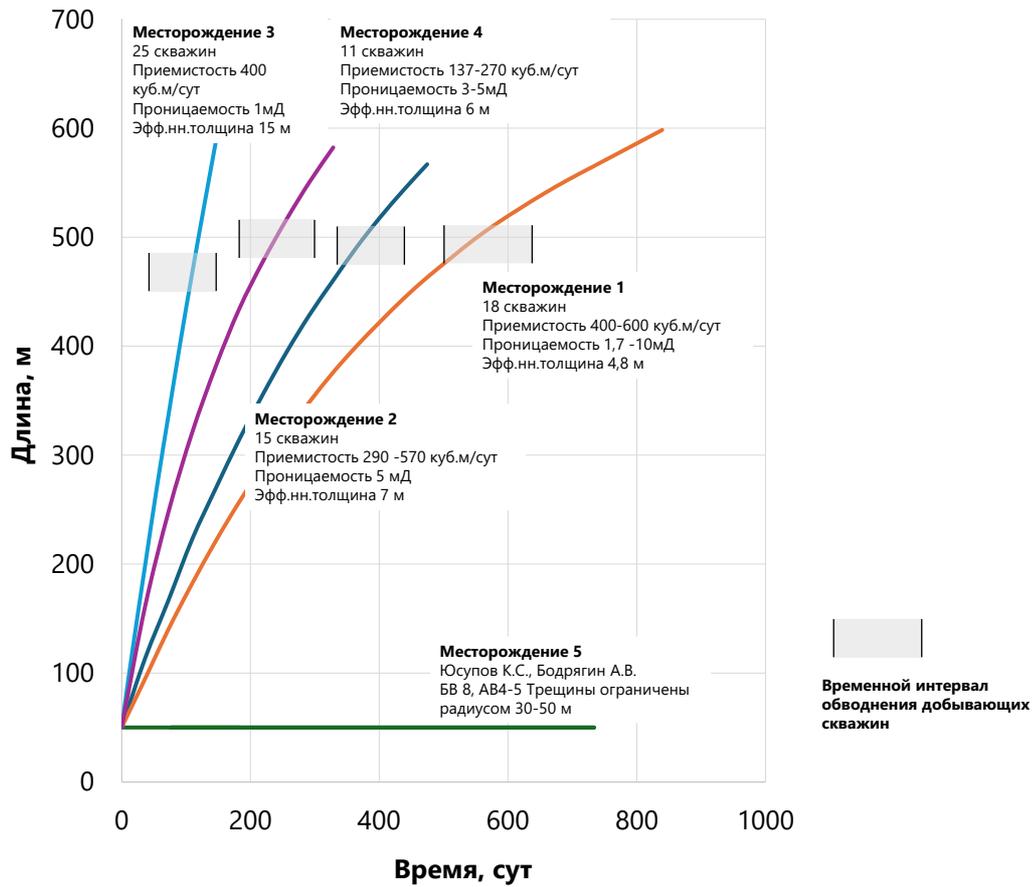


Рисунок 3.10– Время развития техногенной трещины на различных режимах

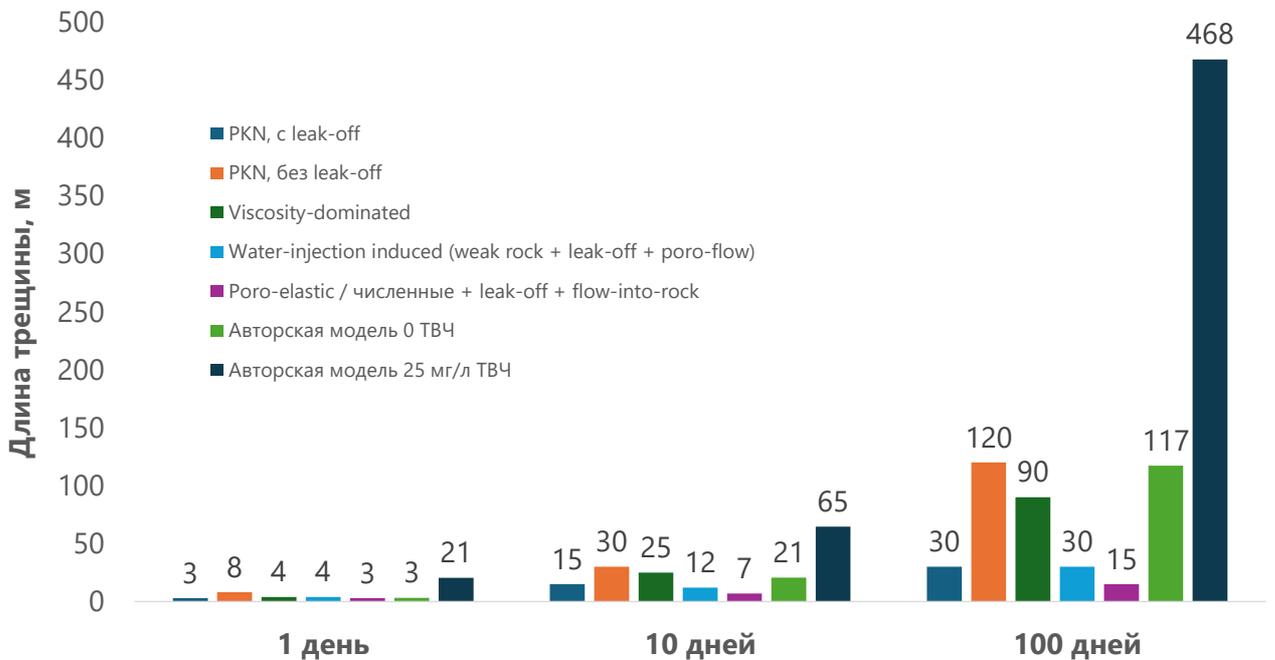


Рисунок 3.11– Сопоставление с известными моделями

3.5. Расчет приведенной плотности сетки скважин с учетом создаваемых техногенных трещин от нагнетательных скважин

Плотность сетки скважин (ПСС) в значительной мере определяет коэффициент охвата и конечный КИН. Существует достаточное количество эмпирических уравнений, связывающих плотность сетки скважин и коэффициент охвата. Для сопоставления и выявления причин различной выработки запасов в схожих коллекторах бывает недостаточно сравнить отбор ы и обводненностью

В работе [180] С.Ф. Мулявиным впервые введено определение плотности сетки горизонтальных скважин для нефтяных и газовых терригенных пластов малой толщины, которая рассчитывается по формуле:

$$S_v = S_{\text{залежи}} / (N_{\text{ВС}} + \alpha(L) \cdot N_{\text{ГС}}) \quad (3.14)$$

где S_v - плотность сетки ГС, м²/скв; $S_{\text{залежи}}$ - площадь залежи, м²; $N_{\text{ВС}}, N_{\text{ГС}}$ - количество вертикальных и горизонтальных скв.; $\alpha(L)$ - функция, учитывающая влияние длины ГС на плотность сетки скважин:

$$\alpha(L) = (\pi \cdot R_k^2 + 2 \cdot L \cdot R_k)h / (\pi \cdot R_k^2 \cdot h) = 1 + \sin(\alpha) \cdot 2/\pi \cdot L/R_k \quad (3.15)$$

где α - зенитный угол ГС, рад; R_k радиус дренирования скважины, м; L - длина горизонтального ствола скважины, м. В частном случае при $\alpha = 0$ оценивается обычная плотность сетки вертикальных скважин. Предлагается принимать параметр $\alpha = 2$ при длине скважины 400 м. При длине ствола 1000 м, параметр имеет значение равное трем.

Данная формула нашла широкое применение при расчете плотности сетки скважин в задачах проектирования разработки месторождений.

Автором впервые вводится определение плотности сетки скважин с учетом техногенных трещин. В [180] горизонтальная скважина учитывается как эквивалент нескольких вертикальных через множитель (3.15), то есть используется классическая аппроксимация Джоши.

Разделим скважины на три группы: $N_{\text{ВС}}$ - количество вертикальных без трещин; $N_{\text{ГС}}$ - количество горизонтальных скважин без трещин; $N_{\text{ВТ}}$ - количество

вертикальных скважин с трещиной. Тогда эффективное число эквивалентных вертикальных скважин:

$$N_{\text{ЭФФ}} = N_{\text{ВС}} + a_H(L)N_{\text{ГС}} + a_F \left(x_f, \theta, F_{cd}, \frac{h_f}{H} \right) N_{\text{ВТ}} \quad (3.16)$$

а искомая плотность сетки

$$S^* = S_{\text{залежи}}/N_{\text{ЭФФ}} \quad (3.17)$$

В той же геометрической логике, что и для горизонтальных скважин, двукрылую вертикальную трещину длиной $2x_f$ аппроксимируем прямоугольным приростом площади $4x_f R_k$. Базовый эквивалент, соответственно:

$$\alpha_F^{(0)}(x_f) = \pi \cdot R_k^2 + 4x_f \cdot R_k / (\pi \cdot R_k^2) = 1 + 4x_f / (\pi \cdot R_k) \quad (3.18)$$

Однако на охват и потоки дополнительно влияют: ориентация трещины в плане, относительно добывающих (θ), её проводимость (через безразмерную проводимость F_{cd}) и охват по разрезу (отношение высоты трещины к эффективной нефтенасыщенной толщине h_f/H).

Введем физически обоснованные поправки:

- Ориентация: трещина, направленная на добывающие (малое θ), максимально повышает охват; поперечная — почти не даёт прироста. Это согласуется с моделями и полевыми наблюдениями [181].
- Проводимость: используем функцию $F_{cd}/(1+F_{cd})$. При $F_{cd} \gg 1$ трещина практически «бесконечной» проводимости; при малых F_{cd} эффект резко падает. [182,183].
- Охват по толщине: если высота трещины меньше мощности пласта, эффективный охват пропорционален h_f/H . [184].

Отсюда:

$$\alpha_F = \alpha_F^{(0)}(x_f) \cdot |\cos \theta| \cdot f \left(\frac{x_f}{d} \right) \frac{F_{cd}}{1+F_{cd}} \cdot \frac{h_f}{H} \quad (3.19)$$

где a_H — зенитный угол ГС, рад; R_k — радиус дренирования скважины, м; L — длина горизонтального ствола скважины, м. $N_{\text{ВС}}$ — количество вертикальных без трещин; $N_{\text{ГС}}$ — количество горизонтальных скважин без трещин; $N_{\text{ВТ}}$ — количество вертикальных скважин с трещиной; x_f — полудлина трещины, м; θ — угол между

направлением трещины и скважиной; F_{cd} - проводимость трещины; $\frac{h_f}{H}$ - отношение высоты трещины к нефтенасыщенной толщине пласта.

Для практического использования, оценка параметров может быть выполнена: R_k - из площади на одну вертикальную. x_f - по алгоритму расчета предложенному автором, падению давления (КПД) на нагнетательных скважинах и/или истории закачки. F_{cd} - из оценки k_f, w_f и проницаемости [185]. Θ - ориентация трещин относительно главных линий тока в сетке, например по результатам геомеханического моделирования влияние ориентации трещин на охват подтверждено моделями и промысловым опытом. [186].

Рассчитан эквивалент вертикальных скважин для пятиточечной системы разработки с расстоянием между добывающими скважинами 500 метров, с учетом образования техногенной трещины в нагнетательной скважине. Площадь залежи 500 000 м². Примем $F_{cd}=1$; $h_f/H=1$, ориентация техногенной трещины в направлении пары добывающих скважин $\theta=0^\circ$, $\cos(\theta)=1$. Отношение x_f/d для длин трещин 0,100,200,300,400 метров согласно решению, полученному Медведским Р.И. составляют 0; 0,59; 0,41; 0,31, 0,18.

Таким образом, если считать по классической формуле расчета ПСС, то наличие техногенных трещин в скважинах не влияет на величину коэффициента охвата. Если считать приведенную ПСС по предлагаемой методике, то, например, при $x_f = 300$ м одна нагнетательная скважина с трещиной эквивалентна $\alpha_F \approx 1.96$ вертикальной скважины (табл. 3.5).

Таблица 3.5 - Результаты расчета

Полудлина трещины x_f , м	ПСС, га/скв без трещин,	α_F	N_{BC}	$f\left(\frac{x_f}{d}\right)$	$N_{BC}f\left(\frac{x_f}{d}\right)$	$N_{\text{эфф}} = N_{BC} + N_{BC}f\left(\frac{x_f}{d}\right) + \alpha_F$	Отн. плотность S^*/S	ПСС, га/скв с учетом трещин
0	10	1.000	2	0	2,00	5	1,000	10,0
100	10	1.319	2	0,59	1,18	4,50	0,899	9,0
200	10	1.638	2	0,41	0,82	4,46	0,892	8,9
300	10	1.957	2	0,31	0,62	4,58	0,915	9,2
400	10	2.277	2	0,18	0,36	4,64	0,927	9,3

Эквивалентная плотность сетки уменьшается до ~ 0.84 от базовой (т. е. сетка «уплотняется» на $\sim 16\%$). В условиях управления развитием техногенных трещин это позволяет повысить достигаемую величину коэффициента нефтеотдачи до 7% согласно зависимости нефтеотдачи от плотности сетки скважин [81].

Выводы по главе 3:

1. Сформулирована и обоснована концепция, позволяющая рассматривать явления снижения приёмистости и роста трещин в рамках единого механизма и по-новому взглянуть на стратегию разработки низкопроницаемых нефтяных пластов.
2. На основе численного анализа установлены конкретные механизмы и динамика формирования техногенных трещин в условиях закачки воды с механическими примесями различной концентрации ($12\text{--}100$ мг/л). Показано, что закачка воды с частицами приводит к снижению приёмистости за счёт загрязнения пор пласта и, как следствие, росту забойного давления выше критического давления ГРП, вызывая развитие техногенных трещин.
3. Разработана численная модель саморегулируемого роста техногенных трещин, позволяющая спрогнозировать эволюцию размеров трещин на масштабах времени от месяцев до нескольких лет (183 дня – в данном исследовании). Модель учитывает обратную связь между снижением приёмистости вследствие загрязнения и вынужденным ростом трещины для обеспечения заданного расхода.
4. Определена ключевая роль учёта техногенных трещин при анализе и проектировании системы заводнения низкопроницаемых пластов ($k \leq 2$ мД), где пренебрежение этим фактором ведёт к существенным погрешностям в прогнозах разработки.
5. Результаты исследования имеют практическое значение при выборе безопасных технологических режимов заводнения для минимизации риска неконтролируемого роста техногенных трещин и поддержания устойчивых условий эксплуатации нефтяного месторождения. Полученные количественные зависимости (скорости роста, размеры трещин) могут быть использованы для

создания рекомендательных ограничений на содержание примесей в воде при заводнении низкопроницаемых пластов. Рекомендуется обязательное внедрение контроля концентрации механических примесей на объектах с проницаемостью ниже 2 мД.

6. Предложенная концепция и численная модель роста техногенных трещин представляют значительный вклад в теорию и практику разработки низкопроницаемых нефтяных пластов, обеспечивая инструмент для эффективного управления и предотвращения рисков, связанных с неконтролируемым развитием техногенных трещин.
7. Впервые предложен способ расчета эквивалентной плотности сетки скважин с учетом формирования техногенных трещин.

4 УЧЕТ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УВАТСКОГО ПРОЕКТА

Обеспечение целевой компенсации отборов закачкой, особенно в условиях низкой проницаемости объекта разработки диктует необходимость повышения давления нагнетания. Это может приводить к образованию протяженных техногенных трещин. С одной стороны, образование и распространение в объеме пласта техногенных трещин позволяет увеличить объем закачиваемой воды и распределять энергию глубоко в пласт, что оказывает положительное влияние на энергетику и охват заводнением. С другой, неконтролируемый рост трещин увеличивает риск обводнения добывающих скважин, не выполнивших проектное назначение, что снижает текущую добычу нефти и потенциал нефтеотдачи. В связи с этим особую актуальность представляет задача количественной оценки безопасных приёмистостей нагнетательных скважин при известном содержании примесей в закачиваемой воде. А контроль за развитием техногенных трещин, один из ключевых факторов эффективности заводнения, особенно для низкопроницаемых, маломощных объектов.

В четвёртой главе проводится практическая апробация разработанной математической модели роста техногенных трещин на примере конкретного объекта разработки нефтяного месторождения. Целью главы является демонстрация применения модели для оценки скорости роста трещин в зависимости от приёмистости нагнетательных скважин, а также выработка практических рекомендаций по оптимизации режима закачки.

4.1 Характеристика выбранного объекта

Рассматриваемое месторождение расположено в Уватском районе Тюменской области и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях усть-балыкской свиты, баженовской и тюменской свиты. Залежи имеют сложное геологическое строение.

Выбранный объект Ю₂₋₄ сформирован континентальными отложениями и характеризуется пониженными фильтрационно-емкостными свойствами. Основные геолого-физические параметры объекта разработки представлены в Таблице 4.1. Геолого-физический разрез и схема контуров нефтеносности представлена на Рисунке 4.1.

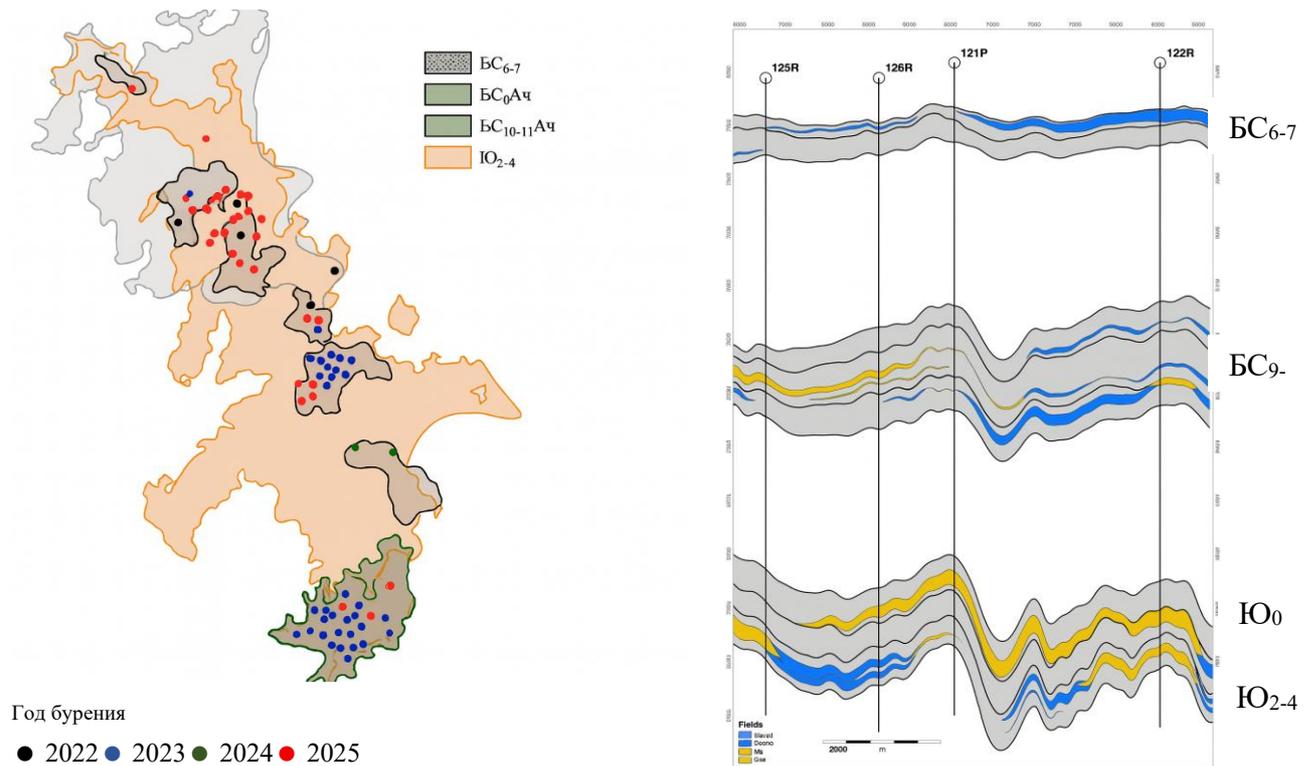


Рисунок 4.1 - Геолого-физический разрез и схема совмещенных контуров

Таблица 4.1 - Геолого-физическая характеристика объекта

Параметр	Ю ₂₋₄ центр	Ю ₂₋₄ краевые части
Нефтенасыщенная толщина, м	13,3	3,2
Пористость, %	15	14
Проницаемость, мД	1,6	1,5
Песчанистость, д.ед	0,67	0,60
Расчлененность, д.ед	5	4
Плотность нефти, г/куб.см	0,733	0,733
Вязкость нефти, мПа*с	0,820	0,820
Пластовое давление, атм	271	271
Давление насыщения, атм	133	133
Газосодержание, куб.м/т	114	114

Центральная часть объекта Ю₂₋₄ разрабатывается по избирательной системе, расстояние между скважинами 400 метров. В 2024 году три скважины были переведены под нагнетание.

Эксплуатация нагнетательных скважин сопровождается явлением загрязнения пласта и самопроизвольным разрывом пород, о чем свидетельствуют графики Холла, построенные по скважинам.

Изменение углового коэффициента на графиках указывает на загрязнение, при увеличении углового коэффициента или рост коэффициента приемистости при его уменьшении, что может быть связано с развитием трещины в период отсутствия мероприятий на скважине.

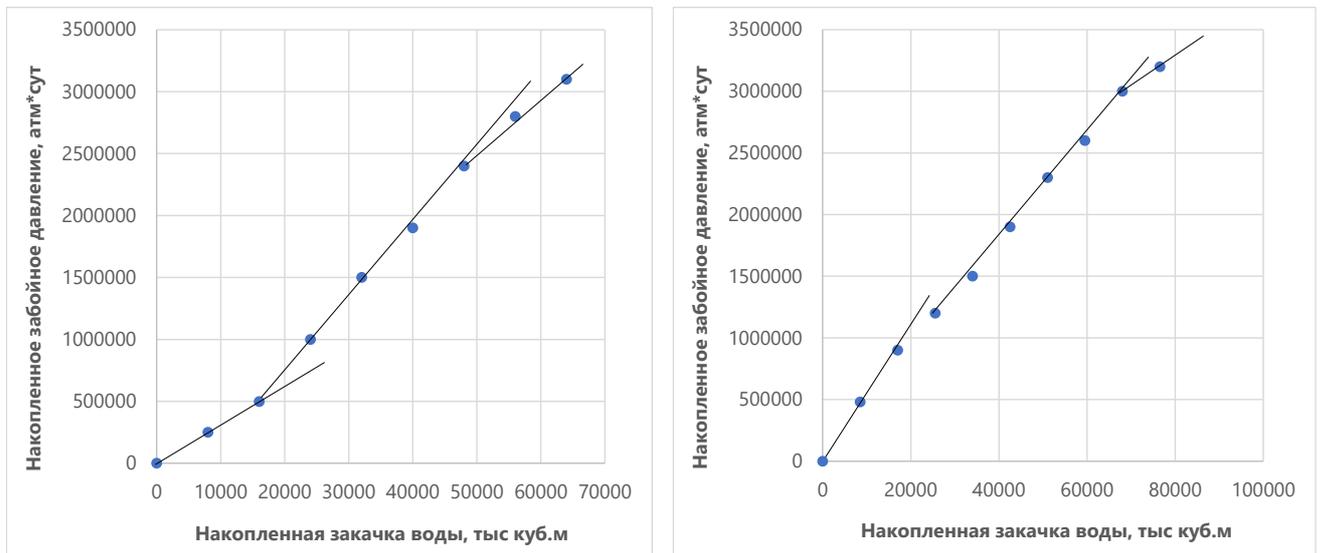


Рисунок 4.2 - Графики Холла по скважинам рассматриваемого объекта

Данные по качеству воды получены на основе исследования проб, отобранных из водоводов системы поддержания давления и проанализированных в лабораторном центре.

Значение коэффициента загрязнения C определяется из лабораторных данных или подобранных кривых загрязнения. В расчетах использовано значение $C = 1,65$ определенное для данного типа коллектора на основе обработки фактических результатов фильтрации воды, с содержанием примесей около 50 мг/л (рис. 4.3).

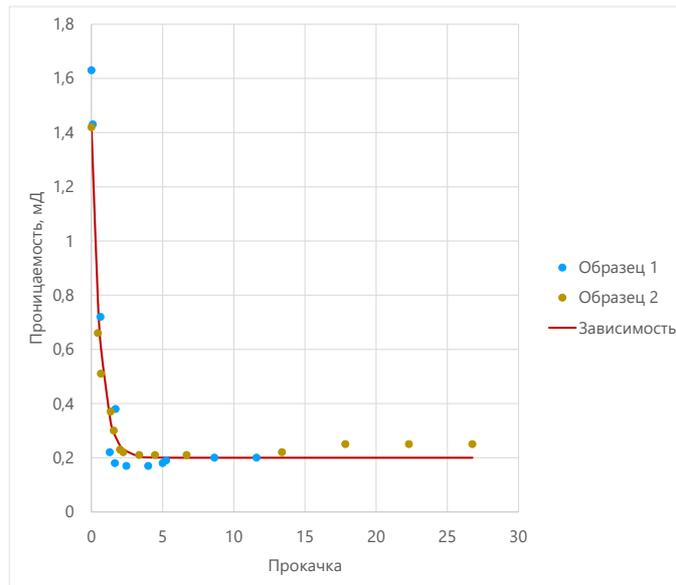


Рисунок 4.3 - Аппроксимация снижения проницаемости при кольматации

Для оценки динамики загрязнения и снижения проницаемости на основе лабораторных данных использована зависимость вида:

$$k(t) = 0,2 + (1,5 - 0,2) \exp(-1,65Q_n) \quad (4.2)$$

4.2 Численное моделирование роста техногенной трещины

Решаемая задача – определение величины приемистости при которой не происходит образование в призабойной зоне наклонно-направленных скважин техногенных трещин, протяженностью сопоставимой с расстоянием между скважинами.

На основе алгоритма и математической модели, разработанной в разделе три, выполнен расчет для приемистости $2Q$ скважины стимулированной ГРП в объеме 100, 200, 300, 360 и 400 м³/сут. Скважина после бурения стимулирована ГРП, с полудлиной трещины 50 метров. Математическая модель включает расчет давления, фильтрации по трещине, утечек в пласт и последующее снижение проницаемости пласта вблизи трещины. Расчёт выполняется с дискретизацией по длине трещины, шаг расчета 1 метр. Решение производится по временным шагам с анализом устойчивости трещины и оценкой её прироста. Период расчета четыре года.

Расчёты показали, что при фактической концентрации примесей в закачиваемой воде около 50 г/м^3 устойчивое состояние трещины сохраняется при приёмистостях не выше $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ (Рисунок 4.4).

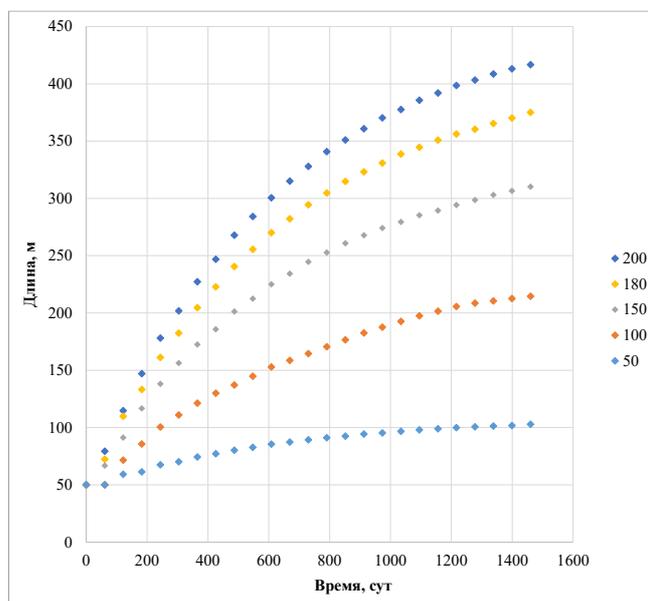


Рисунок 4.4 - Результаты расчета времени роста техногенной трещины

Превышение этой величины создаёт условия для роста техногенной трещины на расстояния сопоставимые с межскважинным (400м). Полученные зависимости позволяют определить оптимальные диапазоны приёмистости и содержания примесей для контроля темпов роста техногенных трещин.

Рекомендации для проектирования системы ППД при выборе наклонно-направленных скважин для закачки воды:

- Установить предельные значения приёмистости для нагнетательных скважин на уровне $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ при концентрации примесей до 50 г/м^3 .
- При необходимости повышения объема закачки в одну скважину использовать фильтрацию и воды для снижения содержания взвешенных частиц.
- Рекомендуется ежеквартально выполнять пересчёт состояния трещин на основе накопленного объема закачки и провести коррекцию режимов.
- Использовать данные распределения загрязнения для корректировки модели пласта и КИН.

С учетом формируемой системы разработки на объекте и планируемого соотношения добывающих к нагнетательным скважинам 4:1 рекомендуется с целью обеспечения целевой компенсации на уровне не ниже 100% запланировать бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для целей заводнения.

Для оперативного контроля состояния трещин гидоразрыва пласта целесообразно внедрение системы мониторинга с использованием измерений забойного давления в реальном времени. Автоматизированная система управления закачкой позволит корректировать режимы автоматически. Так же с целью промыслового контроля рекомендуется проведение микросейсмических исследований.

Выводы по главе 4:

1. Разработан алгоритм для предотвращения развития техногенных трещин протяженностью сопоставимой с расстоянием между скважинами. Создана программа для ЭВМ (Приложение А, Свидетельство о государственной регистрации № 2026612960)
2. Обоснованы предельные значения приёмистости, обеспечивающие минимизацию риска неустойчивого роста техногенных трещин и преждевременного прорыва воды в добывающие скважины.
3. Разработанная методика использована на предприятии (Приложение Б, Акт о внедрении) при планировании системы заводнения низкопроницаемых объектов, особенно в условиях воды содержащей примеси.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Предложена единая эволюционная концепция развития техногенных трещин (стадии I–IV), позволяющая согласованно интерпретировать автоГРП, рост протяженности трещин, формирование КНФС и техногенного суперколлектора, а также связывать стадию процесса с моделированием трещин и набором диагностических данных (ГДИС, график Холла, трассеры).

2. По промысловым данным установлено, что закачиваемая вода систем ППД содержит ТВЧ в диапазоне 5–250 мг/л (размеры 0,3–80 мкм и выше), и загрязнение призабойной зоны/стенок трещины является физически обоснованным механизмом снижения приемистости и роста давления до условий распространения трещины. В модель введена калибруемая зависимость снижения проницаемости стенок трещины с ненулевым предельным значением, что обеспечивает перенос лабораторных данных в расчёт утечек и рост трещины.

3. Разработана физико-математическая модель роста техногенной трещины, включающая загрязнение стенок трещины как зависящий от времени процесс. На численных экспериментах для типового низкопроницаемого пласта ($k \approx 1$ мД, $h \approx 10$ м, $Q = 100\text{--}400$ м³/сут, начальная полудлина трещины $x_f = 50$ м) показано, что рост трещины может продолжаться несколько месяцев и более, а на поздних стадиях скорость роста не стремится к нулю и составляет порядка 0,1–1,0 м/сут, что принципиально отличает процесс от ГРП.

4. Разработана методика учета техногенных трещин при расчете коэффициента охвата и приведенной плотности сетки скважин. Показано, что в пятиточечной системе при полудлине трещины 200 м одна нагнетательная скважина с трещиной эквивалентна 1,6 скважин без трещины. ПСС изменяется с 10 до 8,9 га/скв, эффект техногенной трещины сопоставим с уплотнением сетки примерно на 11% без фактического бурения дополнительных скважин. Управление развитием техногенной трещины позволяет повысить конечную нефтеотдачу минимум на 7% относительно варианта без ограничения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

автоГРП – (автоматический) самопроизвольный гидроразрыв пласта

ГРП – гидроразрыв пласта

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ИК – индикаторная кривая

КВД – кривая восстановления давления

КПД – кривая падения давления

ППД – поддержание пластового давления

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Медведский, Р. И. Возможные причины снижения эффективности внутриконтурного заводнения / Р. И. Медведский, А. А. Изотов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 3. – С. 59-61. – EDN KNWDDN.
2. Шпильман А. В., Толстолыткин И. П. Пути реализации добычного потенциала нефти ХМАО-Югры // Георесурсы. 2013. №4 (54), - С 23-28.
3. Шпильман А. В., Кухарук Н. Ю. Динамика и закономерности изменения коэффициента извлечения нефти по месторождениям нефти центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2017. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/dinamika-i-zakonomernosti-izmeneniya-koeffitsienta-izvlecheniya-nefti-po-mestorozhdeniyam-nefti-tsentralnoy-chasti-zapadno-sibirskoy> (дата обращения: 02.02.2024).
4. Гусев Д.Г., Бриллиант Л.С., Ревенко В.М. Влияние давления нагнетания на характер подключения пластов горизонта БВ8 Самотлорского месторождения при их совместном вскрытии // Проблемы нефти и газа Тюмени. -1982, №52,- С. 32-34.
5. Jones, A. V., Smith, C. D., & Johnson, E. F. (2015). Understanding supercollectors in petroleum reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 123, 45-58.
6. Жабрев И. П., Политыкина М. А., Участкин Ю. В. Суперколлекторы Оренбургского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа . - 1979. - № 3. - С. 20-28.
7. Lisovsky, N., Gogonenkov, G., & Gas, M. (1990). The Tengiz Oil Field, Prei-Caspian Basin, USSR, a Super Giant of the 80's. *AAPG Bulletin*.
8. Guo-Jun, Z. (2008). New recovery technology of super-deep and super-heavy oil reservoir development of Tahe oilfield. *Journal of Southwest Petroleum University*.
9. Zhu, G., Milkov, A., Zhang, Z., Chonghao, S., Zhou, X., Chen, F., Han, J., & Zhu, Y. (2019). Formation and preservation of a giant petroleum accumulation in superdeep carbonate reservoirs in the southern Halahatang oil field area, Tarim Basin, China. *AAPG Bulletin*. <https://doi.org/10.1306/11211817132>.

10. Закиров, С. Н. Особенности разработки залежей нефти при наличии суперколлектора в разрезе пласта / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, И. В. Рощина // Георесурсы, геознергетика, геополитика. - 2012. - № 1(5). - С. 42. - EDN SKICYR
11. Волков, В. П. Геологические особенности коллекторов шеркалинской свиты Талинской площади / В. П. Волков, Л. С. Бриллиант // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 1. - С. 18-22. - EDN PYDKUR.
12. Лебедева, И. А. Условия формирования суперколлекторов васюганской свиты (горизонт ЮВ 1) (Западная Сибирь) / И. А. Лебедева, А. И. Кудаманов // Тюмень 2021. Управление недрами как кросс-функциональный процесс: Материалы 7-й научно-практической конференции по разведке нефти и газа, Тюмень, 22-26 марта 2021 года. - Москва: Общество с ограниченной ответственностью ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ ", 2021. - С. 60. - EDN PZJZLV.
13. Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти из недр Краснoленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Талинского лицензионного участка. ННЦ // ОАО «ЦГЭ», ЗАО «Тюменский Институт Нефти и газа». - 2006. - 300 с.
14. Maksimovskiy, I. V., Akimov, A. G., Yamaletdinov, A. F., and M. A. Zhilina. "Waterflooding Optimization in Case of Auto-Frac Naturally Fractured Reservoir." Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2016. doi:<https://doi.org/10.2118/181991-MS>.
15. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий на Талинской площади Краснoленинского месторождения по результатам трассерных исследований / А. Ю. Никитин, А. Д. Митрофанов, Ю. Д. Куприянов [и др.] // Горные ведомости. – 2008. – № 7(50). – С. 38-42. – EDN PWLGYY.
16. Волков, В. П. Геологические особенности коллекторов шеркалинской свиты Талинской площади / В. П. Волков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 4. – С. 12-21. – EDN SALEGF.
17. Изучение факторов, влияющих на разработку залежей нефти Талинской площади Краснoленинского месторождения / А. Н. Лазеев, Р. А. Гнилицкий, М.

- Н. Николаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 64-67. – EDN РСРКМФ.
18. Медведский Р. И., Набиулина С. С. Особенности обводнения скважин на Талинском месторождении. // Межвузовский теоретический сборник «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюмень : ТюмГНГУ, с. 81-90.
19. Особенности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти на примере Талинского месторождения / М. М. Иванова, В. А. Григорьева, В. Д. Лысенко [и др.]. – Москва : Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1996. – 72 с. – EDN UVAQZQ.
20. Wang, Y., Cheng, S., Zhang, K., & Ayala, L. (2019). Investigation on the transient pressure response of water injector coupling the dynamic flow behaviors in the wellbore, waterflood-induced fracture and reservoir: Semi-analytical modeling and a field case. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. <https://doi.org/10.1016/J.IJHEATMASSTRANSFER.2018.09.083>.
21. Zeng, L., & Liu, H. (2010). Influence of fractures on the development of low-permeability sandstone reservoirs: A case study from the Taizhao district, Daqing Oilfield, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72, 120-127. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2010.03.009>.
22. Feng, N., Chang, Y., Wang, Z., Liang, T., Guo, X., Zhu, Y., Hu, L., & Wang, Y. (2021). Comprehensive Evaluation of Waterflooding Performance with Induced Fractures in Tight Reservoir: A Field Case. *Geofluids*. <https://doi.org/10.1155/2021/6617211>.
23. Дзюба, В. И. Имитационное моделирование разработки Талинской площади Красноленинского месторождения / В. И. Дзюба, М. Л. Пелевин // Нефтяное хозяйство. - 2008. - №10. - С. 70-73. - EDN JUGGL.
24. Кашик А. С., Билибин С. И. и др. Оптимизация системы заводнения с технологией селективной изоляции и нейтрализации каналов быстрого транспорта воды. Нефтяное хозяйство №3, 2008 г.

25. Патент № 2386020 С 1 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. способ разработки нефтяной залежи при наличии в продуктивном разрезе суперколлекторов: № 2008132821/03: заявл. 11.08.2008 : опубл. 10.04.2010 / С. Н. Закиров, И. В. Рощина , И. М. Индрупский [и др .]; заявитель Учреждение Российской академии наук Институт проблем нефти и газа РАН . - EDN JETDDO.
26. Патент № 2171887 С1 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/16. Способ разработки нефтяной залежи: № 2000130958/03: заявл. 13.12.2000: опубл. 10.08.2001 / М. Ю. Ахапкин, В. Н. Басков, А. А. Боксерман [и др.]. - EDN YHSUQM.
27. Мищенко И. Т. Обоснование технологии циклического заводнения пластов с суперколлекторами в условиях упругих деформаций / И. Т. Мищенко, К. А. Бравичев, А. Н. Загайнов // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 10. - С. 89-91. - EDN SXWRGX.
28. Владимиров И. В. Изучение эффективности применения технологий полимерного заводнения и водогазового воздействия на залежи высоковязкой нефти с суперколлектором / И. В. Владимиров, Д. А. Дель Торо Фонсека, О. Н. Пичугин // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 11. - С. 17-26. - EDN RKWKEV.
29. Емельянов, Э. В. Применение «жестких» технологий физико-химических МУН в условиях суперколлектора (на примере юрских отложений Урненского месторождения) / Э. В. Емельянов, Ю. В. Земцов // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : Материалы Двадцать четвертой научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 26 ноября 2020 года / Под редакцией Э. А. Вторушиной, Е. Е. Оксенойд, С. А. Алёшина, Н. Н. Захарченко, Е. В. Олейник, Т. Н. Печёрина. - Ханты- Мансийск; Автономное учреждение Ханты- Мансийского автономного округа - Югры "Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана", 2021. - С. 153-162. - EDN VDPOHG.

30. Bischoff, K.B., Ellington, R.T., Uhl, A.E., and D.A. Worcester. "Theory Of Tracer Flow." Paper presented at the Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, Louisiana, October 1963. doi: <https://doi.org/10.2118/718-MS>
31. Abbaszadeh, Maghsood & Brigham, W.E.. (2013). Analysis Of Well-to-Well Tracer Flow To Determine Reservoir Layering. *Journal of Petroleum Technology*. 36. 1753-1762. 10.2118/10760-PA.
32. Brigham, W.E. and Smith, D.H., 1965. Prediction of Tracer Behavior in Five-Spot Flow. Presented at the SPE symposium on Production Research and Engineering, Tulsa, Oklahoma, 3-4 May. SPE-1130-MS. 10.2118/1130-MS.
33. Danckwerts, P.V., 1953, "Continuous Flow Systems, Distribution of Residence Times," *Chemical Engineering Science*, Vol. 2, No. 1, pp.
34. Deans, H.A., 1978, "Using Chemical Tracers to Measure Fractional Flow and Saturation In-Situ," *Proc. SPE Symposium on Improved Oil*.
35. Shook, G. M., Ansley, S.L., and Wylie, A. Tracers and Tracer Testing: Design, Implementation, and Interpretation Methods. DOI, 10,910642. (2004).
36. Deans, H.A., 1997, "Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Prudhoe Bay," *SPE Reservoir Engineering*, February, pp Delshad, M., G.A.
37. Asakawa, K. A generalized analysis of partitioning interwell tracer tests. Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, Austin, Texas (2015).
38. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.
39. Трофимов А.С. и др. авторы. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири // *Территория нефтегаз*. 2006. № 12. С. 72-77. EDN: MUKWAF.
40. Трофимов А.С., Ибрагимов Л.Х., Ситников А.А. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления. *НТЖ «Нефтепромысловое дело»*. № 6. 1996. с. 13-18.
41. Соколовский Э.В., Зайцев В.И., Антонов Г.П. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их

результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. 87 с.

42. Изотов А.А. Механизм распространения индикатора в терригенном пласте при трассерных исследованиях / А. А. Изотов, Д. Г. Афонин // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 5(84). – С. 31-34. – DOI 10.24412/2076-6785-2021-5-31-34. – EDN UIBNIX.
43. Оптимизация системы заводнения с технологией селективной изоляции и нейтрализации каналов быстрого транспорта воды / А. С. Кашик, С. И. Билибин, М. Ю. Ахапкин, А. Р. Клепацкий // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 36-39. – EDN JVGBPH.
44. Земцов, Ю.В., Мазаев, В.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: литературно-патентный обзор. – Екатеринбург: ООО «Издательские решения», 2021. – 240 с. : табл. – Сокр.: с. 237–238.
45. Санников В. А. Мониторинг гидродинамических и трассерных исследований / В. А. Санников, В. И. Курочкин, М. В. Чертенков // «Нефтяное хозяйство» - №7 - 2013 г. - с. 104-107.
46. Бодрягин А. В. Регулирование процессов трещинообразования при закачке воды в пласт на примере пласта АВ₁₋₂ + АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата наук, Тюмень 2001 г.
47. Кайгородов С. В., Кашапова Э. Р., Киршин В. Т., Павлова С. А. Оптимизация системы заводнения на месторождении на поздней стадии разработки с помощью модели линий тока // материалы XII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» / Геленджик, 2012г .
48. Коротенко В. А. Интерпретация результатов трассерных исследований с учетом конвективного массопереноса / В.А. Коротенко, С.И. Грачев, А.Б. Кряквин // Записки Горного института. 2019г .
49. Изотов, А. А. О техногенной трансформации продуктивных пластов вследствие повышенного давления нагнетания при заводнении / А. А. Изотов, Д. Г. Афонин

- // Нефтепромышленное дело. – 2021. – № 5(629). – С. 18-25. – DOI 10.33285/0207-2351-2021-5(629)-18-25. – EDN GSXJAN.
50. Li, Y., Li, X., Teng, S., & Xu, D. (2014). Improved models to predict gas–water relative permeability in fractures and porous media. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 19, 190-201. <https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2014.05.006>.
51. Tsang, Y., & Tsang, C. (1989). Flow channeling in a single fracture as a two-dimensional strongly heterogeneous permeable medium. *Water Resources Research*, 25, 2076-2080. <https://doi.org/10.1029/WR025I009P02076>.
52. Goc, R., Dreuzy, J., & Davy, P. (2010). Statistical characteristics of flow as indicators of channeling in heterogeneous porous and fractured media. *Advances in Water Resources*, 33, 257-269. <https://doi.org/10.1016/J.ADVWATRES.2009.12.002>.
53. Lesinigo, M., D'Angelo, C. & Quarteroni, A. A multiscale Darcy–Brinkman model for fluid flow in fractured porous media. *Numer. Math.* 117, 717–752 (2011). <https://doi.org/10.1007/s00211-010-0343-2>
54. Xuhui, Z. (2011). STUDY OF CONNECTIVITY OF FRACTURED POROUS MEDIA BASED ON DUAL-PERCOLATION MODEL. *Chinese journal of rock mechanics and engineering*.
55. Liu, H., Zhang, X., Lu, X., & Liu, Q. (2017). Study on Flow in Fractured Porous Media Using Pore-Fracture Network Modeling. *Energies*, 10, 1984. <https://doi.org/10.3390/EN10121984>.
56. Хозяинов, М. С. Индикаторный (трассерный) метод исследования фильтрационных процессов в нефтяном пласте / М. С. Хозяинов, Д. А. Чернокожев, К. И. Кузнецова. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью Издательство "КУРС", 2022. – 128 с. – ISBN 978-5-907535-43-5. – EDN IWLOYM.
57. Использование данных индикаторных исследований при создании постоянно действующей геолого-технологической модели / О.Г. Антонов, А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев, А.Р. Рахманов // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 7. - С. 40-42. EDN: QJFNBP

58. Развитие метода многопараметрической линейной регрессии для анализа трассерных исследований / Р. Р. Фахреева, Ю. А. Питюк, Г. Ф. Асалхузина [и др.] // Вестник Башкирского университета. – 2021. – Т. 26, № 3. – С. 554-559. – DOI 10.33184/bulletin-bsu-2021.3.2. – EDN UDLTYQ.
59. Медведский Р. И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - № 6, 1997. - С. 69.
60. Медведский Р. И. Концепция струйного вытеснения нефти водой // Вестник Удмуртского университета. - №9. - Ижевск, 2002. - С. 121 -129.
61. В. П. Балин, Р. И. Медведский Строение и состояние разработки Варьеганского месторождения. Геология нефти и газа №9 1989г.
62. Медведский Р.И., Кряквин А.Б., Балин В.П., Стасюк М.Е. Кондиции запасов нефтяных месторождений Западной Сибири. М.: Недра, 1992, 295 с.
63. Гидродинамические методы исследования скважин в рядной системе разработки на месторождении с низкопроницаемым коллектором / Г. Ф. Асалхузина, А. Я. Давлетбаев, Р. И. Абдуллин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 3. – С. 49-58. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-3-49-58. – EDN ABJLJV.
64. Davletbaev, A., Asalkhuzina, G., Ivaschenko, D., Fedorov, A., Fursov, G., Nazargalin, E., Slabetsky, A., Sergeychev, A., Yamalov, I., and E. Valeeva. "Methods of Research for the Development of Spontaneous Growth of Induced Fractures During Flooding in Low Permeability Reservoirs." Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015. doi: <https://doi.org/10.2118/176562-MS>
65. Давлетбаев А.Я., Нуриев Р.И. Моделирование гидропрослушивания в скважинах с вертикальными техногенными магистральными трещинами гидроразрыва // Труды института механики им. Р.Р. Мавлютова УНЦ РАН. 2012. Т. 9. № 2. С. 43-46. EDN: WWRBRP
66. Халикова, В. Ф. Моделирование изменения давления в нагнетательной скважине после смыкания трещины самопроизвольного гидроразрыва пласта / В. Ф. Халикова, Ю. О. Бобренева, А. Я. Давлетбаев // Фундаментальная

математика и ее приложения в естествознании: спутник Международной научной конференции "Уфимская осенняя математическая школа-2023" : Тезисы докладов XIV Международной школы-конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвящённой 75-летию юбилею профессоров Я.Т. Султанаева и М.Х. Харрасова, Уфа, 08–11 октября 2023 года / Отв. редактор Л.А. Габдрахманова. – Уфа: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "уфимский университет науки и технологий", 2023. – с. 152. – edn cjmryr.

67. Опыт гидродинамического моделирования и обобщение результатов промысловых исследований развития трещин автоГРП в нагнетательных скважинах при рядной системе разработки / Г. Ф. Асалхузина, А. А. Мирзаянов, А. Р. Бикметова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 7. – С. 46-50. – DOI 10.24887/0028-2448-2023-7-46-50. – EDN ASFUTJ.
68. Davletbaev, A., Baikov, V., Bikbulatova, G., Asmandiyarov, R., Nazargalin, E., Slabetskiy, A., Sergeychev, A., and R. Nuriev. "Field Studies of Spontaneous Growth of Induced Fractures in Injection Wells." Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014. doi: <https://doi.org/10.2118/171232-MS>
69. Kim, J.-H., Kim, J.-H., Um, E. S., Moridis, G. J., & Moridis, G. J. (2018). Integrated simulation of vertical fracture propagation induced by water injection and its borehole electromagnetic responses in shale gas systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 13–27. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2018.01.024>
70. Nguyen, T. T., Sulem, J., Muhammed, R. D., Dupla, J.-C., Canou, J., Boero-Rollo, J.-G., & Ochi, J. (2022). An experimental setup with radial injection cell for investigation of fracturing in unconsolidated sand reservoirs under fluid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 213, 110362. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110362>
71. Loyola, A. C., Sulem, J., Dupla, J.-C., & Ochi, J. (2024). Numerical modeling of the fracturing mechanisms of unconsolidated sand reservoirs under water injection.

72. Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т. Д. Голф-Рахт; Пер. с англ. Н. А. Бардиной и др.; Под ред. А. Г. Ковалева. - Москва : Недра, 1986. - 607,[1] с. : ил.; 23 см.; ISBN (В пер.): 3 р.
73. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания, М., «Недра», 1975. с. 215 с.
74. Янин А.Н. и др. Анализ истории развития систем ППД с целью выбора устьевого давления закачки воды на нефтяных объектах Западной Сибири. Науки о земле, декабрь 2023 с 28-41
75. Медведский Р.И., Юсупов К.С. Особенности восстановления давления в нагнетательной скважине с подвижными трещинами в призабойной зоне Нефть и газ Тюмени. Тюмень, 1970. № 7.
76. Мальцев В. В. и др. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки. Нефтяное хозяйство №5. С 70-73.
77. Исследование разности давлений между нагнетательными скважинами, с трещиной гидроразрыва в рядной системе разработки/ Г. Ф. Асалхузина, А. Я. Давлетбаев, И. Г. Кузин [и др.]// Нефтегазовое дело. - 2021. - Т. 19, № 5. - С. 43-52. - DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-43-52. - EDN GZYQBY.
78. van den Hoek, Paul J., Al-Masfry, Rashid A. , Zwarts, Dirk, Jansen, Jan-Dirk, Hustedt, Bernhard, and Luc Van Schijndel. "Optimizing Recovery for Waterflooding Under Dynamic Induced Fracturing Conditions." SPE Res Eval & Eng 12 (2009): 671-682. doi: <https://doi.org/10.2118/110379-PA>
79. Baker, Richard, Dieva, Rous, Jobling, Robert, and Crystal Lok. "The Myths of Waterfloods, EOR Floods and How to Optimize Real injection Schemes." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2016. doi: <https://doi.org/10.2118/179536-MS>

80. Hustedt, Bernard, Zwart's, Dirk, Bjorndal, Hans-Petter, Al- Masfry, Rashid Ahemed, and Paul Jacob van den Hoek. "Induced Fracturing in Reservoir Simulations: Application of a New Coupled Simulator to Waterflooding Field Examples." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, September 2006. doi: <https://doi.org/10.2118/102467-MS>
81. Закиров С.Н., Закиров Э. С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. -М.: 2004. - 520с.
82. Юстер С. Т., Калун Д. С. Расслоение пород при заводнении. // М., Госгортехиздат, 1947г.
83. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
84. Кузнецов Д.С. Механика горных пород и ее приложение к ГРП, учебный курс . Томский университет 2006 г.
85. Mayerhofer, M.J., Richardson, M.F., Walker, R.N., Meehan, D.N., Oehler, M.W., and R.R. Browning. "Proppants? We Don't Need No Proppants." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 1997. doi: <https://doi.org/10.2118/38611-MS>
86. Динник А.Н. Статьи по горному делу. - Углетехиздат, 1957.
87. Eaton В.А. Fracture gradient prediction and application oil field operation. I. PetroTechn, 1969.
- 88.. Желтов, Ю. П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю. П. Желтов, С. А. Христианович // Известия Академии наук СССР. Отд-ние техн. наук. — 1955. — № 5. — С. 3-41.
89. Н.Г. Главнов, Б.Б. Квеско Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 1
90. Ridel, A. A., Margarit, A. S., Garifoullina, R. A, Mazhar, V. A, Almkhametov, M. A., and I. A. Petrov. "Improving the efficiency of oil and gas field development by optimizing the operation of injection wells." Paper presented at the SPE Russian Oil

- and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/162057-MS>
91. Батурин Ю. Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. Книга 2. Разработка месторождений. - Тюмень: ТИУ, 2016. - 205 с.
92. Изотов А.А., Соколов С.В. Целесообразность плавного запуска в работу нагнетательных скважин// Экспозиция Нефть Газ. 2021 . № 1. с. 34-39. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1.
93. Медведский Р.И., Соколов В.С. Деформация фронта нагнетаемой воды при образовании трещины самопроизвольного гидроразрыва. Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. Тюмень, ОАО «СибНИИ НП», 2004г. с 82-84.
94. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика. М. «Недра» , 1972, с.360.
95. Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения», выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-УфаниПИНефть», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.).
96. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО "РН-Юганскнефтегаз" / В. А. Байков, И. М. Бураков, И. Д. Латыпов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 30-33. – EDN PIKZQ
97. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В. А. Байков, Р. М. Жданов, Т. И. Муллағалиев, Т. С. Усманов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 84-98. – EDN OOVKTV.
98. Ivaschenko D.S., Kravets D.A., Mumber P.S., Musin A. A., Sakhibgareev E.E. Automated interwell Connectivity Measuring in the Presence of Self-Induced Fracturing Effect. Moscow, 2017. <https://doi.org/10.2118/187782-RU>
99. Янин, А.Н., Черевко, С.А., Влияние направления трещин гидроразрыва на показатели эксплуатации скважин. Oil and gas territory, 2016.

100. Уиллхайд Г.П. Заводнение пластов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 788 с.
101. Изотов, А. А. Влияние трещин авто-ГРП на коэффициент нефтеизвлечения и его прогнозирование / А. А. Изотов, Д. Г. Афонин // Нефтяная провинция. – 2021. – № 4-1(28). – С. 109-121. – DOI 10.25689/NP.2021.4.109-121. – EDN ZHSQOP.
102. Kharisov M.N., Yunusova E.A. Kharisova E.A., Mayskiy R.A., Analiz kharakteristik vytesneniya po skvazhinam i ekspluatatsionnym ob"ektam mestorozhdeniy UVS [Analysis of displacement characteristics of oil wells and oil fields] Problemy Sбора, Podgotovki i Transporta Nefti i Nefteproduktov [Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products], 4 (1 10), 2017 (in Russian)
103. Медведский Р.И., Коровин К.В., Севастьянов А.А. Прогнозирование из пластов двойной средой. Вестник недропользователя. ХМАО № 15, 2005.
104. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – Санкт Петербург: Недра, 2004, 192 с.
105. Вынгаяхинское нефтегазовое месторождение // Горные ведомости. – 2006. – № 10(29). – С. 92-98. – EDN PWDHJN.
106. Целесообразность ограничения закачки воды в пласты на поздней стадии / Е. Ф. Кутырев, В. В. Шкандратов, О. Ю. Бочкарев, А. А. Каримов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 2(80). – С. 50-58. – EDN MUCCUN.
107. Лапердин, А. Н. Особенности выработки запасов нефти крупных залежей месторождений ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз" / А. Н. Лапердин, С. Ф. Мулявин, А. Н. Юдаков // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 7. – С. 6-13. – EDN ОСФОВХ.
108. Фахретдинов Р.Н., Назметдинов Р.М., Басниева И.К. Роль современных технологий нефтеизвлечения в повышении эффективности разработки

- месторождений ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. № 12. С. 15-19.
109. Давлетбакова Л.А., Шуваев Д.В., Климов В.Ю. Практическая значимость одновременных исследований. Гидродинамический и геофизический контроль динамики трещины ГРП нагнетательных скважин в низкопроницаемых коллекторах. PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):58-67. doi.org / 10.5 / 890/2587-7399-2023-8-2-58-67
110. Кричевский В.М., Мингараев Р.А., Никонорова А.Н., Зинуров Л.А. Диагностика геометрии трещины авто-ГРП с помощью гидродинамических исследований. PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):90–96. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-90-96>
111. Медведский Р.И. Об интерпретации кривых восстановления давления скважин, эксплуатирующих коллекторы с двойной средой / Р.И. Медведский, К.С. Юсупов, П.А. Духовная // Нефть и газ Тюмени, вып.6. – Тюмень, 1970. – С. 59-63.
112. Медведский Р.И., Юсупов К.С. Трансформация структуры пласта при нагнетании воды. // Проблемы развития топливно-энергетического комплекса на современном этапе / ТюмГПГУ, Изд. Слово, 2003.
113. Zhipeng Wang, Zhengfu Ning, and Wenting Guo Pressure-Transient Behavior of Vertical Wells Considering Dynamic Water Hammer and Dynamic Induced Fracture: Theory and Case Studies ACS Omega 2023 8 (28), 25549-25564 DOI: 10.1021/acsomega.3c03264
114. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах / В.А. Байков, А.Я. Давлетбаев, Т.С. Усманов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 65–77.
115. Опыт гидродинамического моделирования и обобщение результатов промысловых исследований развития трещин автоГРП в нагнетательных скважинах при рядной системе разработки / Г. Ф. Асалхузина, А. А. Мирзаянов, А. Р. Бикметова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 7. – С. 46-50. – DOI 10.24887/0028-2448-2023-7-46-50. – EDN ASFUTJ.

116. Исследование разности давлений между нагнетательными скважинами с трещиной гидроразрыва в рядной системе разработки / Г. Ф. Асалхузина, А. Я. Давлетбаев, И. Г. Кузин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 43-52. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-5-43-52. – EDN GZYQBY.
117. Анализ слияния трещин автоГРП в рядной системе разработки с помощью математического моделирования / С.А. Калинин, А.Н. Байкин, Р.Ф. Абдуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2022. - № 12. - С. 40-45. -. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-40-45 EDN: NWYTZO
118. Методы моделирования зарождения и распространения трещин / С.Г. Черный, В.Н. Лапин, Д.В. Есипов, Д.С. Куранаков; Институт вычислительных технологий СО РАН. — Новосибирск: Издательство СО РАН, 2016. 312 с.
119. Geertsma J., de Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures // J. Petroleum Technology. 1969. Vol. 21, No. 12. P. 15711581. SPE-2458-PA.
120. Есипов Д.В., Куранаков Д.С., Лапин В.Н., Черный С.Г. Математические модели гидроразрыва пласта // Вычислительные технологии. 2014. Т. 19, № 2. С. 33–61.
121. О.Е. Ивашнев, Н.Н. Смирнов. Формирование трещины гидроразрыва в пористой среде. Вестник Московского университета. Серия 1. Математика. Механика. 2003. № 6. С. 28–36.
122. Y. Zhou, D. Yang, X. Zhang, W. Chen, X. Xia. Numerical investigation of the interaction between hydraulic fractures and natural fractures in porous media based on an enriched FEM // Engineering Fracture Mechanics. – 2020. – Vol. 235. – August 2020. – Paper 107175. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2020.107175>
123. Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures // J.Petroleum Technology. 1961. Vol. 13, No. 9. P. 937-949.
124. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture // SPE Journal. 1972. Vol. 12, No. 4. P. 306-314. SPE-3009-PA.

125. Detournay, E. A Poroelastic PKN Hydraulic Fracture Model Based on an Explicit Moving Mesh Algorithm / E. Detournay, A.H.-D. Cheng, J.D. McLennan // Journal of Energy Resources Technology. – 1990. – Vol. 112. – № 4. – P. 224-230.
126. Hubbert, M. K., & Willis, D. G. 1957. Mechanics of hydraulic fracturing. Transactions of the AIME, 210(01), 153-168.
127. Detournay, E., & Cheng, A. H.-D. (1993). Fundamentals of poroelasticity. In Comprehensive Rock Engineering Vol. 2, pp. 113-171. Pergamon.1993, Pages 113-171, ISBN 9780080406152, <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-040615-2.50011-3>.
128. Wang, H. F. (2000). Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrogeology. Princeton University Press. ISBN 0-691-03746-9; Author Herbert F. Wang, 2000, 287 pp
129. Gan Feng, Xiaochuan Wang, Yong Kang, Zetian Zhang, Effect of thermal cycling-dependent cracks on physical and mechanical properties of granite for enhanced geothermal system, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Volume 134, 2020, 104476, ISSN 1365-1609, <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2020.104476>.
130. Xin Cui, Louis Ngai Yuen Wong, A 3D thermo-hydro-mechanical coupling model for enhanced geothermal systems, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Volume 143, 2021, 104744, ISSN 1365-1609, <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2021.104744>.
131. Петренко, О. В. Влияние температуры на прочность горных пород в кинетической теории разрушения / О. В. Петренко, М. О. Мельничук, А. О. Дычко // Промышленная экология : сборник трудов Международной научно-технической конференции, 27-28 октября 2015 г. – Минск : БНТУ, 2015. – С. 361-366.
132. Dontsov, E.V. An approximate solution for a plane strain hydraulic fracture that accounts for fracture toughness, fluid viscosity, and leak-off. Int J Fract 205, 221–237 (2017). <https://doi.org/10.1007/s10704-017-0192-4>
133. Hua Duan, Heting Li, Junqing Dai, Yongjun Wang, Si'an Chen, Horizontal well fracturing mode of "increasing net pressure, promoting network fracture and keeping

- conductivity" for the stimulation of deep shale gas reservoirs: A case study of the Dingshan area in SE Sichuan Basin, *Natural Gas Industry B*, Volume 6, Issue 5, 2019, Pages 497-501, ISSN 2352-8540, <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.02.005>.
134. Abousleiman, Y., Cheng, A. H.-D., & Cui, L. (1996). Porothermoelastic solutions for induced stresses and pore pressures around a wellbore in a fractured medium. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 33(4), 351-368.
135. Zhang, X., Chen, M., & Li, X. (2019). Numerical simulation of thermal effects on hydraulic fracturing in hot dry rock. *Energy*, 189, 116198.
136. Yoon, J. S., Jung, J. W., & Kim, J. (2014). Thermo-poro-mechanical coupled modeling of hydraulic fracture propagation in geothermal reservoirs. *Geothermics*, 52, 165-175.
137. Wasantha, P. L. P., Xu, Tao, and Bin Xu. "Effect of Fluid Injection Rate on the Hydraulic Fracture Propagation Characteristics." Paper presented at the ISRM Regional Symposium - 11th Asian Rock Mechanics Symposium, Beijing, China, October 2021. doi: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/861/3/032095>
138. Feng, N., Chang, Y., Wang, Z., Liang, T., Guo, X., Zhu, Y., Hu, L., & Wang, Y. (2021). Comprehensive Evaluation of Waterflooding Performance with Induced Fractures in Tight Reservoir: A Field Case. *Geofluids*. <https://doi.org/10.1155/2021/6617211>.
139. Wang, Y., Cheng, S., Zhang, K., & Ayala, L. (2019). Investigation on the transient pressure response of water injector coupling the dynamic flow behaviors in the wellbore, waterflood-induced fracture and reservoir: Semi-analytical modeling and a field case. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. <https://doi.org/10.1016/J.IJHEATMASSTRANSFER.2018.09.083>.
140. Zeng, L., & Liu, H. (2010). Influence of fractures on the development of low-permeability sandstone reservoirs: A case study from the Taizhao district, Daqing Oilfield, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72, 120-127. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2010.03.009>.

141. Ji-Hoon, Kim., Ji-Hoon, Kim., Evan, Schankee, Um., George, J., Moridis., George, J., Moridis. (2018). Integrated simulation of vertical fracture propagation induced by water injection and its borehole electromagnetic responses in shale gas systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165:13-27. doi: 10.1016/J.PETROL.2018.01.024
142. Thanh, Tung, Nguyen., Jean, Sulem., Rawaz, Dlawar, Muhammed., Jean-Claude, Dupla., Jean, Canou., Jean-Gregoire, Boero-Rollo., Jalel, Ochi. (2022). An experimental setup with radial injection cell for investigation of fracturing in unconsolidated sand reservoirs under fluid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 213:110362-110362. doi: 10.1016/j.petrol.2022.110362
143. Trimonova, M., and N. Dubinya. "The Main Tendencies of Water-Induced Hydraulic Fracture Propagation." Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015. doi: <https://doi.org/10.2118/176638-MS>
144. Базыров, И. Ш. Контроль и регулирование роста техногенных трещин при вытеснении нефти из низкопроницаемых коллекторов: специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Базыров Ильдар Шамилевич, 2021. – 112 с. – EDN DOJIBV.
145. Башмаков, Р . А . О длине трещины авто ГРП / Р.А . Башмаков , О. Г . Коробчинская, А . А .Махота // Математическое моделирование процессов и систем : материалы IX Международной молодежной научно-практической конференции, Стерлитамак, 30 октября - 01 2019 года. - Стерлитамак : Башкирский государственный университет, Стерлитамакский филиал, 2019. - С. 72-74. - EDN QCROYB.
146. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022660750 Российская Федерация. Программа для моделирования развития плоской трещины ГРП (авто-ГРП) в пороупругой среде : № 2022619813 : заявл. 27.05.2022 : опубл. 08.06.2022 / С. В . Головин, А . Н . Байкин ,

147. Hongyan, Qu., Yan, Peng., Zhejun, Pan., Xiangdong, Xu., Fujian, Zhou. (2023). Numerical study on the impact of water-rock interactions on the propagation of water-flooding induced fracture. *Frontiers in Earth Science*, 11 doi: 10.3389/feart.2023.1129913
148. Xiaolong, Sun., Jiangyu, Liu., Y., Jin., Dengfeng, Ren., Yang, Zhang., Litao, Shang., Haoli, Bai., Xi, Wu. (2024). Experimental Study on Hydraulic Fracture Propagation Mechanism of Water Injection Propagation in Super Deep Fracture-Cavity Carbonate Reservoir. *Springer series in geomechanics and geoengineering*, 486-498. doi: 10.1007/978-981-97-0260-2_42
149. Julio, Rueda., C., Mejía., P., Firme., Deane, Roehl., D., Rossi., Fernanda, Henriques., Eduardo, H., S., Sousa., R., Chaves. (2024). Impact of Cold Fluid Injection on Hydraulic Fracture Propagation. doi: 10.56952/arma-2024-0566
150. Dingning, Cai., Shiqing, Cheng., Wenpeng, Bai., Cao, Wei., Xinyang, Guo., Yang, Wang. (2024). Numerical Modeling of Waterflood Induced Fractures in Fractured Tight Reservoirs: Field Cases in as oilfield, China. doi: 10.2118/219387-ms
151. Chenxu, Yang., Linsong, Cheng., Renyi, Cao., Xulin, Du. (2022). An Improved Embedded Discrete Fracture Model with Fracture Growth for Water-Induced Fracture Simulation in Low Permeability Reservoirs. *Lithosphere*, 2022(Special 4) doi: 10.2113/2022/2882368
152. van den Hoek, P.J., Matsuura, T., de Kroon, M., and G. Gheissary. "Simulation of Produced Water Re-Injection Under Fracturing Conditions." Paper presented at the European Petroleum Conference, Milan, Italy, October 1996. doi: <https://doi.org/10.2118/36846-MS>
153. Шель Е.В., Кабанова П.К., Ткаченко Д.Р., Базыров И.Ш., Логвинюк А.В. Моделирование инициации и распространения трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. 2020;(2):36-42. <https://doi.org/10.7868/S2587739920020056>
154. Gao Y, Detournay E. Hydraulic fracture induced by water injection in weak rock. *Journal of Fluid Mechanics*. 2021;927:A19. doi:10.1017/jfm.2021.770

155. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП / И. Я. Якупов, Е. Л. Егоров, И. И. Родионова [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 6(91). – С. 67-71. – DOI 10.24412/2076-6785-2022-6-67-71. – EDN COOAMB.
156. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении, М., 2001. Shlumberger. 143с.
157. В.А. Афанасьев, А.А. Шевелев, С.А. Сулима, А.Г. Гусев Качественная подготовка воды для поддержания пластового давления в низкопродуктивных пластах. Нефтяное хозяйство №7, 2005г
158. Мингулов Ш.Г. Разработка научных основ и технологий восстановления приемистости нагнетательных скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Уфа, 2015г.
159. Абдулин Ф.С. Расслоение пород девонского продуктивного пласта при закачке воды для законтурного заводнения. //Нефт. хоз., №1, 1958г.
160. Медведский Р.И. Упрощенная очистка при закачке морской воды на месторождении Нефтяные Камни. //Нефтяное хозяйство. №12, 1967г.
161. Янин А. Н., Черевко С. А. Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин // Территория Нефтегаз. 2016. №12. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-napravleniya-treschin-gidrorazryva-plasta-na-pokazateli-ekspluatatsii-skvazhin> (дата обращения: 10.08.2025).
162. Янин А.Н., Янин К.Е., Биккулов М.М., Анализ истории развития систем ППД с целью выбора устьевого давления закачки воды на нефтяных объектах Западной Сибири. // Геология и недропользование Науки о Земле, №4, 2003г.
163. Тронов В.П. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. //М.: Недра, 2001г.
164. Yerramilli, Ramesh Chandra, Zitha, P. L., Yerramilli, Sanjay Surya, and Pavel Bedrikovetsky. "A Novel Water Injectivity Model and Experimental Validation using CT Scanned Core-floods." Paper presented at the SPE European Formation Damage Conference & Exhibition, Noordwijk, The Netherlands, June 2013. doi: <https://doi.org/10.2118/165194-MS>

165. Bedrikovetsky, P.; Zeinijahromi, A.; Siqueira, F.D.; Furtado, C.A.; de Souza, A.L.S. Particle detachment under velocity alternation during suspension transport in porous media. *Transport in Porous Media*. 2012, Vol. 91, 173–197. <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9839-1> .
166. Vaz, A.; Bedrikovetsky, P.; Fernandes, P.D.; Badalyan, A.; Carageorgos, T. Determining model parameters for non-linear deep-bed filtration using laboratory pressure measurements. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017, Vol. 151, 421–433. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.001>.
167. H. Fallah, H. Fathi and H. Mohammadi, "The Mathematical Model for Particle Suspension Flow through Porous Medium," *Geomaterials*, Vol. 2 No. 3, 2012, pp. 57-62. doi: 10.4236/gm.2012.23009.
168. S. Pang and M. M. Sharma, "A Model for Predicting Injectivity Decline in Water- Injection Wells," *SPE Paper 28489*, Vol. 12, No. 3, 1997, pp. 194-201.
169. J. P. Herzig, D. M. Leclerc and P. Le Goff, "Flow of suspension through porous media-application to deep filtration," *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, Vol. 65, No. 5, 1970, pp. 8-35
170. Определение влияния подтоварной воды с содержанием мехпримесей на проницаемость пород пластов-коллекторов месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз». ООО «ТННЦ», г. Тюмень, 2019 г.
171. Методы моделирования зарождения и распространения трещин / С.Г. Черный, В.Н. Лапин, Д.В. Есипов, Д.С. Куранаков; Институт вычислительных технологий СО РАН. — Новосибирск: Издательство СО РАН, 2016. 312 с.
172. Gringarten, Alain C., and Henry J. Ramey. "The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady-Flow Problems in Reservoirs." *SPE J.* 13 (1973): 285–296. doi: <https://doi.org/10.2118/3818-PA>
173. Lynch, S. (2001). A Tutorial Introduction to Maple. In: *Dynamical Systems with Applications using MAPLE*. Birkhäuser, Boston, MA. https://doi.org/10.1007/978-1-4899-2849-8_1.

174. Проблемы разработки. Ломового месторождения / В. П. Мангазеев, Г. С. Степанова, А. И. Фомин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 42-47. – EDN MPVQUZ.
175. Идентификация участков локализации остаточных запасов нефти на основе морфометрических исследований (на примере Ломового месторождения) / М. В. Федоров, Р. А. Гнилицкий, А. С. Сагайдачная [и др.] // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 1. – С. 49-53. – EDN NCQMKV.
176. Чурсина, Т. В. Геолого-промысловые особенности формирования трудноизвлекаемых запасов (на примере Кальчинского месторождения) / Т. В. Чурсина, Г. В. Казанцев // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли : Сборник научных трудов X Международного научно-технического конгресса Студенческого отделения общества инженеров-нефтяников - Society of Petroleum Engineers (SPE), Тюмень, 23–25 мая 2016 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 55-56. – EDN VYCDXL.
177. Эффективность применения метода выравнивания профилей приемистости на примере Кальчинского месторождения / Л. М. Кадочникова, А. С. Туляков, И. З. Зейналов, Г. А. Бурдуковский // Молодой ученый. – 2020. – № 4(294). – С. 228-230. – EDN GTAAJP.
178. Максимов, М. Н. Оценка эффективности системы ППД на Кальчинском нефтяном месторождении / М. Н. Максимов // Вестник Пермского университета. Геология. – 2016. – № 2(31). – С. 77-82. – DOI 10.17072/psu.geol.31.77. – EDN WFEFOT.
179. Проведение исследований по трассировке путем закачки оторочек индикаторов на Кальчинском месторождении / ООО НТЦ «Геоинформатика»; Н.П. Михеева, Н.В. Гусева, А.Р. Фаткуллина. 2010.
180. Мулявин С.Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : автореф. дис. д-ра техн. наук: 25.00.17 / С. Ф. Мулявин, 2013. - 47 с. - Текст : непосредственный.

181. Lee, Kyung Haeng. Impact of Injection Well Fractures on Well Injectivity and Reservoir Sweep in Waterflooding and Enhanced Oil Recovery / The University of Texas. 2008. - DOI 10.2118/71614-MS.
182. Zhang, T., Pang, W., Du, J., He, Y., He, Q., Liu, H., Feng, X., Song, B., and C. A. Ehlig-Economides. "Actual and Optimal Hydraulic Fracture Design in a Tight Gas Reservoir." Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2014. doi: <https://doi.org/10.2118/168613-MS>.
183. <https://www.nsitech.com/nsi-fractip-optimumfracture> (дата обращения: 11.08.2025).
184. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/areal-sweep-efficiency> (дата обращения: 11.08.2025).
185. <https://subsurfacealliance.com/technical-series/f/dimensionless-fracture-conductivity-in-hydraulic-fracturing>, (дата обращения: 11.08.2025).
186. Gadde, Phani B., and Mukul M. Sharma. "Growing Injection Well Fractures and Their Impact on Waterflood Performance." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 2001. doi: <https://doi.org/10.2118/71614-MS>

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2026612960

Гидрофрак

Правообладатели: *Изотов Алексей Александрович (RU),
Черемисин Николай Алексеевич (RU)*

Авторы: *Изотов Алексей Александрович (RU), Черемисин
Николай Алексеевич (RU)*



Заявка № **2026611784**

Дата поступления **25 января 2026 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **02 февраля 2026 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 00a570e4f7add8d531b4b8818e75f29506
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 04.05.2025 по 28.11.2026

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Акт о внедрении результатов диссертационной работы



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»
(ООО «РН-Уватнефтегаз»)

Почтовый адрес: ул. Ленина, д. 67, г. Тюмень, Тюменская обл., 625000
Юридический адрес: ул. Иртышская, дом 19, с. Уват, с.п. Уватское, м.р. Уватский, Тюменская обл., 626170
Телефон: (3452) 38 99 99, факс: (3452) 38 21 62, e-mail: rn-uvatng@uvng.rosneft.ru
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997250001

от 09.09.2025 № 09-цех - 0285

на № _____ от _____

А К Т

о внедрении результатов диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук Изотова Алексея Александровича

Настоящим подтверждается, что научно обоснованные рекомендации и выводы научно-квалификационной работы (диссертации) соискателя ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» А.А. Изотова используются в ООО «РН-Уватнефтегаз» в качестве методических подходов при организации систем поддержания пластового давления на новых объектах Уватской группы месторождений, а так же при подготовке программ перевода добывающих скважин под нагнетание

На основе методических подходов выполнен расчет ограничений по величине давления нагнетания и приемистостей, с учетом фактического содержания примесей в воде, обоснованы технологические режимы работы нагнетательных скважин. Использованный методический подход позволил снизить риск развития протяженных техногенных трещин от нагнетательных скважин, что положительно повлияло на темп снижения базовой добычи по участкам охваченным рекомендациями в 2024-2025гг.

Заместитель генерального директора
главный геолог



М.А. Романчев